

ПРОЕКТ

Министерство энергетики Российской Федерации

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ РОССИИ
НА ПЕРИОД ДО 2035 ГОДА**

Москва 2014 год

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ 1. ВВЕДЕНИЕ.....	4
РАЗДЕЛ 2. ТЕКУЩИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РЕАЛИЗАЦИИ ЭС-2030	11
РАЗДЕЛ 3. ПЕРСПЕКТИВЫ СПРОСА НА РОССИЙСКИЕ ЭНЕРГОРЕСУРСЫ И ВЫЗОВЫ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ	19
3.1 <i>Перспективы социально-экономического развития России и формирование внутреннего спроса на ТЭР</i>	<i>19</i>
3.2 <i>Россия на мировых энергетических рынках</i>	<i>23</i>
3.3 <i>Вызовы для российской энергетики</i>	<i>29</i>
РАЗДЕЛ 4. ЦЕЛЕВОЕ ВИДЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ ДО 2035 года	31
4.1 <i>Цели и задачи ЭС-2035</i>	<i>31</i>
4.2 <i>Главные стратегические ориентиры</i>	<i>35</i>
4.3 <i>Принципы, механизмы и этапы реализации Энергостратегии</i>	<i>41</i>
РАЗДЕЛ 5. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА	47
5.1 <i>Недропользование</i>	<i>47</i>
5.2 <i>Налоговая и таможенная политика в энергетике</i>	<i>50</i>
5.3 <i>Государственное регулирование внутренних энергетических рынков</i>	<i>52</i>
5.4 <i>Государственная политика в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности</i>	<i>56</i>
5.5 <i>Научно-техническая политика в энергетике</i>	<i>60</i>
5.6 <i>Региональная энергетическая политика</i>	<i>65</i>
5.7 <i>Социальная политика и развитие человеческого капитала в энергетике</i>	<i>67</i>
5.8 <i>Экологическая политика в энергетике</i>	<i>71</i>
5.9 <i>Внешняя энергетическая политика</i>	<i>74</i>
РАЗДЕЛ 6. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛЕЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА.....	79
6.1 <i>Рациональный топливно-энергетический баланс.....</i>	<i>79</i>
6.2 <i>Стратегические инициативы развития топливно-энергетического комплекса</i>	<i>83</i>
6.3 <i>Развитие сырьевой базы топливно-энергетического комплекса.....</i>	<i>90</i>
6.4 <i>Нефтяной комплекс</i>	<i>97</i>
6.5 <i>Газовая промышленность</i>	<i>108</i>
6.6 <i>Глубокая переработка углеводородного сырья (нефтегазохимия)</i>	<i>122</i>
6.7 <i>Угольная промышленность.....</i>	<i>132</i>

<i>6.8 Электроэнергетика</i>	139
<i>6.9 Атомная энергетика и ядерный топливный цикл</i>	156
<i>6.10 Теплоснабжение</i>	160
<i>6.11 Использование возобновляемых источников энергии и местных видов топлива</i> .	172
<i>6.12 Прогноз инвестиций в развитие топливно-энергетического комплекса</i>	179
РАЗДЕЛ 7. РЕГИОНАЛЬНЫЕ И МЕЖОТРАСЛЕВЫЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА.....	180
<i>7.1 Региональные особенности развития топливно-энергетического комплекса</i>	180
<i>7.2. Взаимовлияние развития топливно-энергетического комплекса и отраслей промышленности</i>	191
РАЗДЕЛ 8. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И СИСТЕМА РЕАЛИЗАЦИИ НАСТОЯЩЕЙ СТРАТЕГИИ.....	196
<i>8.1 Ожидаемые результаты реализации Стратегии</i>	196
<i>8.2 Основные риски реализации Стратегии</i>	199
<i>8.3 Система реализации настоящей Стратегии</i>	201
ПРИЛОЖЕНИЕ № 1	204
ПРИЛОЖЕНИЕ № 2	209
ПРИЛОЖЕНИЕ № 3	213
ПРИЛОЖЕНИЕ № 4	219
ПРИЛОЖЕНИЕ №5	237

РАЗДЕЛ 1. ВВЕДЕНИЕ

Настоящая Стратегия определяет цели и задачи долгосрочного развития энергетического сектора страны на предстоящий период, приоритеты и ориентиры, а также механизмы и меры государственной энергетической политики на отдельных этапах ее реализации, обеспечивающие достижение намеченных целей.

В ходе реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года № 1715-р, была подтверждена адекватность большинства ее утверждений реальному положению энергетического сектора страны даже в условиях глубокой посткризисной трансформации экономики России. Вместе с тем, по целому ряду показателей, развитие ТЭК отклонилось от количественных и особенно качественных параметров Стратегии, что обусловлено новыми вызовами, требующими реакции со стороны государственной энергетической политики. Настоящая скорректированная Стратегия обеспечивает адаптацию ЭС-2030 к реалиям посткризисного развития мировой и российской экономики и энергетики, а также расширение временного горизонта (пролонгацию) Стратегии до 2035 года.

Настоящая Энергетическая Стратегия во многом является преемственной по отношению к ЭС-2030. Вместе с тем, имеются и достаточно существенные отличия.

Во-первых, структура документа. В целом в настоящей Стратегии сохранена структура ЭС-2030, но имеется ряд новаций:

1. в разделе «Перспективы спроса на российские энергоресурсы» добавлен новый подраздел «Вызовы для российской энергетики»
2. выделен новый раздел «Раздел 4. Целевое видение энергетики России до 2035 года», объединяющий подразделы: «Цели и задачи ЭС-2035», «Главные стратегические ориентиры», «Принципы, механизмы и этапы реализации Энергостратегии»
3. в разделе «Государственная энергетическая политика»
 - добавлен подраздел «Налоговая и таможенная политика в энергетике»;
 - добавлен подраздел «Государственная политика в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности»;
 - добавлен подраздел «Экологическая политика в энергетике»;
 - подраздел «Социальная политика в энергетике» расширен и представлен в виде «Социальная политика и развитие человеческого капитала в энергетике».

4. в разделе «Перспективы развития отраслей топливно-энергетического комплекса» добавлен подраздел «Глубокая переработка углеводородного сырья (нефтегазохимия)»
5. в разделе «Ожидаемые результаты и система реализации настоящей Стратегии» добавлен подраздел «Основные риски реализации Стратегии»

Во-вторых, оценка перспектив социально-экономического развития России и внутреннего спроса на российские энергоресурсы. Основное изменение прогноза развития российской экономики в настоящей Стратегии по сравнению с ЭС-2030 состоит в том, что кризис привел не только к временному спаду экономической активности, но и к среднесрочному замедлению темпов экономического роста в связи с усилением долгосрочных структурных и институциональных ограничений развития российской экономики. В связи с этим перспективы роста ВВП и внутреннего потребления энергоносителей значительно понижены по сравнению с ЭС-2030.

В-третьих, оценка положения России на мировых энергетических рынках. В ЭС-2035 и ЭС-2030 рассматриваются ключевые глобальные тенденции развития мировой экономики и мировых энергетических рынков. Но в настоящей Стратегии этот анализ значительно расширен и уточнен. Основное изменение прогноза развития мировой экономики и энергетики состоит в том, что в ЭС-2035 по сравнению с ЭС-2030 значительно полнее учитывается трансформация мировых энергетических рынков в посткризисный период, связанная с тенденцией перехода ряда основных стран-импортеров на энергетическое самообеспечение. Появление новых производителей, рост значимости нетрадиционных ресурсов углеводородов и ускоренное развитие возобновляемых источников энергии ведут к ужесточению конкуренции на ключевых мировых энергетических рынках. Помимо традиционного количественного прогноза экспорта российских энергоресурсов, в настоящей Стратегии учитываются также качественные тенденции технологической трансформации, эволюции механизмов ценообразования и регулирования на мировых энергетических рынках.

В-четвертых, формирование цели и задач Стратегии. Цель настоящей Стратегии можно назвать преемственной к ЭС-2030. Задачи ЭС-2035 в целом отражают задачи, обозначенные в ЭС-2030, но они существенно расширены и уточнены. В частности, добавлены положения о развитии внутренней энергетической инфраструктуры (преодоление традиционного дисбаланса в пользу экспортных проектов и экспортной инфраструктуры); о повышении доступности и качества энергетических товаров и услуг; о

внедрении принципов устойчивого развития в управление энергетическими компаниями и государственное регулирование развития энергетики.

В-пятых, суть центральной идеи Стратегии. В ЭС-2030 основной является идея о том, что ТЭК должен стать локомотивом развития экономики страны. Являясь крупнейшим заказчиком для многих смежных отраслей промышленности и экономики, ТЭК должен был внести весомый вклад в инвестиционное обеспечение инновационного развития отечественной экономики. В настоящей Стратегии центральной идеей является переход от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию ТЭК. При этом новая роль ТЭК в экономике страны будет состоять в переходе от «локомотива развития» к «стимулирующей инфраструктуре», обеспечивающей создание условий для развития российской экономики, включая ее диверсификацию, рост технологического уровня, минимизацию инфраструктурных ограничений.

В-шестых, определение главных стратегических ориентиров. В настоящей Стратегии и ЭС-2030 рассматривается 4 стратегических ориентира.

- ориентир «энергетическая безопасность» рассматривается в ЭС-2030 и ЭС-2035. Но в настоящей Стратегии в этот ориентир включены индикаторы, которые отсутствуют в ЭС-2030, но которые согласуются с системой показателей, утвержденных в Доктрине энергетической безопасности России;
- ориентир «энергетическая эффективность» рассматривается в ЭС-2030 и ЭС-2035, но в ЭС-2035 скорректированы индикаторы по этому ориентиру и подчеркивается, что энергетическая эффективность более широкое понятие, чем энергосбережение;
- ориентир «бюджетная эффективность энергетики», который рассматривается в ЭС-2030, в настоящей Стратегии расширен до понятия «экономическая эффективность энергетики». Это связано с переходом ТЭК на роль стимулирующей инфраструктуры, обеспечивающей создание условий для развития российской экономики. При этом необходим анализ эффективности функционирования ТЭК в экономической системе страны в целом, и для этого недостаточно рассмотрение только бюджетной эффективности деятельности ТЭК, которая является лишь одной из составляющих экономической эффективности. В связи с расширением данного стратегического ориентира для него разработана новая система индикаторов.
- ориентир «экологическая безопасность энергетики», который рассматривается в ЭС-2030, в настоящей Стратегии расширен до понятия «устойчивое развитие

энергетики», включающее требования социальной ответственности, экологической безопасности и инновационного развития

В-седьмых, перечень мероприятий государственной энергетической политики. В целом по всем направлениям государственной энергетической политики в ЭС-2035 сохранена преемственность по отношению к ЭС-2030. В ЭС-2035 во многом отражены стратегические цели, проблемы, задачи и меры государственной политики, обозначенные в ЭС-2030. Но в настоящей Стратегии они расширены и уточнены, в частности:

- по направлению «Недропользование»: осуществление разработки новой классификации запасов, основанной не на технических, а на экономических показателях добычи углеводородов и гармонизированной с международной классификацией запасов.

- по направлению «Налоговая и таможенная политика в энергетике»: переход от НДС к налогообложению финансового результата в форме налога на добавочный доход (НДД) или налога на сверхприбыль при добыче углеводородов, разработка концепции и механизма налогообложения финансового результата.

- по направлению: «Государственное регулирование внутренних энергетических рынков»: разработка и совершенствование механизмов биржевой торговли для рынков всех видов энергии и энергоносителей.

- по направлению «Государственная политика в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности»: использование средств бюджетов различных уровней, внебюджетных средств, организация льготного заемного финансирования проектов в области энергоэффективности и энергосбережения (включая компенсацию процентной ставки по соответствующим кредитам); предоставление государственных гарантий по кредитам на реализацию проектов в области энергоэффективности и энергосбережения; развитие механизмов налогового стимулирования приобретения энергоэффективного оборудования.

- по направлению «Научно-техническая политика в энергетике»: стимулирование восстановления инновационного цикла: фундаментальные исследования - прикладные исследования - опытно-конструкторские разработки - головные образцы – производство.

- по направлению «Региональная энергетическая политика»: разработка методики мониторинга состояния энергетической безопасности страны и ее регионов и хода реализации Доктрины энергетической безопасности России.

- по направлению «Социальная политика и развитие человеческого капитала в энергетике»: комплекс мер по развитию человеческого капитала в ТЭК.

- по направлению «Внешняя энергетическая политика»: адаптация политики России на рынках ТЭР к новым тенденциям развития и трансформации регулирования; содействие формированию общих рынков энергоносителей Евразийского экономического пространства.

В-восьмых, параметры топливно-энергетического баланса. Настоящая Стратегия, как и ЭС-2030, предусматривает значительное снижение энергоемкости российской экономики, неувеличение доли газа в структуре энергопотребления, рост доли нетопливной энергетики. Но ТЭБ в ЭС-2035 отличается от ТЭБ в ЭС-2030.

1. Внутреннее потребление первичных ТЭР и потребление электроэнергии в ЭС-2035 растет медленнее, чем в ЭС-2030. Это связано, прежде всего, с изменением прогноза развития российской экономики, снижением перспектив роста ВВП в настоящей Стратегии; но вместе с тем, в ЭС-2035 сохраняется тенденция на углубленную электрификацию промышленности, транспорта и комбыта;

2. Если ЭС-2030 предполагала снижение доли газа в потреблении ТЭР, то ЭС-2035 говорит о стабилизации его доли. При этом доля газа в энергопотреблении в ЭС-2035 несколько выше, а угля несколько ниже, чем в ЭС-2030. Кроме того, в структуре топливообеспечения электростанций доля газа и угля относительно стабильна - в ЭС-2030 предполагалось заметное снижение доли газа и повышение доли угля. Эти тенденции связаны, в первую очередь, с пересмотром прогноза внутреннего потребления угля в сторону понижения (завышенный прогноз ЭС-2030 не оправдался). По этой же причине в настоящей Стратегии по сравнению с ЭС-2030 понижен прогноз добычи угля;

4. Объем нефтепереработки в ЭС-2035 растет медленнее, чем в ЭС-2030, что обусловлено более низким прогнозом экспорта нефтепродуктов (мазута), а также более умеренными темпами роста внутреннего потребления моторного топлива по сравнению с ЭС-2030; но вместе с тем, в ЭС-2035 сохраняется ориентация на существенное повышение глубины переработки нефти;

5. В экспорте нефти и газа ожидается существенно более высокая доля АТР. Также, в настоящей Стратегии в экспорте газа ожидается значительно более высокая доля СПГ. Эти изменения связаны с пересмотром ключевых трендов и направлений развития мировой экономики и энергетики. На фоне долгосрочного торможения спроса на энергоресурсы на рынках традиционного присутствия России, происходит ускорение сдвига мирового спроса на энергию в развивающиеся страны, где присутствие России весьма ограничено. При этом наиболее перспективным рынком сбыта энергоносителей становятся страны АТР. Вместе с тем, в мире ожидается значительный рост производства

СПГ и его роли в международной торговле энергоресурсами. В перспективе появление новых крупных игроков на рынке СПГ достаточно сильно перекроит направления поставок традиционных производителей, которые все больше будут ориентировать свой экспорт на Азию. В связи с этим, освоение новых энергетических рынков, прежде всего в АТР, и укрепление позиций на высоко конкурентных мировых рынках СПГ представляют для России значительный интерес.

В-девятых, состав стратегических инициатив. В целом перечень и цели стратегических инициатив в настоящей Стратегии преемственны по отношению к ЭС-2030 и касаются развития НГК в восточных регионах страны, освоения углеводородов северных регионов и шельфа, развития энергетической инфраструктуры, развития энергосбережения. Но при этом в ЭС-2035 в соответствии с уточненными целями и задачами в стратегические инициативы внесены определенные изменения.

1. Стратегическая инициатива «Развитие энергосбережения» уточнена и представлена в виде «Развитие технологического энергосбережения». Это связано с тем, что главной проблемой в сфере повышения энергоэффективности экономики является значительный нереализованный потенциал организационного и технологического энергосбережения. Без реализации этого потенциала развитие экономики России будет ограничено энергетическими и экологическими факторами.

2. Стратегическая инициатива «Развитие и диверсификация экспортной инфраструктуры» изменена на «Развитие внутренней энергетической инфраструктуры». Такой сдвиг определяется трансформацией роли энергетики в развитии экономики России от «локомотива развития» к «стимулирующей инфраструктуре». Эффективная внутренняя энергетическая инфраструктура должна стать основой конкурентоспособности всех отраслей российской экономики, позволяя ограничить рост энергетических издержек.

Настоящая Стратегия формирует новые ориентиры развития энергетического сектора в рамках перехода российской экономики на инновационный путь развития, предусмотренный Прогнозом долгосрочного социально – экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года, утвержденным председателем Правительства Российской Федерации 25 марта 2013 года (далее - Прогноз). Исходя из того, что основной угрозой России в предстоящие десятилетия является её технологическое отставание, особую остроту приобретает необходимость перехода страны на путь ресурсно-инновационного развития, органически сочетающего потенциал ресурсодобывающих отраслей, и широкое внедрение инновационных технологий отечественной разработки.

Для этого требуется объединение потенциала государства и общества, науки и промышленности, на что и ориентируется настоящая Энергетическая стратегия России.

Энергостратегия выполняет целый комплекс функций:

1) снижает уровень неопределенности относительно стратегических перспектив развития энергетики, что положительно влияет на инвестиционные решения компаний (функция снижения неопределенности);

2) задает стратегические ориентиры государственной энергетической политики, что обеспечивает последовательность ее реализации и концентрацию усилий на наиболее важных направлениях, а также координацию действий различных ведомств и компаний (функция формирования политики);

3) усиливает взаимодействие ключевых заинтересованных сторон (государства и его различных структур, энергетических компаний, научного сообщества, гражданского общества), формируя консенсусное видение будущего российской энергетики (функция формирования консенсуса);

4) способствует осознанию имеющихся проблем, вызовов и возможностей, интересов и противоречий ключевыми заинтересованными сторонами, обмену информацией (информационная функция).

Энергетическая стратегия учитывает интересы не только государства и энергетических компаний, но и общества, рассматривая не только взаимодействие различных отраслей энергетики, но и взаимодействие энергетики с другими направлениями развития – геополитическими вопросами, социальной и экологической эффективностью и др.

Настоящая Стратегия базируется как на оценке опыта реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года, так и на анализе существующих тенденций и новых вызовов развитию энергетики, учитывает возможные отклонения внешних и внутренних условий экономического развития России. При этом представленные в Стратегии важнейшие цели и долгосрочные ориентиры перехода экономики страны на инновационный путь развития рассматриваются как инвариантные. Количественные параметры развития экономики и энергетики, указанные в Стратегии, подлежат уточнению в процессе мониторинга реализации предусмотренных ею мер и механизмов. При этом ЭС-2035 исходит из активной позиции государства, способного не только к «реактивной» адаптации к изменениям, но и к активной, стратегической деятельности.

В рамках настоящей Стратегии представлены:

- Текущие результаты реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года (раздел 2);
- Перспективы спроса на российские энергоресурсы и вызовы для энергетики (Раздел 3.);
- Целевое видение энергетики России до 2035 года (Раздел 4);
- Государственная энергетическая политика (Раздел 5)
- Перспективы развития отраслей топливно-энергетического комплекса (Раздел 6);
- Региональные и межотраслевые аспекты развития топливно-энергетического комплекса (Раздел 7);
- Ожидаемые результаты и система реализации настоящей Стратегии (Раздел 8).

Положения настоящей Стратегии используются при разработке и корректировке законодательных актов, регулирующих работу энергетического сектора России, программ социально-экономического развития, энергетических стратегий и программ субъектов Российской Федерации, комплексных программ по энергетическому освоению регионов России, генеральных схем развития отдельных отраслей, инвестиционных программ и крупных проектов компаний энергетического сектора.

РАЗДЕЛ 2. ТЕКУЩИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РЕАЛИЗАЦИИ ЭС-2030

Анализ хода реализации ЭС-2030 базируется на оценке степени продвижения по основным стратегическим ориентирам государственной энергетической политики в разрезе энергетического сектора в целом и по отдельным отраслям топливно-энергетического комплекса (далее – ТЭК) и на анализе результатов функционирования ТЭК России.

Энергетическая безопасность. За годы реализации ЭС-2030 энергетическая безопасность России была в целом обеспечена. Однако не удалось избежать локальных кратковременных нарушений энергетической безопасности отдельных регионов. Качество вовлеченных в оборот ресурсов по мере выработки относительно более эффективных запасов ухудшается, растет доля трудноизвлекаемых запасов ТЭР. Имеет место высокий износ основных производственных фондов энергетики (до 60%) при низких темпах их обновления и создания строительных заделов. Более 90% мощностей действующих электростанций, 83% зданий, 70% котельных, 70% технологического оборудования электрических сетей и 66% тепловых сетей было построено еще до 1990 года. В целом по ТЭК с момента утверждения Стратегии было осуществлено 62,0% от инвестиций,

запланированных на первом этапе реализации ЭС-2030. В нефтяном комплексе и в угольной промышленности инвестиционный процесс шел с опережением графика, в газовой промышленности и электроэнергетике – практически вровень с графиком, в теплоснабжении – с большим (в 2,5 раза) отставанием. Сохраняется отставание отечественного топливно-энергетического комплекса от мирового научно-технического уровня. Имеет место региональная асимметрия в обеспеченности территорий энергоресурсами и их потреблением. Важнейшими проблемами российского топливно-энергетического баланса является высокая зависимость от природного газа и низкое качество энергетических товаров и услуг. Хотя в 2012 году доля газа в добыче первичных ТЭР сократилась до 40,3% (42,3% в 2008 году) а в потреблении ТЭР – до 51,7% (51,9% в 2008 году), но она остается очень высокой.

Энергетическая эффективность экономики. Энергоемкость российской экономики с 2008 года по 2012 год (несмотря на кризис) снизилась на 2,2%. В последние годы основной вклад в снижение энергоемкости валового внутреннего продукта вносили структурные сдвиги в экономике и восстановительный рост в промышленности (эффект экономии на масштабах производства). В перспективе на первый план выдвигается технологическая экономия энергии, в отношении которой успехи России пока недостаточны. Эффект от внедрения новых технологий частично перекрывался деградацией и падением эффективности старого изношенного оборудования и зданий. Достижение целей первого этапа ЭС-2030 представляется весьма маловероятным, так как потенциал структурных сдвигов в отношении снижения энергоемкости в основном исчерпан, а технологическое сбережение пока существенно отстает от намеченных ориентиров. Уровни энергоемкости производства важнейших отечественных промышленных продуктов выше среднемировых в 1,2 - 2 раза и выше лучших мировых образцов в 1,5 - 4 раза. Низкая энергетическая эффективность порождает низкую конкурентоспособность российской промышленности. Усиление глобальной конкуренции требует кардинального роста энергоэффективности использования ресурсов, несмотря на ограничивающие факторы, такие как сравнительно низкие цены на энергоносители и суровые климатические условия страны.

Бюджетная эффективность энергетики. Доля ТЭК в инвестициях в российскую экономику продолжила расти и достигла 43,4% (от инвестиций средних и крупных предприятий), увеличившись на 13,1 процентных пункта от уровня 2008 года. При этом в ЭС-2030 был заложен показатель 18% в конце первого этапа. Вклад ТЭК в доходы федерального бюджета увеличился до 50%, причем целевым являлся показатель 30% к

2015 году Таким образом, зависимость экономики России от ТЭК по ряду ключевых показателей с 2008 года заметно возросла. Отставание в развитии других секторов экономики, прежде всего обрабатывающей промышленности, связано с сохранением негибкой и несовершенной ценовой и налоговой политики, приводящей к значительному росту цен на энергоносители для конечных потребителей. Высокие цены на топливно-энергетические ресурсы при низкой эффективности их использования снижают конкурентоспособность продукции российских предприятий и ложатся бременем на бюджеты всех уровней. В связи с этим основное внимание необходимо уделять экономической эффективности функционирования ТЭК. При столь большой роли этого сектора возникает задача создания таких условий, при которых развитие ТЭК в максимальной степени способствовало бы инновационному развитию всех отраслей промышленности через увеличение заказов предприятий ТЭК на НИОКР и на высокотехнологичное оборудование.

Экологическая безопасность. В сфере экологической безопасности достижение целей первого этапа ЭС-2030 по снижению выбросов загрязняющих веществ остается в зоне риска в силу инерционности технологической структуры энергетики, несмотря на некоторое улучшение положения. Несмотря на то, что наметился некоторый прогресс в утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ), пока усилия государства не привели к существенному росту уровня его утилизации, как в силу инерционности развития инфраструктуры, так и в силу недостатков норм регулирования. Предпринимаемые меры в настоящее время связаны в основном с повышением штрафов за выбросы, и этого, как показывает практика, недостаточно. Для решения проблем в данной области, помимо дальнейшего ужесточения экологического законодательства, необходимо развивать систему государственной экологической экспертизы инвестиционных проектов.

Главными направлениями перспективного развития отраслей топливно-энергетического комплекса, предусмотренными Энергетической стратегией России на период до 2030 года, являются: изменение структуры и масштабов производства энергоресурсов; развитие внутренних энергетических рынков; интеграция в мировую энергетическую систему.

Изменение структуры и масштабов производства энергоресурсов. За время, прошедшее с начала реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года, российский энергетический сектор развивался преимущественно в рамках основных прогнозных тенденций, предусмотренных указанным документом, несмотря на некоторые

отклонения базовых экономических индикаторов развития страны и внешнеэкономических условий от их значений, прогнозировавшихся в 2008-2009 годах.

При фактическом увеличении ВВП в 2012 году на 3,9% к уровню 2008 года и его приближении к нижней границе прогнозного коридора ЭС-2030, фактический прирост добычи и производства топливно-энергетических ресурсов составил 2,8% к уровню 2008 года. По итогам 2012 года он на 2,3% превысил минимальный целевой показатель на конец первого этапа реализации ЭС-2030. При этом и внутреннее потребление топливно-энергетических ресурсов выросло на 1,5% к уровню 2008 года, оказавшись выше нижней границы прогнозных значений ЭС-2030. Вероятность достижения прогнозных значений к 2015 году достаточно велика, но следует ожидать небольшого превышения нижней границы. Высокая эластичность показателей развития энергетики и экономики сохраняется, прежде всего, в связи с недостаточным ростом энергоэффективности. Душевое потребление первичных топливно-энергетических ресурсов и душевое потребление электроэнергии в 2008-2012 годах увеличились, в целом, адекватно прогнозу ЭС-2030, а по душевому потреблению моторного топлива целевое значение первого этапа реализации Стратегии уже превышено в связи с быстрым ростом автопарка в стране.

В результате усилий нефтяных компаний и стимулирующих мер со стороны государства фактические показатели добычи нефти, увеличившись в период с 2008 года на 6,3%, существенно (на 4,8%) превышают значения, заложенные в ЭС-2030. Вероятно, превышение добычи над параметрами ЭС-2030 сохранится до 2015 года. В динамике добычи угля наблюдается ситуация, похожая на ситуацию в нефтяной отрасли: при ее увеличении на 8% к уровню 2008 года уже отмечается превышение максимального целевого показателя конца первого этапа ЭС-2030, что, прежде всего, связано с благоприятной внешней конъюнктурой. Но при этом, если показатель потребления сырой нефти, увеличившись на 13,4%, на данный момент превышает целевой уровень первого этапа, то с углем, потребление которого сократилось на 4,3%, напротив, связаны основные риски в сфере внутреннего потребления ТЭР. Стагнация внутреннего потребления угля обусловлена усилением межтопливной конкуренции и ростом доли газа в структуре энергобаланса. Существующий уровень цен на газ не стимулирует потребителей использовать угольное топливо. Негативное влияние на развитие угольной отрасли оказывают также ограничения в логистике. Добыча газа, сократившись на 1,4% от уровня 2008 года, в отличие от других ТЭР, отстает от прогнозной динамики, но это отставание может быть ликвидировано при увеличении спроса, что уже и происходит: в текущем году в условиях улучшения ситуации на рынках отмечается рост добычи. И пока по добыче

газа, так же как и по его потреблению, которое увеличилось на 2,1% от уровня 2008 года, сохраняется вероятность достижения прогнозных значений первого этапа реализации ЭС-2030.

Электроэнергия является энергоносителем, производство которого уверенно движется в прогнозном коридоре. При росте на 2,7% к уровню 2008 года вероятность достижения целевых показателей к концу первого этапа достаточно велика, хотя к 2015 году производство электроэнергии окажется ближе к нижней границе прогнозируемых значений. Потребление электроэнергии, увеличившись на 2,9%, уже преодолело нижнюю границу прогноза ЭС-2030 на 2015 год. Необходимо отметить, что в электроэнергетике удалось добиться роста ввода новых мощностей при снижении аварийности объектов отрасли. Так, за 2012 год было введено 6,5 млн. кВт новых мощностей. Развитию инвестиционного процесса в электроэнергетике способствовала реализация механизма договоров на предоставление мощности (ДПМ). Однако, значительный износ основных фондов, низкая эффективность инвестиций, недостаточная конкуренция на розничном рынке электроэнергии сдерживают развитие отрасли.

При росте мировых цен на нефть с 94 долл. США за баррель в 2008 году до 110,8 долларов США в 2012 году экспорт топливно-энергетических ресурсов за тот же период вырос на 2,9%. Экспорт нефти с 2008 года сократился на 1,3%, но, тем не менее, он уже находится вблизи прогнозного уровня первого этапа. При этом в последнее время наблюдается тенденция снижения экспорта сырой нефти при наращивании экспорта нефтепродуктов (18% к уровню 2008 года). Экспорт природного газа за рассматриваемый период сократился на 9,4%. С природным газом связаны основные риски развития экспорта страны. Основные проблемы связаны с сокращением потребления российского газа на европейском энергетическом рынке вследствие замедления развития европейской экономики, усиления конкуренции с СПГ (прежде всего – с Ближнего Востока), а также вследствие замещения газа углем и возобновляемыми источниками энергии. Определяющим фактором сокращения поставки газа в ближнее зарубежье явилось уменьшение поставок в Украину. Экспорт угля, увеличившись на 36,5% от уровня 2008 года, уже превысил показатель первого этапа реализации ЭС-2030, что связано, как уже отмечалось, с благоприятной ситуацией на внешних рынках.

Вместе с тем, если количественные индикаторы развития энергетического сектора укладываются в прогнозное поле ЭС-2030, то качественные показатели работы отраслей ТЭК улучшаются недостаточно быстро. Например, по коэффициенту извлечения нефти отмечается значительное отставание от таких стран, как Норвегия и США, хотя в

последние годы по показателю КИН наметилась положительная динамика, связанная с принятием ряда стимулирующих мер, в том числе по трудноизвлекаемым запасам. Невысокой остается и глубина переработки нефти (71,2%).

В целом данные свидетельствуют о достаточной обоснованности прогнозов развития энергетического сектора страны, предусмотренных ЭС-2030, но отклонения по ряду показателей, особенно отраслевых, заставляют в определенной степени пересмотреть прогнозируемые тенденции.

Развитие внутренних энергетических рынков. В 2008-2012 годах был принят целый ряд важных нормативно-правовых актов в этой сфере. Продолжилась работа над системой налогообложения нефтяной отрасли. За рассматриваемый период был предпринят целый ряд мер налогового стимулирования, в том числе установлены льготные ставки по НДС и экспортной пошлине для месторождений, расположенных в определенных регионах с трудными природно-климатическими условиями и со слабо развитой инфраструктурой, для шельфовых месторождений, для выработанных и малых месторождений, а также в отношении трудноизвлекаемых запасов нефти. В отношении природного газа принято решение об установлении нового порядка исчисления НДС, который учитывает особенности добычи газа, геологические и географические особенности месторождений и ценовую конъюнктуру на мировом и внутреннем рынках сбыта. В сфере налогообложения угольной отрасли вместо существовавшей ранее плоской шкалы НДС введена гибкая ставка, учитывающая нормы безопасности. Происходили изменения на электроэнергетическом рынке: в 2010-2011 годах появился принципиально новый сегмент энергетического рынка – рынок мощности. Кроме того, проводилась активная работа по повышению доступности энергетической инфраструктуры и корректировались условия подключения к ней. Также было принято решение об отмене действия механизма «последней мили», в стадии завершения находится разработка мер по ликвидации перекрестного субсидирования в электроэнергетике. Помимо этого, в рассматриваемый период начала реализовываться политика по переходу к равной доходности поставок газа для внутренних и внешних потребителей (цены net-back). В сфере теплоснабжения также были сделаны важные шаги по ликвидации отставания в развитии этой отрасли. В частности, в 2010 году был принят закон «О теплоснабжении», который впервые четко определил отношения теплоснабжающих и теплосетевых организаций с потребителями тепловой энергии, порядок распределения тепловых нагрузок и организации управления в системах теплоснабжения.

В период 2008-2012 годы развернулась активная законотворческая деятельность в сфере энергосбережения. В 2009 году был принят федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности», развернута работа по формированию региональных и отраслевых программ повышения энергоэффективности. В 2013 году была утверждена государственная программа «Энергоэффективность и развитие энергетики».

Из стратегических документов, появившихся в рассматриваемый период, необходимо отметить следующие: Генеральная схема развития нефтяной отрасли России до 2020 года; Генеральная схема развития газовой отрасли России до 2030 года; Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики России до 2030 года; Государственная программа «Развитие атомного энергопромышленного комплекса»; Программа модернизации электроэнергетики России до 2020 года; Долгосрочная программа развития угольной промышленности России до 2030 года; План развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года; Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года; Программа комплексного освоения месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа и севера Красноярского края до 2020 года; Программа развития нефтепродуктопроводов в России. Эти Генеральные схемы и программы опирались на основные показатели ЭС-2030 и конкретизировали их в рамках отраслевого и регионального развития.

Вместе с тем пока не в полной мере решена задача формирования целостной и апробированной нормативно-законодательной базы ТЭК. С задержкой идет создание энергетических рынков с высоким уровнем конкуренции и справедливыми принципами организации торговли. В системе налогообложения нефтяной отрасли открытым остается вопрос касательно налога на дополнительный доход (НДД). Кроме того, не полностью завершена работа по созданию эффективной системы экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты. Также необходимо принятие целого комплекса мер, которые способствовали бы более быстрому улучшению качественных показателей работы нефтегазового комплекса и стимулировали бы производство продукции с высокой добавленной стоимостью. Кроме того, требуется совершенствование механизмов биржевой торговли энергоресурсами и их более широкое внедрение. Не полностью решена задача по переходу к равной доходности поставок газа для внутренних и внешних потребителей.

Интеграция в мировую энергетическую систему. Во внешней энергетической политике с 2008 года произошли определенные изменения. Был подписан ряд договоров с ЕС, Китаем, Турцией, Японией, Вьетнамом и др. Активно развивались отношения со странами СНГ, ШОС, развивалось сотрудничество в рамках Мирового нефтяного совета, Форума стран-экспортеров газа. Отдельно необходимо отметить значительное продвижение в направлении формирования Единого экономического пространства и Таможенного союза. Российские нефтегазовые компании активно реализуют ряд проектов за рубежом и входят в капитал ряда важных зарубежных энергетических компаний. Также Россия принимала активное участие в строительстве АЭС за рубежом (Бушерская АЭС в Иране, АЭС «Кудамкулам» в Индии, Тяньваньская АЭС в Китае), были подписаны соглашения о строительстве АЭС в Белоруссии и Бангладеш, ГЭС в Киргизии. В целом проводимая внешняя энергетическая политика адекватна задачам ЭС-2030. Но происходившее в рассматриваемый период за рубежом активное освоение нетрадиционных ресурсов, появление новых крупных экспортеров ТЭР открыло для стран-потребителей возможности диверсификации направлений импорта энергоресурсов, что в определенной степени повлияло на положение России на внешних энергетических рынках.

В целом, мониторинг хода реализации ЭС-2030 показывает, что многие из намеченных индикаторов развития ТЭК оказались в прогнозируемом диапазоне. Но, вместе с тем, не все намеченное в Стратегии удалось осуществить. Российский энергетический сектор в настоящее время сталкивается с рядом вызовов, для ответа на которые необходимо полное осуществление мероприятий государственной энергетической политики, обозначенных в Сводном плане («Дорожной карте») ЭС-2030. Но для того, чтобы твердо гарантировать надежную, бесперебойную работу топливно-энергетического комплекса - ключевой бюджетобразующей отрасли российской экономики, которая должна стать также и ключевым драйвером инновационного развития страны в условиях появления новых внутренних и внешних угроз, необходимо обновление действующей редакции Энергетической Стратегии и уточнение представленных в ней количественных и качественных параметров развития ТЭК.

РАЗДЕЛ 3. ПЕРСПЕКТИВЫ СПРОСА НА РОССИЙСКИЕ ЭНЕРГОРЕСУРСЫ И ВЫЗОВЫ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ

3.1 Перспективы социально-экономического развития России и формирование внутреннего спроса на ТЭР

Глубокая рецессия 2008-2009 годов и мировой финансовый кризис с необычно длительным и болезненным восстановлением существенно изменили условия развития экономики Российской Федерации и возможности долгосрочной конкуренции для ее энергетического сектора. Барьеры на пути экономического роста в развитых странах сместили географические точки мирового экономического роста в развивающиеся страны, особенно в азиатские.

Развитие российской экономики показывает, что кризис привел не только к временному спаду экономической активности, но и к среднесрочному замедлению темпов экономического роста. Если в 2000-2008 годах они составляли в среднем 6,9%, а за 2000-е годы в целом, с учетом кризиса, 4,7%, то уже в 2010-2011 годах российская экономика перешла на траекторию роста около 4,0% в год. В 2012 году произошло дальнейшее замедление роста до 3,4%, а в 2013 году ожидается 1,8%. Это произошло в результате исчерпания потенциала докризисной модели роста и несформированности новой модели, а также усиления долгосрочных структурных и институциональных ограничений развития российской экономики и недостаточной эффективностью государственной экономической политики.

Экономической основой ЭС-2035 является Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года. Он предусматривает три сценария. **Консервативный сценарий (вариант 1)** характеризуется умеренными долгосрочными темпами роста экономики на основе активной модернизации топливно-энергетического и сырьевого секторов российской экономики при сохранении относительного отставания в гражданских высоко- и среднетехнологичных секторах. Модернизация экономики ориентируется в большей степени на импортные технологии и знания. **Инновационный сценарий (вариант 2)** характеризуется усилением инвестиционной направленности экономического роста. Сценарий опирается на создание современной транспортной инфраструктуры и конкурентоспособного сектора высокотехнологичных производств и экономики знаний наряду с модернизацией энерго-сырьевого комплекса. **Целевой (форсированный) сценарий (вариант 3)** разработан на базе инновационного сценария. Он характеризуется форсированными темпами роста,

повышенной нормой накопления частного бизнеса, созданием масштабного несырьевого экспортного сектора и значительным притоком иностранного капитала.

Фактическая динамика (постепенное замедление темпов роста в 2010-2012 годах и особенно неблагоприятные тенденции 2013 году) показывает, что в 2011-2015 годах темпы роста ВВП и большинства иных показателей, с высокой вероятностью, будут ниже даже консервативного сценария. Исходя из изложенного, в качестве основного (целевого) сценария ЭС-2035 необходимо рассматривать инновационный сценарий, причем его параметры на 2016-2020 годы скорректированы с учетом и новейших оценок перспектив роста.

Сценарий инновационного развития предполагает существенное снижение зависимости роста в стране от состояния мировых энергетических рынков, которая ощутимо выросла со времени принятия Энергетической Стратегии на период до 2030 года. Для этого необходимо, наряду с использованием конкурентных преимуществ российской экономики в традиционных секторах, повышение эффективности человеческого капитала и существенное увеличение роли инновационных факторов как источника экономического роста, создание конкурентоспособного сектора высокотехнологичных производств и экономики знаний, модернизация транспортной инфраструктуры страны. В этом сценарии ожидается экономический рост в стране среднегодовым темпом около 4%, что ощутимо выше среднемирового темпа, хотя ниже того уровня, который был бы предпочтителен для развития страны и который ожидался при подготовке ЭС-2030.

Реализация целевого инновационного сценария позволит выйти на траекторию, которая в конце периода обеспечит уровень социально-экономического развития России и благосостояния ее граждан, характерный для развитых постиндустриальных стран. Такое развитие предполагает эффективное использование ограниченных ресурсов рабочей силы и финансовых средств, существенное повышение конкурентоспособности отечественной экономики за счет интенсивных факторов и структурной диверсификации. Сократится разрыв между Россией и ведущими странами мира по уровню благосостояния будет уменьшена дифференциация уровней социально-экономического развития регионов страны.

Повышение эффективности экономики и ее модернизация во всех звеньях от государственного управления и крупного бизнеса до муниципалитетов и малого и среднего бизнеса предполагают увеличение нормы накопления с 22% ВВП до 24-25% в среднем в ближайшие десять-пятнадцать лет за счет улучшения инвестиционного климата

не только для иностранных и крупных национальных компаний, но и для всех экономических агентов. В отраслевом плане это предполагает, что вложения в ТЭК уменьшатся от современных 5,6% до 4,6% ВВП (при 1,3-1,5% ВВП в мире). Увеличится доля инвестиций в сферу науки и образования, жилищного и инфраструктурного строительства, рекреации и всех отраслей, связанных с развитием человека и человеческого капитала.

Развитие экономики по инновационному сценарию требует значительных вложений интеллектуальных, управленческих и финансовых ресурсов для решения следующих задач:

- закрепления и наращивания в новых условиях конкурентоспособности России в энергетике, науке и образовании, ряде областей высоких технологий и других сферах;
- адаптации к современным мировым требованиям институтов собственности, права и качественного управления, определяющих предпринимательскую и инвестиционную активность, а также конкурентоспособность компаний;
- модернизации и развития финансового сектора, обеспечивающего устойчивость превращения национальных сбережений в эффективные капиталовложения;
- инновационного обновления обрабатывающих производств и повышения эффективности использования энергетических ресурсов, труда и капитала;
- развития и обновления транспортной и энергетической инфраструктуры в увязке с региональным развитием, жилищным строительством;
- повышения качества жизни и человеческого капитала;
- развития социальной структуры в направлении снижения неравенства и повышения возможностей самореализации (социальных лифтов);
- использования возможностей интеграции евро-азиатского экономического пространства.

Основные целевые ориентиры взаимодействия экономики и энергетики на период до 2035 года предусматривают снижение зависимости российской экономики от ТЭК преимущественно за счет опережающего развития инновационных малоэнергоёмких секторов и реализации технологического потенциала энергосбережения. Это выразится в сокращении к 2035 году (по сравнению с уровнем 2010 года):

- доли топливно-энергетического комплекса в валовом внутреннем продукте в 1,6 - 1,7 раза;

- доли экспорта топливно-энергетических ресурсов в валовом внутреннем продукте - почти в 3 раза;

- доли капиталовложений в топливно-энергетический комплекс в валовом внутреннем продукте - в 1,3 - 1,4 раза, их доли в общем объеме капиталовложений - в 1,7 - 1,8 раза.

Внутренний спрос на энергоресурсы определяется ожидаемой динамикой экономического развития, изменениями структуры экономики и ее удельной энергоемкости.

В целевом сценарии экономика России увеличится к 2035 году в 2,5 раза относительно 2010 года, опережая среднемировые показатели. Предусматриваются масштабные структурные преобразования экономики как по валовому внутреннему продукту в целом, так и в промышленном производстве.

К 2035 году доля малоэнергоёмких отраслей (машиностроение, легкая, пищевая промышленность и др.) в валовом внутреннем продукте вырастет в 1,5 - 1,6 раза при таком же сокращении доли энергоёмких сырьевых производств. Структурные изменения обеспечат до 65 процентов планируемого снижения удельной энергоёмкости экономики - центральной задачи энергетической политики России, без решения которой энергетический сектор может сдерживать социально-экономическое развитие страны.

Наряду с ожидаемыми структурными изменениями в экономике также предусматривается интенсивная реализация организационных и технологических мер по экономии топлива и энергии, то есть проведение целенаправленной энергосберегающей политики, обеспечивающей до 30 процентов снижения энергоёмкости экономики.

В целевом сценарии на формирование внутреннего спроса на ТЭР повлияют сравнительно высокие темпы экономического роста, но при этом – ускорение роста энергоэффективности. В результате при значительном росте инвестиционной активности ожидается весьма умеренный рост энергопотребления и стабилизация его структуры по видам топлива при сдвиге спроса в пользу более качественных энергоресурсов. Ограниченная емкость внутреннего рынка определяет ужесточение межтопливной конкуренции, однако продолжают расти качественно новые ниши – высококачественного моторного топлива, газомоторного топлива, децентрализованного энергоснабжения.

В результате ожидается двукратное снижение к 2035 году энергоёмкости российской экономики и, несмотря на углубление электрификации транспорта, промышленности и быта, уменьшение её электроёмкости в 1,6-1,7 раза. Поэтому при

целевом росте экономики в 2,5 раза потребление первичной энергии увеличится только на 25 – 27 процента. При этом:

- наибольшими темпами будет расти спрос на электроэнергию и моторное топливо (в 1,45 - 1,55 раза за 2010-2035 годы);
- душевое потребление первичной энергии возрастет за 2010-2035 годы на 30%, а электроэнергии на 57%, что существенно повысит электровооруженность труда в стране.

Прогнозные показатели динамики внутреннего спроса на топливно-энергетические ресурсы приведены в Приложении №1 Стратегии.

3.2 Россия на мировых энергетических рынках

Россия играет одну из ведущих ролей в обеспечении мирового оборота энергоресурсов, содействует энергетической безопасности Европы и все в большей степени АТР, активно участвуя в мировой торговле и в международном сотрудничестве в этой сфере, осуществляя огромные инвестиции в топливно-энергетический комплекс.

Экспорт энергоносителей играет для экономики России исключительно важную роль (экспорт ТЭР составляет до 70% общего экспорта). Положение России на мировых энергетических рынках имеет определяющее значения для развития ТЭК и является одним из важнейших приоритетов в рамках корректировки Энергетической стратегии России на период до 2030 года и ее пролонгации на период до 2035 года.

Если Китай и США производят больше первичных энергоресурсов для собственного потребления (18,4% и 13,5% мирового выпуска соответственно), то Россия производит порядка 10% первичной энергии и экспортирует почти половину этого объема. В условиях сложности доступа к месторождениям топлива в мире, политической нестабильности и больших издержек добычи во многих районах мира стабильность российских поставок энергии является одной из основ устойчивости мирового энергетического баланса.

В 2012 году из 4210 миллионов тонн нефти и газового конденсата, произведенных в мире, Россия добыла почти 519 миллионов тонн, оставаясь в числе лидеров и обеспечивая 12 процентов мировой нефтедобычи. Россия экспортирует порядка 72-74% своей добычи жидкого топлива (27% в форме нефтепродуктов и 46% в форме сырой нефти). За прошедшие годы несколько изменилась географическая структура экспорта сырой нефти: порядка 68% сырой нефти идет в ЕС, 12% – в СНГ и уже 20% (48 млн. т. в 2012 году) было поставлено в АТР. Основным направлением экспорта российских нефтепродуктов

также является европейский рынок. Доля рынка Европы для России остается весьма важной, а для ЕС доля российской нефти и нефтепродуктов составляет более 33% потребления, что выше уровня 2008 года.

Россия в 2012 году занимала второе место в мире (после Ирана) по запасам природного газа (18% мировых запасов) и второе место (после США с учетом сланцевого газа) по объемам его ежегодной добычи (19% мировой добычи). Основной объем природного газа поставляется на внутренний рынок (около 60% товарной продукции ОАО «Газпром»). В мировом экспорте (1022 млрд. кубометров в 2012 году) российский газ составляет почти 20% (без учета транзита среднеазиатского газа). Российские поставки вместе с трубопроводными поставками из Алжира, Норвегии и СПГ (из различных стран) обеспечивают как европейский газовый рынок, так и рынки стран Содружества Независимых Государств. В общем объеме потребления газа в странах зарубежной Европы (включая Турцию, но без стран Содружества Независимых Государств) на российский газ приходится около 25%. Российская газотранспортная система также играет важную роль в обеспечении поставок центральноазиатского газа в Европу. В российском экспорте газа растет доля СПГ – 8% с текущей ориентировкой на АТР, хотя с потенциальными возможностями в будущем и для Европы.

Россия удерживает второе место в мире по запасам угля (18 процентов мировых запасов), шестое место по объемам ежегодной добычи (4,5 процентов мировой добычи) и обеспечивает около 12 процентов мировой торговли энергетическим углем. Российский уголь играет важную роль в балансах Китая и ЕС. Уголь (несмотря на высокие выбросы CO₂ при его сжигании) стал играть все возрастающую роль в энергетике ЕС в послекризисные годы в связи с падением цены квот на выбросы и временным частичным вытеснением углем природного газа (из-за его сравнительной дешевизны).

Доля российской атомной энергетики составляет 7 процентов мирового рынка производства электрической энергии на атомных электростанциях, 19 процентов мирового рынка реакторостроения, 42 процента мирового рынка обогащения урана и 13,2 процента мировой добычи природного урана.

В ближайшие десятилетия можно ожидать сохранения в мире растущей потребности в ТЭР при увеличении эффективности их использования. Трансформация мировой энергетики неизбежна, как и участие России в этом процессе. Интересы России требуют, чтобы в новой системе регулирования мировых энергетических рынков были не только защищены интересы энергетической безопасности потребителей, но и обеспечены гарантии окупаемости вложений в крупные инфраструктурные и энергетические проекты

производителей. Это особенно важно в условиях, когда негативные последствия мирового финансового кризиса ограничивают вложения в инфраструктуру и повышают долгосрочные риски инвесторов. Между тем России до 2035 года необходимо вложить более 3 триллионов долларов в развитие ТЭК.

Неоднозначные перспективы заключения международных соглашений по вопросам экологической политики и изменения климата привели к тому, что многие страны (Китай, США и Россия) предпринимают значительные усилия по сокращению выбросов и росту энергоэффективности без принятия на себя обязывающих ограничений. Защита климата планеты становится постоянным важным фактором не только в переговорах, но и в практической политике, принятии странами ряда односторонних ограничений, стимулируя научно-технический прогресс в энергетике и поддерживая энергетическое машиностроение и производство различных материалов, приборов и механизмов (солнечных панелей, ветряных двигателей и пр.).

Стратегическое позиционирование нашей страны в этой динамичной и остро конкурентной ситуации носит нетривиальный характер и сильно отличается от ситуации в предшествующие годы.

Обзор энергетических стратегий важнейших стран мира показывает следующие важнейшие тренды:

1) **Нацеленность стратегий на значительный рост энергоэффективности и инновационное развитие.** Большинство стратегий предполагают значительные государственные вложения в разработку и внедрение новых технологий производства, транспорта, переработки и потребления энергоносителей и вывод энергетики на качественно новый технологический уровень. Особенно яркое отражение эта тенденция находит в энергостратегии Европейского Союза.

2) **Стремление стран – импортеров к самообеспечению энергоресурсами, или/и ориентация на поставщиков, расположенных в том же регионе мира и включенных в региональные интеграционные процессы.** В этой связи в будущем возможно сужение географии и объемов международных потоков основных ТЭР (при росте трансфера технологий – так называемой «технологической глобализации»)

3) **Нацеленность стран – импортеров и в меньшей степени экспортеров на диверсификацию структуры ТЭБ и развитие ВИЭ и добычи нетрадиционных углеводородов.** Это обусловлено (если говорить о ВИЭ) экологическими соображениями (причем не только в странах ЕС, но и в Китае, Индии), а также стремлением к

энергетической безопасности через более широкое вовлечение в оборот местных энергетических ресурсов, в том числе нетрадиционных углеводородов.

4) **Нацеленность стратегий стран – экспортеров на наращивание объемов экспорта и выход на новые географические и продуктовые рынки.** В связи с этим стоит ожидать значительного роста международной конкуренции на мировых энергетических рынках, прежде всего со стороны США, ОПЕК, Катара, Казахстана, Ирана, Азербайджана, Туркмении, Австралии.

В случае последовательной реализации этих стратегий внешние риски для России существенно возрастут как на западном направлении (в условиях необходимости восстановления поставок в ЕС), так и на восточном (в условиях необходимости ускорения выхода на рынки АТР).

Особенности предстоящего периода развития мировых энергетических рынков связаны с процессами их все более широкой трансформации, возрастанием доли спроса развивающихся стран, обострением конкуренции – как прямой на ряде рынков (СПГ, например), так и с учетом межтопливной конкуренции (с ВИЭ). При этом в последнее время существенно увеличились неопределенности и риски в долгосрочном развитии мировых рынков, в том числе в связи с влиянием технологического развития на цены нефти.

Результаты математического моделирования развития мировой энергетики¹ показывают, что в период до 2035 года потребление первичной энергии в мире увеличится на 33%. Неравномерность регионального энергопотребления резко усиливается за счет быстро растущего потребления в развивающихся странах Азии. Основными секторами роста энергопотребления будут электроэнергетика, транспорт и промышленность.

В целом, наиболее существенный прирост первичного энергопотребления до 2035 года будет обеспечен за счет природного газа, а также за счет ВИЭ и угля. Новый тренд закрепляется как через удешевление технологий, так и через активную господдержку: потребление ВИЭ растет самыми высокими темпами (около 2% в год). Темпы прироста потребления угля до 2035 года существенно снижаются (в структуре производства электроэнергии и тепла уголь медленно вытесняется ВИЭ и газом), нефти и газа - после 2015 года стабилизируются. Выработка электроэнергии на АЭС в мире достаточно стабильно растет до 2030 года, затем производство также стабилизируется из-за большого

¹ С помощью программного комплекса ИНЭИ РАН SCANNER.

вывода старых энергоблоков (при этом в мировые лидеры ядерной энергетики выходит развивающаяся Азия).

К 2035 году происходит постепенное выравнивание долей каждого вида ископаемых видов топлива (нефти, газа и угля) и нетопливных источников энергии (в сумме), что свидетельствует о повышении устойчивости энергоснабжения. Происходит качественный скачок в структуре мировой энергетики – впервые значительная часть прироста энергопотребления (34-35% в мире) будет покрываться за счет нетопливных источников энергии (атомная энергия, ВИЭ).

Направления и объёмы межрегиональной торговли энергоресурсами в мире до 2035 года изменятся за счёт существенного увеличения объемов поставок, прежде всего в Восточной и Южной Азии. В перспективе мир будет переживать масштабный сдвиг в географии торговли энергоресурсами за счет открытия и освоения новых месторождений природного газа в Персидском заливе, Туркмении, Австралии, Арктике, а также значительного роста роли нетрадиционных углеводородов и дальнейшего развития глобальной инфраструктуры транспортировки СПГ. Доля нетрадиционной нефти в общем предложении превысит 10%. Также в североамериканском регионе будет происходить наращивание добычи сланцевого газа. В связи с этим, Северная Америка снижает зависимость от импорта нефти и природного газа, превращаясь в самодостаточный рынок, а к 2020 году она может стать крупным экспортером СПГ. В связи с резким ростом потребления угля в странах Восточной, Юго-Восточной и Южной Азии, ожидается рост международной и межрегиональной торговли углем.

Зависимость Европы от импорта энергоресурсов увеличится, основной прирост импорта приходится на природный газ. Страны АТР станут наиболее перспективным рынком сбыта для сырой нефти – это единственный регион, где импорт нефти по сравнению с 2010 годом увеличится. Потребление газа в развивающихся странах Азии на треть будет обеспечиваться за счет импорта, основная часть которого придется на страны Ближнего Востока и СНГ. В перспективе появление новых крупных игроков на рынке СПГ (помимо США и Канады, это также Австралия, которая к 2020 году обгонит Катар по объему мощностей сжижения, а также Восточная Африка) достаточно сильно изменит направления поставок традиционных производителей, которые все больше будут ориентировать свой экспорт на Азию.

Таким образом, будет происходить глубокая трансформация мировых энергетических рынков. Она включает снижение перспектив глобального роста спроса на энергоносители, ускорение сдвига мирового спроса на энергию в развивающиеся страны,

где присутствие России весьма ограничено, долгосрочное торможение спроса на рынках традиционного присутствия России. Происходит изменение энергетических стратегий крупнейших потребителей энергии в направлении обеспечения энергетической самодостаточности. Появление новых производителей, рост значимости нетрадиционных ресурсов углеводородов и ускоренное развитие возобновляемых источников энергии ведут к ужесточению конкуренции на ключевых мировых энергетических рынках. Наряду с долгосрочной тенденцией замедления внешнего спроса на энергоресурсы, это ведет к эволюции механизмов ценообразования и регулирования на мировых энергетических рынках.

Указанные факторы с учетом проводимой Россией внешней энергетической политики будут определять ее положение на мировых энергетических рынках в перспективе до 2035 года. Россия останется ведущим игроком на мировом рынке углеводородов, сдержанно и осмотрительно наращивая их экспорт, и будет активно участвовать в развитии рынков электроэнергии и угля, упрочит свои позиции в мировой атомной энергетике. При этом наибольшими темпами будет расти спрос на российский газ.

В период до 2035 года экспорт энергоносителей останется важным фактором развития национальной экономики, однако его роль будет сокращаться. Это отразится на динамике экспорта, который в физическом измерении увеличится к концу периода на 22 процента. Эта тенденция согласуется с долгосрочной экономической политикой государства, ориентированной на диверсификацию структуры экономики и снижение зависимости страны от экспорта энергоресурсов.

Одним из главных принципов при этом будет сохранение отношений с традиционными потребителями российских энергоресурсов и освоение новых энергетических рынков, особенно в Азиатско-Тихоокеанском регионе, доля которого в российском экспорте энергоресурсов увеличится в 2,8 раза и достигнет 31-32 процентов. При этом к концу третьего этапа реализации Стратегии доля АТР в общем объеме российского экспорта жидких углеводородов (нефти и нефтепродуктов) возрастет с 12 процентов в настоящее время до 23 процентов, а в общероссийском экспорте газа - с 6 до 33 процентов.

Существенно изменится продуктовая структура экспорта: в энергетическом эквиваленте доля доминирующих ныне нефти и нефтепродуктов уменьшится в 1,3 раза в основном за счёт увеличения в 1,4-1,5 раза доли природного сетевого и особенно сжиженного газа и электроэнергии. Будет расти экспорт продукции глубокой

переработки, включая ее производства за рубежом российскими компаниями. Для России в будущем значительный интерес представляют высоко конкурентные мировые рынки сжиженного природного газа, продукции нефте- и газохимии. В связи с этим необходимо наращивать конкурентоспособность продукции глубокого передела российского производства.

Энергетические рынки Европы и стран Содружества Независимых Государств останутся основными рынками сбыта продукции российского ТЭК, но объёмы экспорта после 2015 года будут снижаться и к концу периода составят 95 процентов от уровня 2010 года. При этом особое внимание будет уделяться снижению транзитных рисков, включая дальнейшее развитие и диверсификацию экспортной инфраструктуры, обеспечивающей, в том числе за счёт использования сжиженного природного газа, надежность и гибкость поставок российских энергоресурсов на указанные рынки.

Таким образом, Россия не только сохранит свои позиции на мировом энергетическом рынке как крупнейший поставщик энергоносителей, но и качественно изменит характер своего присутствия на нем за счет диверсификации товарной структуры и направлений российского энергетического экспорта, активного развития новых форм международного энергетического бизнеса и расширения присутствия российских компаний за рубежом. Это позволит снизить риск монозависимости российского энергетического сектора от экспорта энергоносителей в Европу, а также увеличить доходность и эффективность международной деятельности российских компаний без существенного увеличения объемов экспорта первичных энергоресурсов.

Прогнозные показатели динамики экспорта российских энергоресурсов приведены в приложении № 1 к Стратегии.

3.3 Вызовы для российской энергетики

Анализ состояния и перспектив социально-экономического развития России и положения России на мировых энергетических рынках показывает, что энергетика России сталкивается с комплексом внешних и внутренних вызовов.

Главный внутренний вызов состоит в необходимости глубокой и всесторонней модернизации ТЭК России, включая создание эффективной и целостной институциональной системы, выход на качественно новый уровень развития инфраструктуры и новый технологический уровень. Одной из основных задач модернизации и инновационного развития ТЭК России является повышение

энергетической эффективности экономики страны, в т.ч. развитие технологического энергосбережения. Основные средне- и долгосрочные внутренние вызовы для развития энергетики России включают:

- 1) Усиление ограничений со стороны энергетики на экономический рост (высокие инвестиционные и операционные издержки, затраты на энергетические товары и услуги по ряду позиций превысили уровень развитых стран);
- 2) Старение инфраструктуры и производственных фондов в условиях роста потребления ТЭР на внутреннем рынке;
- 3) Технологическое отставание ТЭК России от уровня развитых и развивающихся стран;
- 4) Несбалансированность инвестиций по отраслям энергетики, направлениям и регионам (перекос в пользу нефтегазового сектора и экспортных проектов при недофинансировании внутренней энергетической инфраструктуры, особенно теплоснабжения);
- 5) Недостаточные темпы технологического энергосбережения при исчерпании потенциала структурного энергосбережения;
- 6) Слабое развитие производства энергоносителей с высокой добавленной стоимостью (светлые нефтепродукты, газомоторное топливо, продукция нефте- и газохимии);
- 7) Недостаточно активное развитие возобновляемой энергетики и использования местных видов топлива в региональных энергетических балансах;
- 8) Сохраняющаяся высокая нагрузка ТЭК на окружающую среду.

Главный долгосрочный внешний вызов заключается в кардинальном ужесточении конкуренции на внешних энергетических рынках, что требует повышения гибкости экспортной политики, снижения издержек российских компаний, продуктовой и географической диверсификации экспорта. Основные средне- и долгосрочные внешние вызовы для развития энергетики России - это:

- 1) стагнация или невысокие темпы роста спроса на традиционных экспортных рынках для российских углеводородов, в первую очередь в ЕС;
- 2) появление новых производителей ТЭР (включая разработку нетрадиционных нефтегазовых ресурсов) и ужесточение конкуренции на ключевых мировых энергетических рынках;
- 3) неустойчивость мировых энергетических рынков и волатильность мировых цен на энергоресурсы;

4) снижение конкурентоспособности российских энергоресурсов на внешних рынках;

5) неблагоприятная трансформация в регулировании мировых энергетических рынков (требования к условиям поставок; эволюция регулирования бирж; глобальная климатическая политика);

6) слабая диверсификация рынков сбыта российских энергоресурсов и товарной структуры экспорта.

Помимо объективных внутренних и внешних средне- и долгосрочных вызовов, в основе проблем российской энергетики лежит и недостаточно эффективная государственная энергетическая политика и система регулирования. Основные средне- и долгосрочные проблемы государственной энергетической политики (на период до 2035 года) включают:

1) Несбалансированность налоговой нагрузки на добычу нефти и природного газа (отсутствие привязки к финансовому результату, дестимулирование добычи на многих типах месторождений);

2) Несбалансированность тарифного и таможенного регулирования в нефтяном комплексе и газовой промышленности;

3) Незавершенность формирования устойчивой модели функционирования энергетических рынков, особенно рынков нефтепродуктов, природного газа и электроэнергии;

4) Отсутствие целостной стратегии управления государственными активами в энергетическом секторе.

РАЗДЕЛ 4. ЦЕЛЕВОЕ ВИДЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ ДО 2035 года

4.1 Цели и задачи ЭС-2035

Необходимость адекватного ответа на важнейшие внутренние и внешние вызовы формирует цели, задачи и систему стратегических ориентиров настоящей Стратегии.

Целью Стратегии является создание инновационного и эффективного энергетического сектора страны для обеспечения энергетическими ресурсами устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций.

Эта цель конкретизируется в ключевых задачах Энергетической стратегии:

- 1) Модернизация и развитие энергетики нового поколения (комплексная модернизация нефтепереработки, электросетевого комплекса, централизованной, включая АЭС, и распределенной генерации, развитие «умных сетей», комплексная модернизация теплоснабжения и др.);
- 2) Повышение энергетической эффективности экономики страны;
- 3) Развитие внутренней энергетической инфраструктуры (преодоление традиционного дисбаланса в пользу экспортных проектов и экспортной инфраструктуры);
- 4) Развитие внутренних энергетических рынков (снижение степени монополизации, повышение эффективности госрегулирования, развитие конкуренции, биржевых механизмов ценообразования);
- 5) Повышение эффективности воспроизводства запасов, добычи и переработки ТЭР для удовлетворения внутреннего и внешнего спроса;
- 6) Повышение доступности (по цене, наличию и надежности) и качества энергетических товаров и услуг (за счет внедрения технологических стандартов, снижения издержек компаний энергетического сектора, эффективного госрегулирования, модернизации инфраструктуры);
- 7) Повышение гибкости и диверсификация экспортных поставок (выход на новые экспортные рынки и развитие новых экспортных маршрутов, а также новых экспортных продуктов);
- 8) Повышение конкурентоспособности компаний ТЭК на внешних рынках;
- 9) Внедрение принципов устойчивого развития (социальной и экологической ответственности, инновационного развития, энергоэффективности) в управление энергетическими компаниями и государственное регулирование развития энергетики.

Центральной идеей ЭС-2035 является переход от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию ТЭК. Такой переход необходим для преодоления ряда негативных тенденций, включающих ожидаемое замедление темпов экономического роста, увеличение инвестиционных и операционных затрат, старение инфраструктуры и производственных фондов.

Ресурсно-инновационное развитие опирается на скоординированное и полное использование отечественного ресурсного и инновационного потенциалов за счёт формирования и поддержки длинных технологических цепочек с их насыщением инновационными и наукоёмкими технологиями.

Ресурсно-инновационное развитие создаёт мультипликаторы экономического роста благодаря распространению инноваций внутри страны, модернизации используемых

технологий и реструктуризации добывающих и перерабатывающих отраслей. Оно должно являться результатом синергетического взаимодействия институциональной среды, инфраструктуры и инноваций.

Новая роль ТЭК в экономике страны будет состоять в переходе от «локомотива развития» к «стимулирующей инфраструктуре», обеспечивающей создание условий для развития российской экономики, включая ее диверсификацию, рост технологического уровня, минимизацию инфраструктурных ограничений. Все последние десятилетия ТЭК был локомотивом российской экономики и вносил ключевой вклад в формирование ВВП и бюджетных поступлений. Он сможет выполнять эту роль и в предстоящее десятилетие, оставаясь основой устойчивости российской экономики в долгосрочном периоде, бюджетообразующей и системообразующей отраслью. Но в дальнейшем уменьшение роли ТЭК произойдет не из-за сокращения инвестиций и объемов его деятельности, а за счёт опережающего развития других секторов отечественной экономики. В этих условиях энергетика перейдёт на роль стимулирующей инфраструктуры, которая должна каждодневно и в перспективе устойчиво, без неприемлемых ущербов здоровью людей и природе обеспечивать:

- ✓ рациональный внутренний спрос на топливо и энергию со стороны населения и экономики;
- ✓ экономически оправданные объемы, формы и направления внешнеэкономической деятельности (экспорт энергоресурсов, энергетических технологий и услуг) с учётом политических интересов страны;
- ✓ поддержку развития экономики через обеспечение спроса на отечественную продукцию и услуги и сохранение внутренних цен на энергоносители на приемлемом для экономики и населения уровне.

Энергетический сектор должен способствовать повышению качества жизни граждан страны и воспроизводству человеческого капитала через предоставление энергетических товаров и услуг по социально доступным ценам, обеспечение устойчивого воспроизводства высококвалифицированных кадров, а также способствовать переходу к новой модели пространственного развития, опирающейся на сбалансированное развитие и высокую доступность энергетической и транспортной инфраструктуры.

Целевой (инновационный) сценарий развития российской энергетики в ЭС-2035 позволяет обеспечить указанные условия в полном объеме. Вместе с тем, существует ряд внешних и внутренних рисков, которые могут воспрепятствовать реализации целевого (инновационного) сценария.

К числу ключевых внутренних рисков относятся:

- 1) недостаточная реализация потенциала структурного и особенно технологического энергосбережения, что приводит к консервации высокой энергоёмкости российской экономики;
- 2) недостаточная реализация потенциала повышения операционной и особенно инвестиционной эффективности ТЭК, что ведет к консервации его высокой капиталоемкости и высоких издержек;
- 3) неполное или непоследовательное формирование целостной институциональной системы ТЭК, что приводит к несбалансированности его развития и недостаточным или неэффективным инвестициям в его развитие;
- 4) недостаточная реализация потенциала внедрения инновационных технологий в ТЭК, что приводит к консервации технологической отсталости.

К числу ключевых внешних рисков относятся:

- 1) снижение конкурентоспособности российских энергоресурсов на внешних рынках, что в перспективе может привести к падению доли России на них;
- 2) недостаточно эффективное выстраивание взаимоотношений с ключевыми традиционными и новыми потребителями энергоресурсов, что также может привести к вытеснению России с ключевых экспортных рынков и формированию неблагоприятной регулятивной среды;
- 3) ценовые шоки и высокая волатильность на мировых энергетических рынках, подрывающие устойчивость российской экономики и ТЭК.

В Стратегии сформирована модель поэтапного перспективного развития энергетического сектора для обеспечения инновационного развития России с учётом объективно существующих рисков и готовностью их преодоления. Поэтому целевой сценарий развития экономики и энергетического сектора России исследован на устойчивость к основным внешним и внутренним угрозам с оценкой возможных ущербов и определением мер противодействия.

Оценка рисков ЭС-2035 и ожидаемые результаты реализации представлены в Разделе 8.

4.2 Главные стратегические ориентиры

Основными стратегическими ориентирами Энергетической стратегии России на период до 2035 года должны стать энергетическая безопасность, энергетическая эффективность, экономическая эффективность, устойчивое развитие энергетики.

Энергетическая безопасность как часть национальной безопасности страны - это состояние защищенности граждан, общества, государства, экономики России от угроз различного рода в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами, отвечающими требованиям технических регламентов, а также от угроз нарушений бесперебойности энергоснабжения.

Энергетическая безопасность включает в себя обеспеченность Российской Федерации энергетическими ресурсами в соответствии с ее потребностями путем применения современных технологий и причинением минимального вреда окружающей среде и при условии экономической доступности энергетических ресурсов для предприятий и граждан.²

Обеспечение энергетической безопасности подразумевает в нормальных условиях удовлетворение в полном объеме потребностей в топливно-энергетических *ресурсах*, отвечающих требованиям технических регламентов, по приемлемым ценам, а при чрезвычайных ситуациях – гарантированное обеспечение минимально необходимых потребностей. Для России как крупнейшего экспортера энергоресурсов энергетическая безопасность включает обеспечение недискриминационного доступа на внешние энергетические рынки, которое позволило бы минимизировать воздействие нерыночных факторов на внешнеэкономическую деятельность российских энергетических компаний. Россия продолжит вносить значимый вклад в обеспечение глобальной энергетической безопасности, исходя из своих экономических и геостратегических интересов, ресурсного и интеллектуального потенциала, а также из положений ключевых международных документов и инициатив.

Основными проблемами в сфере энергетической безопасности являются:

- Высокий износ основных фондов ТЭК (особенно в электроэнергетике и нефтепереработке);
- Недостаточный объем инвестирования в модернизацию отраслей ТЭК (особенно в электроэнергетике и теплоснабжении);

² В соответствии с Доктриной энергетической безопасности Российской Федерации, утвержденной Президентом Российской Федерации 29 ноября 2012 года № Пр-3167

- Нестабильность воспроизводства запасов ТЭР (прежде всего, нефти);
- Несоответствие производственного потенциала ТЭК мировому научно-техническому уровню;
- Слабое развитие энергетической инфраструктуры, особенно на Востоке страны.

Достижение энергетической безопасности осуществляется посредством следующих основных задач³:

1) модернизация и инновационное развитие топливно-энергетического комплекса, осуществляемые через техническое перевооружение отраслей топливно-энергетического комплекса в рамках сооружения энергетических объектов и их реконструкции и омоложение инфраструктуры;

2) повышение энергетической эффективности всех отраслей экономики страны (в особенности жилищно-коммунального хозяйства и транспорта), в том числе посредством разработки и реализации отраслевых и региональных программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности, снижение энергетической составляющей затрат на производство товаров и услуг;

3) своевременное проведение геологоразведки и работ по подготовке и освоению месторождений, обеспечивающее воспроизводство, рациональное и эффективное использование минерально-сырьевой базы страны;

4) диверсификация (продуктовая и пространственная) источников и каналов энергоснабжения;

5) повышение степени самообеспечения топливно-энергетическими ресурсами регионов страны посредством освоения местных топливных баз и развития возобновляемых источников энергии;

6) достижение рационального соотношения централизованного и децентрализованного энергоснабжения;

7) обеспечение надежной работы и своевременного развития магистральной и распределительной энергетической инфраструктуры, включая обеспечение достаточности резервов производственной мощности топливно-энергетического комплекса и пропускной способности энергетических коммуникаций;

³ В соответствии с Доктриной энергетической безопасности Российской Федерации

8) укрепление позиций российских производителей на мировых рынках, усиление интеграционных связей в рамках Содружества Независимых Государств и других организаций.

Кроме того, важной задачей является минимизация социально-политических угроз энергетической безопасности, то есть угроз, обусловленных состоянием политических и социальных институтов и общественных отношений, противоречиями интересов политических сил, социальных слоев и различных групп населения и вытекающими из этих противоречий конфликтами, включая угрозу совершения террористических актов (диверсий) на объектах энергетики.

В сфере **повышения энергетической эффективности экономики** центральной задачей, без решения которой энергетический сектор неизбежно будет сдерживать социально-экономическое развитие страны, является максимально рациональное использование энергетических ресурсов на основе обеспечения заинтересованности их потребителей в энергосбережении, повышении собственной энергетической эффективности и инвестировании в эту сферу.⁴ В рамках настоящей Стратегии предусматривается достижение уровня электроемкости - 60%, энергоемкости ВВП – 50% к 2035 году (от уровня 2010 года).

Особая важность проблемы повышения энергоэффективности для экономики России диктуется тем, что наша страна имеет весьма высокую удельную энергоемкость экономики по сравнению, как с развитыми, так и с развивающимися странами. Основными причинами этого является наличие значительного объема устаревшего энергетического оборудования и технологий, недостаточные стимулы к энергосбережению, большая протяженность транспортных потоков энергоресурсов.

Главной проблемой в указанной сфере является значительный нереализованный потенциал организационного и технологического энергосбережения, превышающий 1/3 общего потребления ТЭР в стране.

Меры государственного регулирования и поддержки в области энергоэффективности и энергосбережения⁵ включают в себя разработку методического обеспечения, реализацию мер технического и экологического регулирования, налоговые

4 Параметры стратегического ориентира «энергетическая эффективность» определены в соответствии с Подпрограммой 1. "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности" государственной программы Российской Федерации "Энергоэффективность и развитие энергетики".

5 Основные направления политики в области энергосбережения указаны в соответствии с Подпрограммой 1. "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности" государственной программы Российской Федерации "Энергоэффективность и развитие энергетики".

льготы. Кроме того, значительную роль играет софинансирование из федерального бюджета расходных обязательств субъектов Российской Федерации на реализацию региональных программ повышения энергоэффективности.

Существенное повышение уровня энергетической эффективности может быть обеспечено только при комплексном подходе к вопросу энергосбережения, поскольку, во-первых, оно затрагивает все отрасли экономики и социальную сферу, всех производителей и потребителей энергетических ресурсов; во-вторых требует государственного регулирования и высокой степени координации действий не только федеральных органов исполнительной власти, но и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, организаций и граждан; в-третьих, требует запуска механизмов обеспечения заинтересованности всех участников мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности; в-четвертых, требует мобилизации ресурсов и оптимизации их использования.

В сфере повышения экономической эффективности ТЭК в рамках корректировки Энергетической стратегии России на период до 2030 года и ее пролонгации на период до 2035 года закрепляется отход от целевой установки на максимизацию исключительно бюджетных доходов от функционирования ТЭК России и в качестве основной цели фиксируется максимизация общеэкономического эффекта. С одной стороны, задача состоит в том, чтобы сохранить (или увеличить) доходы бюджета не только в кратко-, но и долгосрочной перспективе. С другой стороны, требуется обеспечить ТЭК необходимыми для развития инвестиционными ресурсами и гарантировать его инвестиционную привлекательность. В силу противоречия между этими задачами (по крайней мере, в краткосрочной перспективе) требуется поиск оптимального компромиссного решения с учетом косвенных мультипликативных эффектов от функционирования ТЭК России.

Стратегической целью является повышение экономической эффективности и конкурентоспособности российских энергетических компаний за счет сбалансированного налогового и таможенно-тарифного регулирования, оптимальной системы недропользования, эффективного управления государственной собственностью.

Это требует определения оптимального распределения доходов, генерируемых ТЭК, между государством и бизнесом (задача определения оптимальной налоговой нагрузки), а также между энергетическим и неэнергетическим бизнесом (задача определения оптимальных параметров регулирования внутренних энергетических рынков и условий для инвестирования).

Главной проблемой в указанной сфере является избыточно высокая и недостаточно сбалансированная налоговая нагрузка на ТЭК России, достигающая в нефтяном комплексе 60%. Ключевую бюджетообразующую роль играет нефтяной комплекс, следом идет газовая отрасль, но ее вклад существенно меньше. При этом повышение налоговой нагрузки создает серьезные риски для выполнения инвестиционных программ газовой отрасли и ТЭК России в целом.

Развитие российской экономики создает принципиально новые вызовы для российской энергетики и требует:

- 1) значительного повышения операционной эффективности компаний ТЭК и ограничения дальнейшего роста цен на энергоносители на внутреннем рынке;
- 2) ограничения, а затем и снижения капитальных вложений в ТЭК по отношению к ВВП (без ущерба для развития ТЭК) и повышения эффективности их использования;
- 3) усиления взаимодействия с потребителями и роста вклада ТЭК в обеспечение конкурентоспособности российской промышленности;
- 4) усиления взаимосвязи с поставщиками и роста заказов ТЭК для российской промышленности;
- 5) повышения эффективности государственного регулирования ТЭК, особенно оптимизации налоговой нагрузки.

Для повышения экономической эффективности энергетики будет обеспечено создание благоприятной экономической среды путем решения следующих задач:

- 1) введения предсказуемого и сбалансированного режима налогообложения и таможенно-тарифного регулирования;
- 2) формирование нормативной правовой базы, защищающей права инвесторов и развитие конкуренции, совершенствование лицензионной политики, устранение необоснованных административных барьеров;
- 3) совершенствование амортизационной политики путем предоставления режима ускоренной амортизации основных фондов для стимулирования инвестиций в их замену и обновление;
- 4) совершенствование государственного ценового (тарифного) регулирования в сфере естественных монополий, учитывающего как настоятельную необходимость защиты интересов потребителей в части снижения энергетических затрат, так и объективный рост издержек добычи, производства и транспортировки энергоносителей и потребность в инвестиционных ресурсах для развития инфраструктурных объектов;

5) усиление контроля за эффективностью расходов и совершенствование системы закупок субъектов естественных монополий, переход к применению долгосрочных тарифов и повышение прозрачности и информационной открытости регулируемых организаций;

6) завершение формирования системы рынков в электроэнергетике, обеспечивающей достаточные стимулы для инвестиций в развитие самой отрасли и повышение эффективности использования электроэнергии у потребителей;

7) упрощение процедуры согласования проектной документации для типовых проектов энергетических объектов с высокими технологическими и экологическими показателями, упрощение процедуры (схемы) сертификации для генерирующего оборудования, в отношении которого подтверждено соответствие передовым международным стандартам, установление приоритета использования передовых международных стандартов проектирования, изготовления и эксплуатации энергетического оборудования;

8) развитие системы страхования рисков долгосрочного инвестирования в энергетический сектор;

9) создание объединенных лизинговых компаний для обеспечения организаций энергетического сектора передовыми технологиями и оборудованием.

Устойчивое развитие энергетики включает:

– процесс непрерывного повышения корпоративной эффективности (в т.ч. прямых и косвенных затрат природного капитала, человеческого и социального капитала);

– социальная ответственность компаний перед обществом, включая экологические требования и незакрепленные законодательством общественные предпочтения в отношении окружающей социоприродной среды, сохранение традиций и образа жизни населения в зоне деятельности компаний, повышение уровня и качества его жизни;

– инновационное развитие компаний ТЭК с использованием новейших технологий и содействие партнерам своими заказами и продукцией в коллективном решении задач качественного обновления технологического базиса общества.

За годы реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года был достигнут некоторый прогресс в сфере повышения экологической безопасности энергетики. Была разработана и принята Климатическая доктрина до 2020 года и комплексный план по ее реализации. В то же время сохраняются препятствия на пути решения проблемы полной утилизации попутного нефтяного газа, отсутствуют

экономические механизмы стимулирования компаний с целью эффективной утилизации отходов от деятельности энергетического сектора и рекультивации нарушенных земель. В российских компаниях ТЭК формирование системы управления, реализующей на практике корпоративную концепцию устойчивого развития, еще далеко от завершения.

Устойчивое развитие энергетики достигается посредством решения следующих основных задач:⁶

- 1) повышение энергетической эффективности во всех секторах экономики;
- 2) развитие использования возобновляемых и альтернативных источников энергии;
- 3) реализация мер финансовой и налоговой политики, стимулирующих снижение антропогенных выбросов парниковых газов;
- 4) создание и обеспечение функционирования правовых основ и механизмов государственного регулирования, направленного на сокращение антропогенного воздействия на природную среду;
- 5) поддержание приемлемой доли затрат населения на необходимое энергообеспечение и снятие ограничений на подключение к энергетической структуре при строительстве жилья (как компаниями, так и в частном секторе);
- 6) развитие человеческого потенциала энергетического сектора;
- 7) участие России в выработке коллективных мер международного сообщества по смягчению антропогенного воздействия на климат;
- 8) исследование и оценка возможных изменений глобального и регионального климата, а также их последствий для энергетики регионов России, разработка комплекса мер по ее адаптации к изменениям климата.

4.3 Принципы, механизмы и этапы реализации Энергостратегии

Проведение долгосрочной государственной энергетической политики осуществляется на следующих принципах:

- 1) последовательность действий государства по реализации важнейших стратегических ориентиров развития энергетики;

⁶ На базе Климатической доктрины Российской Федерации, утвержденной Распоряжением Президента Российской Федерации от 17 декабря 2009 года N 861-рп.

2) заинтересованность в создании сильных и устойчиво развивающихся энергетических компаний, достойно представляющих Россию на внешних рынках и способствующих успешному функционированию конкурентных внутренних рынков;

3) обоснованность и предсказуемость государственного регулирования, направленного на стимулирование предпринимательской инициативы в области реализации целей государственной политики, в том числе в инвестиционной сфере.

Государство располагает комплексом механизмов реализации целей и задач Стратегии: косвенное регулирование правил функционирования энергетики России; прямое управление активами в энергетике (участие государственных компаний в реализации Стратегии); государственно-частное партнерство (стратегические проекты и инициативы).

Центральной задачей является формирование **целостной институциональной системы в энергетическом секторе**. Основные элементы такой системы включают:

1) формирование стабильной модели эффективных внутренних энергетических рынков с низкой степенью монополизации, высоким уровнем конкуренции, развитыми внутренними механизмами ценообразования, в увязке с развитием внутренней энергетической инфраструктуры и системы регулирования;

2) формирование стабильной сбалансированной (между интересами государства и бизнеса, между отраслями, видами экономической деятельности, типами месторождений) системы налогообложения ТЭК, максимизирующей долгосрочный экономический эффект от работы ТЭК;

3) формирование сбалансированной линейки таможенных пошлин и акцизов, стимулирующих инвестиции в производство энергетических продуктов высокого качества и высокой степени переработки и насыщение внутреннего рынка;

4) совершенствование государственного ценового (тарифного) регулирования в сфере естественных монополий;

5) формирование нормативной правовой базы, защищающей права инвесторов и развитие конкуренции, совершенствование лицензионной политики, устранение необоснованных административных барьеров;

6) создание системы стимулов для внедрения компаниями передовых технологий;

7) создания системы стимулов и механизмов для развития технологического энергосбережения;

8) создание устойчивой национальной инновационной системы в сфере энергетики (взаимодействия науки, бизнеса, власти), а также системы взаимодействия компаний ТЭК и промышленных компаний;

9) стабилизация отношений с традиционными потребителями российских энергоресурсов и формирование устойчивых отношений на новых энергетических рынках;

10) завершение формирования общих рынков энергоносителей Евразийского экономического пространства с общими принципами регулирования энергетики, обеспечивающими свободное движение энергоносителей, энергетических услуг, технологий и инвестиций.

Поэтапная либерализация сферы энергетики должна быть согласована с развитием рыночных институтов и инфраструктуры, способной поддерживать эффективное функционирование либерализованных рынков.

Вместе с тем, в среднесрочной перспективе, учитывая значительную роль госсектора в ТЭК, важную роль будет играть прямое государственное управление. В долгосрочной перспективе вероятно наличие существенных энергоинфраструктурных ограничений, которые потребуют сохранения государственной собственности на часть энергетических активов в естественно-монопольных секторах. ЭС-2035 предполагает также сохранение государственных компаний в потенциально конкурентных секторах энергетики как механизма реализации стратегических приоритетов энергетической политики.

К числу основных составляющих государственной энергетической политики относятся:

- 1) Недропользование;
- 2) Налоговая и таможенная политика в энергетике,
- 3) Государственное регулирование внутренних энергетических рынков;
- 4) Государственная политика в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- 5) Научно-техническая политика в энергетике,
- 6) Региональная энергетическая политика,
- 7) Социальная политика и развитие человеческого капитала в энергетике,
- 8) Экологическая политика в энергетике,
- 9) Внешняя энергетическая политика.

Особым механизмом являются стратегические инициативы развития российской энергетики как комплексные межотраслевые частно-государственные долгосрочные проекты, требующие по своей природе особых усилий по реализации (в отличие от обычных мер госрегулирования).

Указанные механизмы государственной энергетической политики реализуются в три последовательных этапа ЭС-2035, согласованных с Прогнозом долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года:

Первый этап (2014-2020 года) – это этап внутренней перестройки, направленной на преодоление «узких мест» в развитии транспортной и энергетической инфраструктуры и формирование основ инновационного развития ТЭК. Главной задачей является скорейшее преодоление кризисных и посткризисных явлений в экономике и энергетике с целью достижения устойчивых темпов экономического и энергетического развития, предусмотренных Прогнозом, а также использования открываемых в этот период возможностей для качественного обновления и модернизации российского топливно-энергетического комплекса. Главный риск первого этапа – нерешенность наиболее острых проблем энергетики России, сохранение низкой эффективности и ограничений со стороны ТЭК на экономический рост.

В целом уже на первом этапе реализации Стратегии будут исчерпаны практически все возможности дальнейшего роста, связанные с экспортно-сырьевой моделью развития экономики России, что потребует незамедлительного перехода к ресурсно-инновационной стратегии, позволяющей соединить богатейшие природные ресурсы страны и новые технологии, в том числе в самих ресурсодобывающих, а также перерабатывающих отраслях.

В этой связи на первом этапе должны быть созданы необходимые условия и сняты основные барьеры (как на внутреннем рынке, так и во взаимодействии с зарубежными партнерами) для обеспечения ускоренного продвижения по всем важнейшим составляющим государственной энергетической политики. Одновременно необходимо скорректировать и синхронизировать планы и программы развития энергетического сектора с мероприятиями и приоритетами, предусмотренными Указом Президента Российской Федерации от 7 мая 2012 года № 596 «О долгосрочной государственной экономической политике», Прогнозом и другими стратегическими документами. Цель этой работы - структурная модернизация российской экономики и переход к экономике нового типа – инновационной социально-ориентированной, конкурентоспособной на мировом пространстве.

В этот период необходимо осуществить работы по развитию и обновлению основных производственных фондов и инфраструктуры энергетического сектора (в том числе по завершению наиболее важных из ранее начатых проектов), выделить территории и регионы, в которых необходимо обеспечить первоочередное развитие энергетической инфраструктуры, переломить негативные тенденции в развитии сырьевой базы энергетики, завершить формирование базовых рыночных институтов, стабильной и эффективной нормативной правовой базы и системы государственного регулирования в энергетике. Важной задачей на первом этапе является реализация потенциала структурного энергосбережения и малозатратных мероприятий технологического энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

На этом этапе российский топливно-энергетический комплекс также будет активно способствовать последующему энергичному инновационному развитию смежных отраслей промышленности (машиностроение, трубная промышленность и др.) за счет размещения заказов на необходимые энергетике виды материалов и оборудования.

Второй этап (ориентировочно 2021-2025 года) - это этап ресурсно-инновационного развития и формирования инфраструктуры новой экономики, адаптации ТЭК к новым условиям на мировых энергетических рынках. Доминантой второго этапа будет общее повышение энергоэффективности в отраслях топливно-энергетического комплекса и экономике в целом, а также реализация новых инновационных и капиталоемких энергетических проектов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, на континентальном шельфе арктических и дальневосточных морей и на полуострове Ямал. Повышение энергоэффективности на втором этапе будет развиваться за счет мало- и средnezатратных мер технологического энергосбережения и повышения энергоэффективности.

В соответствии с логикой ресурсно-инновационного развития на этом этапе реализации Стратегии необходимо будет сместить приоритеты от добычи ресурсов к их глубокой переработке с насыщением перерабатывающих и обрабатывающих отраслей инновационными и наукоёмкими технологиями и с выходом на мировой рынок с нефтегазохимической продукцией, получаемой за счёт высоких переделов углеводородов. Рост переработки ресурсов вызовет дополнительный спрос на продукцию инвестиционных отраслей – строительства, транспорта, услуги промышленной и социальной инфраструктуры. Основные риски второго этапа связаны с тем, что возможно не удастся преодолеть технологическое отставание российского энергетического сектора от зарубежных конкурентов (технологии использования нетрадиционных ресурсов углеводородов, передачи энергии на большие расстояния и др.). Важным риском является

также отставание от спросовых предпочтений потребителей энергоресурсов (технологии использования возобновляемых источников энергии, интеллектуальные энергетические системы). На втором этапе должно быть развернуто широкое инновационное обновление отраслей топливно-энергетического комплекса за счет отечественных технологий, материалов и оборудования, а также международного сотрудничества.

Прямое государственное участие в развитии ТЭК будет постепенно ослабевать и заменяться на различные формы частно-государственного партнерства.

Третий этап (ориентировочно 2026-2035 года) - это этап развития инновационной экономики, выхода российской энергетики на уровень эффективности развитых стран. В соответствии с этим основным содержанием этого этапа станет постепенный переход к энергетике нового поколения, с опорой на высокоэффективное использование традиционных энергоресурсов и новых углеводородных и неуглеводородных источников энергии, а также развитие интеллектуальных энергетических систем. Основой повышения энергоэффективности на третьем этапе станут высокочрезвычайно затратные мероприятия технологического энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Инновационное развитие российской энергетики будет обеспечено заложенным на предыдущих этапах инвестиционным и инновационным фундаментом в виде новых технологий, оборудования и принципов функционирования топливно-энергетических рынков и смежных отраслей.

Основные риски третьего этапа связаны с необеспечением необходимого уровня качества и эффективности инноваций в энергетическом секторе.

Внешними условиями развития энергетического сектора на третьем этапе будут значительное снижение его доли в экономике России за счет опережающего роста неэнергетических источников инновационного экономического роста и активное развитие неуглеводородной энергетики в мире.

В этих условиях роль государственного участия в развитии энергетического сектора будет заключаться преимущественно в поддержке инновационных направлений развития ТЭК, а также в регулировании и обеспечении устойчивой институциональной среды для его эффективного функционирования.

РАЗДЕЛ 5. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

5.1 Недропользование

Стратегической целью государственной энергетической политики в области недропользования и управления государственным фондом недр является обеспечение устойчивого, эффективного и экологически безопасного воспроизводства минерально-сырьевой базы для удовлетворения энергетических потребностей экономики страны и обеспечения экспорта энергоресурсов.

В ходе реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года **были обеспечены:**

1) Некоторый рост общего финансирования геологоразведочных работ из федерального бюджета в целом.

2) Прирост запасов углеводородов в России в ретроспективном периоде превышал добычу нефти и газа. Всего за период 2005-2012 год добыча нефти и конденсата составила 3,7 млрд тонн, а прирост запасов - 5,4 млрд тонн, добыча газа составила 4,9 трлн куб. м, а прирост запасов - 6,2 трлн куб. м. Следует отметить, что значительная часть прироста запасов осуществляется не за счет открытия новых месторождений, а за счет переоценки запасов на действующих месторождениях.

3) Повышение достоверности учета запасов топливно-энергетических ресурсов и внедрение принципов сквозного управления месторождениями топливно-энергетических ресурсов на всех стадиях – от поисковых работ до завершения разработки и ликвидации месторождения.

4) Совершенствование нормативно-законодательной базы в области недропользования и управления государственным фондом недр: в частности, установлена возможность изменения границ лицензионных участков; установлено, что приобретение права пользования участками недр федерального значения возможно только по результатам аукционов при выявлении победителя на основе размера разового платежа за право пользования участком недр; разрешена добыча общераспространенных полезных ископаемых без отдельных лицензий внутри лицензионных участков и т.д.

5) Доработка проекта «Программы разведки континентального шельфа Российской Федерации и разработки его минеральных ресурсов на долгосрочную перспективу». В программе предусмотрена необходимость бурения поисковых скважин в общем количестве 150-290 штук общей протяженностью 400-650 тыс. метров, проведение сейсморазведки 2D в объеме 800-930 тыс. погонных километров, 3D - 60-80 тыс.

квадратных километров. Ожидаемый прирост запасов нефти и газового конденсата - 850-1300 млн тонн, прирост запасов газа - 3400-13000 млрд кубометров.

Главными вызовами в области недропользования являются:

- 1) изменение структуры разведанных запасов топливно-энергетических ресурсов в пользу трудноизвлекаемых и сложнокомпонентных (увеличение доли трудноизвлекаемой и сверхвязкой нефти, "жирного" и низконапорного газа);
- 2) недостаточный прирост ежегодных объемов запасов углеводородов, осуществляемых за счет открытия новых месторождений;
- 3) недостаточные темпы геолого-разведочных работ при освоении месторождений топливно-энергетических ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока, полуострова Ямал, континентального шельфа арктических морей;
- 4) недостаточная эффективность эксплуатации действующих месторождений в части полного и комплексного извлечения топливно-энергетических ресурсов;
- 5) недостаточная эффективность механизма регулирования недропользования от поисковой стадии до завершения разработки и ликвидации месторождений.

Для достижения стратегической цели недропользования и управления государственным фондом недр необходимо решение **следующих задач**:

- 1) стимулирование привлечения частных инвестиций в геолого-разведочные работы за счет либерализации процедур доступа к участкам недр, а также формирование процедур оборота прав за пользование недрами;
- 2) повышение государственных вложений в геологическое освоение новых территорий и акваторий;
- 3) стимулирование полного и комплексного извлечения углеводородного сырья из недр, увеличение коэффициента извлечения нефти и внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи, более активное вовлечение в эксплуатацию нетрадиционных видов углеводородного сырья - тяжелой (высоковязкой) нефти и природных битумов за счет мер налоговой политики;
- 4) развитие рынка независимых сервисных и инжиниринговых услуг в сфере недропользования.

Для решения поставленных задач необходимо использовать следующие первоочередные **меры и механизмы государственной энергетической политики**:

- 1) осуществить разработку новой классификации запасов, основанной не на технических, а на экономических показателях добычи углеводородов и гармонизированной с международной классификацией запасов;

- 2) обеспечить финансирование государственной программы Российской Федерации «Воспроизводство и использование природных ресурсов» в полном объеме;
- 3) принять проект «Программы разведки континентального шельфа Российской Федерации и разработки его минеральных ресурсов на долгосрочную перспективу», обеспечив полное финансирование мероприятий программы;
- 4) в перспективе – расширить право доступа к лицензиям на геологическое изучение, разведку и разработку месторождений углеводородов на континентальном шельфе для компаний, зарегистрированных в России; при этом рассмотреть возможность закрепления понятия «национальная компания» и порядка отнесения к нему частных нефтегазовых компаний наряду с государственными;
- 5) уточнить порядок санкционирования отступления от уровней добычи полезных ископаемых, установленных лицензией и (или) техническим проектом на разработку месторождения полезных ископаемых, расширения лицензии на прилегающие глубокие горизонты и прилегающие залежи в случае доразведки, если это не затрагивает интересы других недропользователей, а также порядок досрочного прекращения права пользования недрами;
- 6) осуществить гармонизацию российской и международной классификации запасов топливно-энергетических ресурсов на основе экономических критериев оценки запасов;

Кроме того, необходимы:

- 7) децентрализация и упрощение процедур регулирования процессов освоения залежей и месторождений (прежде всего, сильно выработанных и относимых к новым типам залежей углеводородов);
- 8) разработка и применение процедур формирования проектных альянсов и групп для совместного освоения и разработки участков недр;
- 9) разработка прозрачных процедур разрешения конфликтных ситуаций, связанных с освоением участков недр, в том числе усиление роли саморегулируемых организаций и объединений; внедрение типовых проектов недропользования и переход к обороту прав на пользование недрами;
- 10) разработка прозрачных критериев отнесения месторождений полезных ископаемых к стратегическим и уточнение их перечня применительно к топливно-энергетическим полезным ископаемым с исключением из него месторождений, не соответствующим указанным критериям.

5.2 Налоговая и таможенная политика в энергетике

Стратегической целью налоговой и таможенной политики в энергетике является эффективное изъятие природной ренты для модернизации экономики страны при одновременном формировании стимулов к развитию топливно-энергетического комплекса и сохранении инвестиционной привлекательности российского энергетического сектора.

В ходе реализации Энергетической стратегии на период до 2030 года были обеспечены:

1) создание стимулирующих условий для разведки и добычи углеводородов в восточных регионах страны и на континентальном шельфе российских морей, на малых и выработанных месторождениях (за счет введения временных освобождений от экспортных пошлин, льгот и освобождений по налогу на добычу полезных ископаемых, налогу на имущество, импортным пошлинам на оборудование, не производимое в России, а также ускоренной амортизации);

2) введение системы экспортных таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты, нацеленной на развитие нефтепереработки (при сохранении стимулов в нефтедобыче);

3) введение системы дифференциации акцизов на моторное топливо по классам топлива в целях повышения качества нефтепереработки;

4) разработка усовершенствованной системы расчета налога на добычу полезных ископаемых в газовой отрасли с учетом ряда параметров производства;

5) введение гибкой системы обложения налогом на добычу полезных ископаемых в угольной отрасли с учетом параметров производственной безопасности.

К основным вызовам в указанной сфере относятся:

1) избыточно налоговая нагрузка на ТЭК России (достигающая в нефтяном комплексе 60%, что снижает конкурентоспособность российских энергоносителей за рубежом);

2) несбалансированность этой нагрузки между отраслями ТЭК и видами экономической деятельности;

3) слабая дифференциация налоговой нагрузки между отдельными месторождениями, что ведет к ограничению роста добычи на залежах с высокими издержками и одновременно к получению необоснованной сверхприбыли на залежах с низкими издержками;

4) несбалансированность линейки таможенных пошлин и акцизов, недостаточно стимулирующих инвестиции в производство энергетических продуктов высокого качества и высокой степени переработки;

5) нестабильность и ограниченная предсказуемость изменений налоговой и таможенной политики в ТЭК;

6) рост издержек для потребителей на внутреннем рынке в силу несбалансированности налогово-таможенной системы.

Для достижения стратегической цели по созданию налоговой и таможенной системы, эффективной как с точки зрения пополнения бюджета, так и с точки зрения стимулирования производства ТЭР, необходимо решение **следующих задач**:

1) формирование стабильной и сбалансированной (между интересами государства и бизнеса, между отраслями, видами экономической деятельности, типами месторождений) системы налогообложения ТЭК, ориентированной на финансовый результат и максимизирующей долгосрочный экономический эффект от работы ТЭК;

2) формирование сбалансированной линейки таможенных пошлин и акцизов, стимулирующих инвестиции в производство энергетических продуктов высокого качества и высокой степени переработки, и обеспечение насыщения внутреннего рынка;

3) обеспечение сбора и обработки достаточной информации об объектах топливно-энергетического комплекса для налоговых целей.

Для решения поставленных задач необходимо использовать следующие первоочередные **меры и механизмы государственной энергетической политики**:

1) продолжить работу по повышению гибкости и систематизации ставок НДС на нефть и газ;

2) в более отдаленной перспективе – осуществить переход от НДС к налогообложению финансового результата в форме налога на добавочный доход (НДД) или налога на сверхприбыль при добыче углеводородов, разработать концепцию и механизм налогообложения финансового результата, предусмотреть введение НДД в первую очередь для новых месторождений;

3) разработать нормативно-правовую базу классификации месторождений и признания их принадлежности к категориям малых, истощенных и низкодебитных месторождений в целях совершенствования системы налогообложения в сфере добычи углеводородов;

4) продолжить работу по мониторингу системы таможенных ставок на экспорт сырой нефти и различных нефтепродуктов, разработать механизм поэтапного снижения

экспортной пошлины на нефтепродукты без ценового шока для потребителей на внутреннем рынке с целью поддержания баланса стимулов в нефтепереработке;

5) сохранить дифференциацию акцизов на нефтепродукты в зависимости от качества (класса) топлива

5.3 Государственное регулирование внутренних энергетических рынков

Стратегической целью политики развития внутренних энергетических рынков является устойчивое удовлетворение внутреннего спроса на энергетические ресурсы по стабильным и приемлемым для российских потребителей и производителей ценам на основе создания и развития конкурентных энергетических рынков, основанных на справедливых принципах организации торговли. Данная составляющая государственной энергетической политики является ключевой для развития энергетического сектора и экономики страны в целом.

В ходе реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года **были обеспечены:**

1) создание базовых институтов внутреннего энергетического рынка (получила развитие биржевая торговля нефтью и нефтепродуктами, установлены обязательные минимальные доли реализуемых на бирже доминирующими субъектами рынка нефтепродуктов, завершено формирование системы торговли электрической энергией на основе конкурентного отбора ценовых заявок участников рынка в режиме на сутки вперед);

2) законодательное обеспечение прозрачного и недискриминационного порядка доступа для всех участников рынка к энергетической инфраструктуре (магистральным трубопроводам, электрическим и тепловым сетям) и улучшение внутрикорпоративных процедур в этой сфере;

3) продвижение на пути формирования и антимонопольного контроля внутренних цен топлива по принципу равной эффективности с ценами внешних рынков;

4) либерализация рынка электроэнергии для промышленных потребителей; устранение перекрестного субсидирования между территориями и группами потребителей электроэнергии; сохранение государственного регулирования тарифов инфраструктурных компаний в сфере электроэнергетики (на передачу электроэнергии по сетям и диспетчеризацию); сохранение государственного регулирования тарифов на

электроэнергию, отпущенную населению в неценовых зонах (Калининградская и Архангельская области, Республика Коми, Дальний Восток);

5) уточнение правил работы оптовых и розничных рынков электроэнергии, повышение степени защищенности потребителя от необоснованного повышения цен, завышения платы за подключение к электрическим сетям и необоснованных ограничений подключаемой мощности;

6) увеличение доли независимых производителей газа на внутреннем рынке и появление возможности их выхода на внешний рынок СПГ;

7) реализация политики по переходу к равной доходности поставок газа для внутренних и внешних потребителей (цены net-back) с выходом на уровень равнодоходности не ранее второго этапа реализации настоящей Стратегии, с учетом необходимости компенсирующих мер для смягчения ценового шока для потребителей;

8) повышение прозрачности внутреннего рынка угля за счет введения регистрации внебиржевых контрактов и ориентации на цены равной доходности с европейским и азиатским рынками угля;

9) ужесточение антимонопольного законодательства в целях пресечения картельных сговоров и технологического монополизма, развитие процедур антимонопольных расследований и контроля;

10) переход к долгосрочным тарифам в соответствии с принятыми в 2009 году «Основными направлениями государственной тарифно-ценовой политики в инфраструктурном секторе».

Проблема развития внутренних энергетических рынков наиболее остро стоит в электроэнергетике и газовой отрасли, которые по-прежнему в значительной степени регулируются государством, но в той или иной степени она актуальна и для других отраслей ТЭК в силу сохранения монополизма и неконкурентных условий на региональных рынках.

Основными вызовами в указанной сфере являются:

1) несовершенство рыночной инфраструктуры (базовых рыночных институтов и механизмов биржевой торговли), ограниченная ликвидность внутренних биржевых рынков энергоносителей, их малая доля в объемах потребления и низкая роль как ценовых маркеров;

2) низкий уровень конкуренции на рынках ТЭР, сохранение регионального и технологического монополизма, а также недобросовестной конкуренции на внутренних

энергетических рынках, сохранение в ряде случаев инфраструктурных ограничений для эффективного функционирования энергетических рынков;

3) наличие диспропорций между внутренними ценами на основные энергоносители, в первую очередь заниженный уровень цен на природный газ по сравнению с углем;

4) нерешенность проблемы реформирования и реструктуризации теплоснабжения, создания локальных рынков тепловой энергии, низкая прозрачность отрасли, отсутствие эффективных моделей привлечения долгосрочных инвестиционных средств;

5) сохранение недостаточно прозрачной и экономически эффективной системы регулирования естественно-монопольного сегмента в отраслях топливно-энергетического комплекса, включая проблемы доступа к энергетической инфраструктуре и финансирования ее развития, а также тарифообразования в сфере услуг по доступу к энергетической инфраструктуре;

6) сохранение перекрестного субсидирования в различных отраслях энергетики (в первую очередь в газовой промышленности, электроэнергетике и теплоснабжении).

Для достижения стратегической цели развития внутренних энергетических рынков необходимо решение **следующих задач**:

1) совершенствование государственного контроля над уровнем экономической концентрации с целью недопущения монополизации энергетических рынков;

2) обеспечение активной и добросовестной конкуренции на топливно-энергетических рынках;

3) развитие отечественных систем биржевой торговли всеми видами топливно-энергетических ресурсов;

4) совершенствование системы доступа к энергетической инфраструктуре и развитие самой инфраструктуры для снятия ограничений на межрегиональные потоки топлива и энергии;

5) совершенствование государственного ценового (тарифного) регулирования в сфере естественных монополий и переход к долгосрочному тарифообразованию в сфере естественных монополий с учетом интересов производителей и потребителей;

6) формирование целевой модели долгосрочного ценообразования с учетом развития рынков в электроэнергетике и теплоснабжении;

7) модернизация моделей оптового и розничного рынков в тепло- и электроэнергетике;

8) постепенная либерализация внутренних рынков основных энергоносителей (газ, электроэнергия, тепло), увязанная с развитием инфраструктуры и конкуренции;

9) развитие рынков продуктов, получаемых в результате глубокой переработки нефти и газа, в том числе в целях обеспечения импортозамещения продуктов нефтепереработки и нефтегазохимии.

Проводившаяся последнее десятилетие политика повышения внутренних цен энергоносителей в ограниченной степени достигла своих целей для стимулирования энергосбережения и обеспечения инвестиционной привлекательности энергетических компаний.

Важной задачей настоящей Стратегии должен стать курс на сдерживание роста внутренних цен энергоносителей для поддержания конкурентоспособности отечественных производителей на внешних рынках и повышения благосостояния населения. При этом внутренние цены природного газа должны превысить цены энергетического угля не менее чем в 1,6 раза (в условном исчислении) в основных регионах конкуренции газового и угольного топлива к концу первого этапа реализации ЭС-2035.

На следующих этапах потребуется обеспечить комплексное антимонопольное регулирование цен электрической и тепловой энергии с учётом соответствия внутренних цен основных видов топлива не только динамике цен на смежных мировых рынках, но и условиям межтопливной конкуренции на внутренних рынках, что обеспечит превышение внутренних цен газа не менее чем в 1,8 - 2,0 раза над ценами угля в основных регионах конкуренции газового и угольного топлива.

Поставленные задачи будут решаться с использованием следующих первоочередных **мер и механизмов** государственной энергетической политики:

1) разработка и совершенствование методов конкурентной политики в отраслях топливно-энергетического комплекса, принятие мер по стимулированию конкуренции на всех потенциально конкурентных рынках и совершенствованию механизмов антимонопольного контроля;

2) формирование и эффективное функционирование государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса в соответствии с Федеральным законом от 3 декабря 2011 года № 382-ФЗ и на ее основе создание интегрированной системы мониторинга энергетических рынков, переход на формирование отчетных и прогнозных топливно-энергетических балансов в структуре, соответствующей международным стандартам;

3) законодательное обеспечение прозрачного и недискриминационного порядка доступа для всех участников рынка к энергетической инфраструктуре (трубопроводам,

электрическим и тепловым сетям) и инфраструктуре общего назначения, используемой для транспортировки энергоносителей (железные дороги, порты и т. п.);

4) завершение разделения естественно-монопольных видов деятельности от конкурентных в системе ОАО «Газпром»; осуществление перехода от регулирования оптовых цен на газ к регулированию тарифов на транспортировку газа по магистральным газопроводам;

5) разработка и/или совершенствование механизмов биржевой торговли для рынков всех видов энергии и энергоносителей, включая введение биржевых торгов природным газом и углем;

6) стимулирование участия частных компаний в биржевой торговле энергоносителями и использование результатов биржевых торгов в качестве индикаторов для всей системы ценообразования на российские энергоресурсы;

7) совершенствование системы антимонопольного регулирования на региональных рынках нефтепродуктов;

8) обеспечение внедрения методик ФСТ России для расчета тарифов на услуги по передаче электроэнергии по распределительным сетям, а также введение критериев для признания юридического лица (индивидуального предпринимателя) электросетевой организацией для целей установления регулируемых тарифов на электрическую энергию;

9) обеспечение формирования на локальных рынках тепла единой теплоснабжающей организации, объединяющей все тепловые сети и ответственной за надежное, качественное и экономически эффективное теплоснабжение потребителей.

5.4 Государственная политика в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности

Стратегической целью государственной политики в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности является максимальное использование имеющегося потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности во всех отраслях экономики, направленное, в том числе, на снижение энергоемкости валового внутреннего продукта страны.

В ходе реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года были **обеспечены:**

1) формирование государственной программы «Энергоэффективность и развитие энергетики»;

- 2) формирование государственных программ субъектов Российской Федерации, муниципальных программ в области энергосбережения и энергоэффективности;
- 3) разработка и реализация мероприятий и программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности крупных потребителей энергетических ресурсов (как частных, так и с государственным участием);
- 4) развитие систем энергоменеджмента на крупнейших предприятиях, внедрение мероприятий по энергосбережению в жилищно-коммунальном хозяйстве и в быту;
- 5) развитие государственных информационных систем в области энергосбережения и повышения энергоэффективности;
- 6) формирование на федеральном уровне требований к энергетической эффективности различных видов продукции и правил определения классов энергоэффективности отдельных товаров;
- 7) создание стимулирующих налоговых условий для производства и использования наиболее энергоэффективного оборудования, в частности законодательное закрепление права применять к основной норме амортизации специальный коэффициент к основным фондам - объектам, имеющим высокую энергоэффективность;
- 8) принятие ряда нормативных актов по организации энергетических обследований, составлению по их результатам энергетических паспортов организаций с последующим сбором, анализом и систематическим использованием указанной информации, содействие в организации саморегулирования в этой области.

Снижение энергоемкости отечественной экономики было достигнуто за счет активной борьбы с энергорасточительством, а также за счет структурных сдвигов в экономике. В то же время энергосбережение и повышение энергетической эффективности – не самоцель, а одна из задач технологической модернизации в самом ТЭК и у других потребителей энергоресурсов в экономике.

Технологическое энергосбережение является ключевой инициативной задачей стратегического развития ТЭК.

В системе недропользования повышение энергоэффективности связано с использованием новых технологий геологоразведки, повышением КИН и комплексным освоением всех топливно-энергетических ресурсов. В системе переработки энергоэффективность связана с повышением глубины переработки ТЭК, повышением КПД тепловых электростанций, снижением потерь и созданием безотходных производств. В системе энергопотребления энергоэффективность связана с ориентацией на получение

конечного потребительского эффекта: повышение производительности труда в промышленности и на транспорте; комфорта в жилищах и др.

К числу **основных вызовов** в указанной сфере относятся:

- 1) отсутствие реальных стимулов к энергосбережению и повышению энергетической эффективности, в особенности в секторе государственного управления и жилом фонде, крупных компаниях с государственным участием, в условиях существующей тарифной политики в энергетическом секторе;
- 2) невысокое качество предлагаемых на рынке услуг в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- 3) низкая инвестиционная привлекательность проектов по энергосбережению и повышению энергоэффективности с учетом значительного уровня рисков при их реализации;
- 4) недостаточная проработанность показателей (индикаторов) энергетической эффективности и их высокая вариативность в зависимости от отрасли экономики;
- 5) климатические условия на большей части территории России, приводящие к повышенному расходу энергетических ресурсов по сравнению со многими другими странами;
- 6) недостаточность информации о наилучших доступных технологиях в различных секторах экономики, включая бюджетную сферу и жилой фонд, в целях стимулирования их внедрения;
- 7) высокая стоимость наилучших доступных и инновационных технологий (в том числе из-за малых объемов их внедрения и использования); низкая доля импортозамещения наилучших доступных технологий.

Для достижения стратегических целей государственной политики в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности необходимо решение **следующих задач**:

- 1) стимулирование мер по повышению энергетической эффективности и энергосбережению во всех секторах экономики России, с наибольшим акцентом на энергоемких;
- 2) повышение инвестиционной привлекательности проектов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- 3) создание и оптимизация государством условий для обеспечения привлечения частных инвестиций в проекты в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

4) совершенствование информационно-аналитического обеспечения процессов государственного регулирования повышения энергетической эффективности и энергосбережения;

5) повышение осведомленности и понимания важности вопросов энергосбережения и повышения энергетической эффективности в обществе;

6) создание справочников наилучших доступных технологий в целях стимулирования их внедрения;

7) стимулирование развития современных энергосберегающих производств на уровне лучших мировых аналогов.

Поставленные задачи будут решаться с использованием следующих **мер и механизмов** государственной энергетической политики:

1) включение целевых показателей (индикаторов) в области повышения энергетической эффективности во все государственные (муниципальные) программы;

2) разработка и внедрение нормативных требований к энергопотреблению используемого оборудования в экономике на основе наилучших доступных технологий, в том числе с использованием запрета на применение энергетически неэффективных технологий;

3) использование средств бюджетов различных уровней, внебюджетных средств, средств институтов развития, организация льготного заемного финансирования проектов в области энергоэффективности и энергосбережения (включая компенсацию процентной ставки по соответствующим кредитам);

4) предоставление государственных гарантий по кредитам на реализацию проектов в области энергоэффективности и энергосбережения;

5) развитие механизмов налогового стимулирования приобретения энергоэффективного оборудования;

6) заключение целевых соглашений с крупнейшими промышленными и инфраструктурными предприятиями по повышению энергоэффективности их деятельности (с введением соответствующих мер экономического стимулирования к достижению заявленных показателей);

7) развитие системы стандартизации и маркировки класса энергоэффективности для зданий, строений и сооружений, оборудования и техники, в том числе для транспорта;

- 8) совершенствование законодательства Российской Федерации о контрактной системе в сфере закупок с целью создания условий для приобретения энергоэффективного оборудования и реализации проектов в области энергоэффективности;
- 9) стимулирование и организация научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, направленных на повышение энергетической эффективности в различных областях экономики;
- 10) стимулирование и организация обучения работников всех уровней в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- 11) популяризация и пропаганда энергосбережения и повышения энергетической эффективности среди различных групп населения, в том числе в составе образовательных программ высших учебных заведений;
- 12) совершенствование государственных информационных систем и публичных интернет-ресурсов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в сфере топливно-энергетического комплекса;
- 13) совершенствование институтов энергосервиса и энергоаудита.

5.5 Научно-техническая политика в энергетике

Стратегической целью данной составляющей государственной энергетической политики является создание устойчивой национальной инновационной системы в энергетическом секторе для обеспечения его высокоэффективными отечественными технологиями и оборудованием, научно-техническими решениями в объемах, необходимых для поддержания энергетической безопасности страны.

В ходе реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года был проведен большой комплекс работ по государственной программе «Энергоэффективность и развитие энергетики» и в рамках «Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук на 2008 - 2012 годы», федеральных целевых программ «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007 - 2012 годы» и «Национальная технологическая база» на 2007 - 2011 годы и двенадцати технологических платформ. Также были утверждены методики оценки результативности деятельности научных организаций, подведомственных Министерству энергетики Российской Федерации, выполняющих научно-исследовательские, опытно-конструкторские и технологические работы гражданского назначения в целях повышения эффективности НИОКР.

В истекший период были созданы научные основы, разработаны технологии и опытно-промышленные образцы оборудования и материалов по ряду технологических направлений.

Была обеспечена положительная динамика изменений в сферах научно-технологической кооперации науки и энергетического бизнеса, восстановления центров подготовки кадрового потенциала для обеспечения научно-технических потребностей энергетического сектора.

Важнейшими тенденциями, определяющими перспективы инновационной и научно-технической политики в энергетике, служат:

- 1) рост капиталоемкости научно-технических разработок в топливно-энергетической сфере;
- 2) развитие комплексных научно-производственных систем (технопарков) в сфере энергетики;
- 3) ускоряющиеся темпы накопления научно-технических знаний, требующие регулярного повышения квалификации научных и инженерных кадров.

К числу **основных вызовов** в указанной сфере относятся:

- 1) недостаточная эффективность процессов добычи, переработки, транспортировки и потребления энергоресурсов, обусловленная технологическим отставанием, ведущая к росту инвестиционных и операционных издержек;
- 2) несоответствие технического уровня предприятий топливно-энергетического комплекса современным требованиям и риск глубокого технологического отставания, ограничивающего развитие российской экономики в целом.
- 3) высокая зависимость предприятий топливно-энергетического комплекса от импортных энергетических технологий и оборудования в связи с их неосвоенностью российской промышленностью;
- 4) недостаточность экономических стимулов для инновационной деятельности большинства предприятий; снижение роли государства в разработке и проведении научно-технической политики в энергетике;
- 5) недостаточный потенциал отечественной прикладной науки, слабость инжиниринговых компаний и трудности трансфера передовых зарубежных технологий;
- 6) отсутствие в топливно-энергетическом комплексе целостной системы взаимодействия науки и бизнеса и развитой инновационной инфраструктуры (центры трансфера технологий, инновационно-технологические центры, технопарки, бизнес-

инкубаторы, центры подготовки кадров для инновационной деятельности, венчурные фонды и др.);

7) прогрессирующее ухудшение дел с подготовкой научных и инженерных кадров.

Для достижения стратегической цели научно-технической политики в энергетике необходимо решение **следующих задач**:

1) восстановление инновационного цикла: фундаментальные исследования - прикладные исследования - опытно-конструкторские разработки - головные образцы – производство;

2) воссоздание и развитие научно-технического и кадрового потенциала, включая фундаментальную науку, прикладные исследования и разработки, модернизацию экспериментальной базы и системы научно-технической информации;

3) формирование национальной системы прогнозирования НТП в энергетике, определение оптимального состава перспективных технологий и выбора приоритетных направлений НИОКР с целью концентрации на них имеющихся в стране финансовых интеллектуальных ресурсов;

4) создание благоприятных условий для развития инновационной деятельности, направленной на ресурсосбережение, повышение экономичности, надежности, безопасности и экологичности энергетических установок и систем, ускоренное развитие использования возобновляемых источников энергии и улучшение потребительских свойств продукции топливно-энергетического комплекса;

5) создание системы государственной поддержки и стимулирования деятельности энергетических компаний по разработке и реализации инвестиционных проектов, обеспечивающих инновационное развитие отраслей российского топливно-энергетического комплекса и подготовке квалифицированных кадров в России и за рубежом;

6) внедрение организационных инноваций и инноваций в повышении качества человеческого капитала в ТЭК;

7) защита прав на результаты научно-технической деятельности;

8) использование потенциала международного сотрудничества для применения лучших мировых достижений и вывода отечественных разработок на более высокий уровень.

Основные приоритетные направления научно-технического прогресса в энергетическом секторе, требующие государственной поддержки, представлены в разделе 5 по каждой отрасли ТЭК.

Инновационная направленность развития ТЭК также предполагает формирование условий для развития непрерывного процесса поиска и практической реализации новых научно-технических, технологических и организационно – экономических решений в рамках общегосударственного регулирования и четкой системы взаимодействия всех участников инновационного процесса.

Решение поставленных задач будет осуществляться с использованием следующих **мер и механизмов государственной энергетической политики:**

1) выявление и экономическая поддержка перспективных направлений научно-технической и инновационной деятельности, а также критических технологий в топливно-энергетическом комплексе с учетом их прогнозируемой эффективности и мировых тенденций, государственная поддержка прикладных исследований и разработок;

2) обеспечение финансирования фундаментальной науки в энергетической сфере, направленной на поиск принципиально новых путей эффективного обеспечения энергетических потребностей, в том числе за счет бюджетных средств, а также путем возврата части прибыли в науку;

3) активное участие государства в воссоздании отечественного энергетического машиностроения на базе высокопроизводительного и высокоточное производства с использованием передовых технологических процессов и новых конструкционных материалов;

4) стимулирование внедрения компаниями наилучших доступных технологий, в том числе разработка системы утверждения, обновления и применения справочников наилучших доступных технологий в целях технического и экологического регулирования;

5) разработка механизма координации и оценки эффективности государственного заказа на НИОКР в энергетике, программ инновационного развития государственных компаний, ключевых инновационных проектов в рамках технологических платформ;

6) создание государственной системы технологического прогнозирования в энергетике в увязке со стратегией развития энергетического машиностроения и стратегическими документами развития топливно-энергетического комплекса (Генеральными схемами, программами, Схемами территориального планирования, стратегиями);

7) реализация программ инновационного развития акционерных обществ с государственным участием, государственных корпораций и федеральных государственных унитарных предприятий во взаимодействия с ведущими вузами, научными организациями, малыми и средними инновационными предприятиями, а также технологическими платформами;

8) освобождения компаний от налогообложения прибыли, направляемой на научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки, предоставления льготных налоговых условий компаниям энергетического сектора на первоначальный период освоения отечественных образцов новой техники и технологий, а также новых для России зарубежных технологий и техники; участия государства в создании головных образцов оборудования;

9) развитие стимулирующего налогообложения для производственных, инжиниринговых, проектных компаний, внедряющих передовые (инновационные) технологии в энергетике;

10) мониторинг достижений НТП в энергетике, создание регулярно обновляемых банков данных о новейших отечественных и зарубежных разработках в сфере энергетики;

11) укрепление и развитие консолидированных отраслевых источников финансирования научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, формирование целевых научно-технических и инновационных программ, объединение усилий Минэнерго и Минобрнауки при их подготовке и реализации;

12) государственная поддержка деятельности технологических платформ в сфере энергетики;

13) содействие развитию венчурного бизнеса в сфере инноваций в энергетике;

14) организация в системе топливно-энергетического комплекса федеральных и региональных центров науки и высоких технологий;

15) создание реестра не производимого в России оборудования, используемого в отраслях топливно-энергетического комплекса, и обеспечение его беспошлинного импорта; покупки зарубежных активов - технологических «доноров» в энергетическом секторе;

16) разработка системы вовлечения в хозяйственный оборот объектов интеллектуальной собственности и иных результатов научно-технической деятельности в топливно-энергетическом комплексе;

17) создание на базе частно-государственного партнерства полигонов для отработки образцов новой техники и технологий и кафедр для подготовки квалифицированных кадров.

5.6 Региональная энергетическая политика

Стратегической целью региональной энергетической политики является сбалансированное развитие энергетики регионов России, обеспечивающее региональную энергетическую безопасность и эффективное использование регионального энергетического потенциала.

Проведение региональной энергетической политики на территории такой страны, как Россия (с различными природно-климатическими и социально-экономическими условиями), должно учитывать специфику регионов страны и осуществляться во взаимосвязке с решением стратегических общегосударственных задач перспективного развития экономики и энергетики.

В ходе реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года были обеспечены:

1) уменьшение диспропорций в структуре потребления энергоресурсов и в энергообеспеченности различных регионов страны с сохранением уровня обеспеченности энергоресурсами Европейской части страны;

2) снижение уровня концентрации добычи углеводородов в Западной Сибири (на 10%) за счет развития их добычи в других регионах страны;

3) осуществление приоритетного развития топливно-энергетических баз в регионах с богатыми, но недостаточно освоенными ресурсами ТЭР, в рамках соответствующих федеральных целевых программ (Дальний Восток, Забайкалье, Калининградская область, Северный Кавказ и др.);

4) усиление энергетических связей между регионами за счет развития энергетической инфраструктуры (нефте- и газопроводов, линий электропередачи).

Современные тенденции в этой сфере связаны со смещением центров добычи, переработки и экспорта топливно-энергетических ресурсов на север и восток страны.

Основными **вызовами** в указанной сфере являются:

1) остающиеся диспропорции в обеспеченности регионов энергоресурсами и в структуре их потребления;

2) отсутствие во многих регионах разработанных региональных энергетических программ и программ развития теплоснабжения городов, недостаточная согласованность имеющихся программ со стратегическими документами федерального уровня и инвестиционными программами топливно-энергетических компаний;

3) ненадежность и недостаточное качество энергоснабжения в ряде удаленных регионов и в районах с низкой плотностью потребителей, наличие "узких мест" в системах энергоснабжения на меж- и внутрирегиональном уровнях;

4) недостаточное развитие малой энергетики и низкая вовлеченность в энергобалансы местных источников энергии;

5) высокий уровень цен на электрическую энергию для конечных потребителей Дальневосточного федерального округа, в том числе в связи с недостаточными темпами развития бизнеса и энергоемких промышленных предприятий в регионе.

Для достижения стратегических целей региональной энергетической политики необходимо решение **следующих задач**:

1) реализация крупных региональных стратегических инициатив государства и бизнеса (энергетическое освоение Восточной Сибири и Дальнего Востока, полуострова Ямал, Арктики);

2) опережающее социально-экономическое развитие Дальневосточного федерального округа, в том числе развитие на его территории энергоемких производств;

3) развитие необходимых меж- и внутрирегиональных энерготранспортных коммуникаций, создание разных видов энергетической инфраструктуры;

4) разработка и реализация региональных энергетических программ и программ энергоснабжения, максимизация экономически эффективного использования местных источников топливно-энергетических ресурсов, развитие экономически эффективных децентрализованных и индивидуальных систем теплоснабжения;

5) стимулирование комплексного развития региональной энергетики с уменьшением количества энергодефицитных регионов и увеличением уровня их самообеспеченности, в том числе стимулирование развития генерации на базе ВИЭ с использованием интеллектуальных сетей в Дальневосточном федеральном округе и в Якутии .

Поставленные задачи будут решаться с использованием **следующих мер и механизмов** государственной энергетической политики:

- 1) упорядочивание разработки региональных программ энергоснабжения и повышения энергоэффективности и обеспечение их согласованности между собой и с федеральным законодательством в соответствующей области;
- 2) создание системы координации региональных энергетических стратегий и программ с Энергетической стратегией России и Генеральными схемами размещения и Схемами территориального планирования отраслей ТЭК (нефтяной промышленности, газовой промышленности, объектов электроэнергетики);
- 3) разработка методики мониторинга состояния энергетической безопасности страны и ее регионов и хода реализации Доктрины энергетической безопасности России.
- 4) проведение независимого технического, экономического и кадрового аудита всех существующих систем теплоснабжения, поселений (с особым вниманием к средним и малым городам и поселениям), с защитой составленного отчета об аудите (паспорта) и предложений по путям улучшения существующего положения в местном органе исполнительной власти;
- 5) финансирование мер по ликвидации межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике с привлечением средств федерального бюджета, в том числе в Чукотском автономном округе до вывода Билибинской АЭС из эксплуатации;
- 6) разработка комплекса мер по стимулированию долгосрочных вложений в системы теплоснабжения со стороны муниципальных бюджетов (включая систему долгосрочного бюджетного финансирования и кредитования проектов модернизации системы теплоснабжения) и частных инвесторов (с использованием механизмов частного-государственного партнерства);
- 7) обеспечение эффективного использования государственного материального резерва для оказания регулирующего воздействия на рынок в форме товарных интервенций, а также в случае возникновения чрезвычайных ситуаций;
- 8) создание системы контроля за исполнением северного завоза, резервами топлива и энергетических мощностей в потенциально уязвимых регионах.

5.7 Социальная политика и развитие человеческого капитала в энергетике

Стратегической целью государственной социальной политики в ТЭК является гарантированное обеспечение энергетическими ресурсами населения, социально значимых и стратегических объектов по доступным ценам, а также развитие кадрового потенциала и человеческого капитала ТЭК. Важное значение имеет также развитие

социального партнерства энергетического бизнеса, общества и государства. Социальная политика в энергетике включает не только поддержку малообеспеченных слоев населения, но и более широкий план – участие ТЭК в развитии человеческого капитала всего населения страны за счет эффективного доступа к высококачественным энергетическим товарам и услугам, роста энерговооруженности труда.

Сегодня качество человеческого капитала выступает не только в качестве основного фактора экономического развития, но и важнейшего фактора ее национальной безопасности. Управление человеческим капиталом требует развития инновационного менеджмента

В ходе реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года были обеспечены:

- 1) рост реальной заработной платы работников отраслей ТЭК;
- 2) формирование института гарантирующих поставщиков в электроэнергетике;
- 3) повышение качества поставляемых на розничный рынок ТЭР;
- 4) продолжение реализации мер социальной поддержки в рамках реструктуризации угольной промышленности (предоставление бесплатного пайкового угля, дополнительное пенсионное обеспечение, содействие в приобретении (строительстве) жилья, создание новых рабочих мест, содействие переселению семей шахтеров из неперспективных шахтерских городов и поселков);
- 5) сокращение общего травматизма в ТЭК (в добыче угля – более чем в 2 раза);
- 6) осуществление проектов по совершенствованию социальной инфраструктуры в районах добычи энергоресурсов, особенно в регионах с экстремальными природно-климатическими условиями;
- 7) осуществление комплекса мероприятий по профессиональной подготовке и повышению квалификации работников топливно-энергетического комплекса;
- 8) апробация механизма адресных субсидий в энергетике;
- 9) повышение роли отраслевых соглашений между работодателями отрасли и профессиональными союзами работников.

Современные тенденции в указанной сфере связаны с усилением взаимозависимости общества и энергетического бизнеса, с ростом расходов населения на энергетические товары и услуги, возрастанием роли человеческого потенциала в развитии топливно-энергетического комплекса.

Основными вызовами в указанной сфере являются:

- 1) неравномерное распределение трудовых ресурсов в регионах присутствия компаний ТЭК и недостаточность механизмов регулирования рынка труда;
- 2) не соответствие требований работодателей к компетенциям выпускников образовательных организаций;
- 3) низкая привлекательность рабочих профессий ТЭК для молодежи;
- 4) медленное воспроизводство кадрового потенциала в топливно-энергетическом комплексе;
- 5) высокая доля старших возрастных групп в отдельных отраслях ТЭК;
- 6) общее снижение уровня человеческого потенциала, что привело к росту крупных аварий в ТЭК;
- 7) недостаточный уровень развития социальной инфраструктуры в основных угольных и нефтегазодобывающих регионах страны;
- 8) ограничения на подключение к энергетической инфраструктуре;
- 9) рост доли затрат на энергетические товары и услуги у малообеспеченных слоев населения;
- 10) высокие цены на электроэнергию и моторное топливо на Дальнем Востоке;
- 11) низкий уровень сервисного энергообслуживания;

Для достижения стратегических целей социальной политики в энергетике необходимо решение **следующих задач**:

- 1) повышение надежности энергоснабжения населения страны по доступным ценам;
- 2) снятие ограничений на подключение к энергетической инфраструктуре;
- 3) совершенствование регулирования, в том числе антимонопольного, розничных цен на энергию (газ, тепло, электричество, нефтепродукты) с целью поддержания приемлемой доли затрат населения на необходимое энергообеспечение;
- 4) повышение уровня клиентоориентированности энергетики;
- 5) устойчивое повышение производительности труда в отраслях ТЭК;
- 6) снижение доли работников ТЭК, занятых во вредных и (или) опасных условиях труда;
- 7) повышение вовлеченности персонала ТЭК в разработку инновационных проектов;
- 8) формирование единых подходов в области поддержки и закрепления молодых специалистов на местах, института наставничества;

9) обеспечение достойных социальных льгот, гарантий и компенсаций работникам ТЭК на основе социальных стандартов, закрепленных в отраслевых соглашениях между работодателями отрасли и профессиональными союзами работников;

10) нормативное закрепление и формирование целостного сегмента в области взаимодействия и мотивации к сотрудничеству в сфере развития человеческого капитала между Минэнерго России, объединениями работодателей, профессиональными союзами и хозяйствующими субъектами ТЭК.

Поставленные задачи будут решаться с использованием **следующих мер и механизмов государственной энергетической политики:**

1) совершенствование регулирования, в том числе антимонопольного, розничных цен на энергию (газ, тепло, электричество, нефтепродукты) с целью поддержания приемлемой доли затрат населения на необходимое энергообеспечение;

2) продолжение и расширение эксперимента по введению адресных субсидий на оплату энергоносителей и определению порядка расчета социальной нормы потребления электроэнергии с учетом межрегиональных различий;

3) повышение ответственности энергетиков за энергоснабжение населения, внедрение обязательных норм обеспечения резервного (автономного) энергоснабжения для социально значимых объектов жилищно-коммунальной и бюджетной сферы;

4) усиление общественного контроля над деятельностью компаний в сфере поставок энергоресурсов населению и активизация сотрудничества общественных организаций, ФАС и организаций в сфере сохранения окружающей среды;

5) обеспечение разработки и внедрения Правил предоставления коммунальных услуг, которые определяют ключевые параметры услуг теплоснабжения (температура, влажность, воздухообмен в помещении, качество горячего водоснабжения), что устранил неоднозначность приобретаемого продукта или услуги;

6) завершение регламентации взаимоотношений поставщиков коммунальных ресурсов (электроэнергия, тепло, горячая и холодная вода, водоотведение, поставка газа) и исполнителей коммунальных услуг (управляющих компаний и ТСЖ);

7) формирование государственного заказа в системе образования (в том числе контрольных цифр приема в государственные образовательные учреждения по направлению ТЭК);

8) предоставление налоговых льгот для предприятий и организаций, инвестирующих в государственные образовательные учреждения;

9) развитие системы целевой контрактной подготовки кадров для предприятий ТЭК;

10) разработка новой редакции нормативных документов в области безопасности в угольной промышленности, разработка социальных стандартов, создание системы обязательного страхования промышленного персонала на угледобывающих предприятиях;

11) выполнение проектов ликвидации организаций угольной промышленности, направленных на завершение реструктуризации отрасли, в увязке с мерами социальной защиты высвобождаемых работников;

12) развитие социального партнерства энергетического бизнеса и общества, в том числе за счет более активного участия населения в акционерном капитале энергетических компаний и публичного обсуждения новых энергетических проектов в регионах для более полного учета социальных ограничений;

13) создание и обеспечение эффективного функционирования комплексной системы профилактики заболеваемости и травматизма на предприятиях топливно-энергетического комплекса и восстановления здоровья работников, и реализация специальных рекреационно-реабилитационных программ для работников в сфере ТЭК, осуществляющим деятельность вахтовым методом;

14) принятие и реализация Стратегии развития человеческого капитала ТЭК, которая может служить основанием для принятия решений на государственном уровне и уровне компаний по разработке и реализации целевых программ в сфере кадрового обеспечения отраслей ТЭК.

5.8 Экологическая политика в энергетике

Стратегической целью экологической политики в энергетике является обеспечение экологической безопасности и устойчивого развития при функционировании энергетического сектора России, минимизации негативного влияния добычи, производства, транспортировки и потребления энергоресурсов на окружающую среду, климат и здоровье людей.

В ходе реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года достигнут определенный прогресс в сфере повышения экологической безопасности энергетики:

1) ужесточены экологические требования в области недропользования;

- 2) разработан комплекс мер по эффективному использованию попутного нефтяного газа;
- 3) разработаны и приняты меры по стимулированию производства и потребления моторного топлива с улучшенными экологическими характеристиками, соответствующего международным нормам и стандартам;
- 4) в рамках комплекса мероприятий по реструктуризации угольной промышленности проведены работы по рекультивации земель и улучшению экологической ситуации;
- 5) разработана система государственной экологической экспертизы инвестиционных проектов в энергетике.

Основными **вызовами** в указанной сфере являются:

- 1) низкий уровень рационального использования природных и энергетических ресурсов на стадиях производства, передачи, распределения и потребления ТЭР;
- 2) отставание с внедрением современных технологий по минимизации экологического ущерба от работы действующего оборудования; необходимость разработки и реализации новых экономически эффективных и экологически безопасных технологий в энергетике и других сферах использования энергии;
- 3) недостаточное сокращение образования отходов производства и экологически безопасное обращение с ними;
- 4) низкий уровень открытости и доступности экологической информации, несвоевременное информирование всех заинтересованных сторон о произошедших авариях, их экологических последствиях и мерах по их ликвидации;
- 5) недостаточное развитие «зеленой» энергетики;
- 6) слабое взаимодействие и сотрудничество с общественными экологическими организациями и движениями;

Для достижения стратегических целей экологической политики в энергетике необходимо решение **следующих задач**:

- 1) создание и стимулирование внедрения экологически чистых и ресурсосберегающих технологий при производстве, транспортировке, хранении и использовании топливно-энергетических ресурсов;
- 2) снятие основных инфраструктурных, технологических и иных барьеров, препятствующих рациональному использованию попутного нефтяного газа и минимизации объемов его сжигания на факелах;

3) создание условий для расширения производства электрической и тепловой энергии на основе возобновляемых источников энергии.

4) ужесточение контроля за соблюдением экологических требований при реализации инвестиционных проектов в энергетике и текущей эксплуатации энергетических объектов;

5) гармонизация норм российского и международного экологического законодательства;

6) развитие системы экологического аудита применительно к организациям всех форм собственности, осуществляющим хозяйственную деятельность в топливно-энергетическом комплексе;

7) увеличение производства высококачественного моторного топлива с улучшенными экологическими характеристиками, соответствующего международным нормам и стандартам.

8) сокращение образования отходов производства и обеспечение безопасного обращения с ними, реализация мероприятий по переработке отходов;

9) утилизация золо-шлаковых отходов угольных электростанций и развитию на их основе производства изделий строительной и дорожной индустрии;

10) экономически и экологически обоснованная децентрализация производства энергии, оптимизация системы энергоснабжения мелких потребителей;

11) предотвращение загрязнения водных объектов и сохранение биологических ресурсов при эксплуатации ГЭС;

12) повышение квалификации персонала, обслуживающего энергообъекты, ответственного за промышленную и экологическую безопасность производства;

13) проведение экологического мониторинга, формирование экологической отчетности;

Поставленные задачи будут решаться с использованием **следующих мер и механизмов** государственной энергетической политики:

1) создание системы учета эколого-экономических и природоохранных рисков наравне с традиционными финансово-экономическими параметрами при разработке проектов и их реализации;

2) стимулирование проведения рекультивационных и других технических и организационных мероприятий по компенсации ущерба, наносимого природной среде;

3) стимулирование применения наилучших современных технологий компаниями ТЭК;

- 4) принятие комплекса мер по развитию систем экологического мониторинга и информационно-аналитических систем контроля и управления безопасностью;
- 5) проведение и стимулирование научных исследований, направленных на снижение негативного воздействия на окружающую среду и экологических рисков;
- 6) интеграция показателей устойчивого развития в систему ключевых показателей деятельности на корпоративном уровне, развитие нефинансовой отчетности, повышение качества отчетности по устойчивому развитию, внедрение международных стандартов социальной ответственности, включая ISO 26000, стандарта экологического менеджмента ISO 14001.

5.9 Внешняя энергетическая политика

Стратегической целью внешней энергетической политики является укрепление позиций России на внешних энергетических рынках на базе высокой конкурентоспособности российской энергетики, географической и продуктовой диверсификации экспорта и повышения качества экспортных продуктов и услуг. Глобальный характер энергетических проблем, их высокая политизация, а также объективная значимость российского ТЭК в мировой энергетике определяют важную роль внешней энергетической политики страны. Российский подход к мировым энергетическим проблемам не является узким интересом экспортера ресурсов, максимизирующим краткосрочный доход. Россия как ответственная держава понимает внешнюю энергетическую политику как средство решения не только национальных, но мировых проблем.

Россия занимает одно из ведущих мест в мировой системе оборота энергоресурсов. Без российских энергетических ресурсов невозможно представить себе современный энергетический баланс мира, а без инвестиций компаний на российской территории – нет уверенности в будущей устойчивости энергетики мира. Интересы России состоят в обеспечении повышения эффективности производства и экспорта всех основных видов энергоресурсов и продуктов их переработки, а также технологий, в которых российские энергетические и промышленные компании имеют конкурентные преимущества.

Стабильные отношения с традиционными потребителями российских энергоресурсов и формирование столь же устойчивых отношений на новых энергетических рынках являются важнейшими направлениями энергетической политики

страны в сфере обеспечения глобальной энергетической безопасности в соответствии с национальными интересами страны.

Ход реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года в указанной сфере **характеризуется следующим.**

1) Умеренно рос суммарный экспорт ТЭР, прежде всего нефтепродуктов (особенно мазута) и угля, при снижении экспорта нефти и газа;

2) Реализованы масштабные проекты по строительству экспортной энергетической инфраструктуры (БТС-2, нефтепродуктопровод «Север», газопровод «Северный поток», нефтепровод Восточная Сибирь - Тихий океан, расширение Каспийского трубопроводного консорциума, газопровод Сахалин – Хабаровск – Владивосток), начато строительство газопровода «Южный поток», газопровода Якутия – Хабаровск - Владивосток;

3) Продолжает развиваться практика обмена энергетическими активами российских и зарубежных компаний;

4) Завершен переход на рыночные отношения в сфере поставок газа в страны ближнего зарубежья;

5) осуществлен выход России на мировой рынок сжиженного природного газа;

6) Продолжается энергетический диалог с крупнейшими странами потребителями и производителями энергии (прежде всего, с Китаем и США), с крупными региональными объединениями стран (Европейский Союз, Евразийское экономическое сообщество и др.) и международными организациями (Шанхайской организацией сотрудничества, ОПЕК, Форумом стран-экспортеров газа, МЭА и др.)

Современные тенденции в этой сфере связаны с высокой волатильностью мировых цен на основные топливно-энергетические ресурсы и ужесточением конкуренции на традиционных рынках сбыта российских энергоресурсов.

К числу **основных вызовов** в указанной сфере относятся:

1) Стагнация спроса на российскую сырую нефть в Европе, сохранение практики экспорта значительных объемов мазута в условиях насыщения европейского рынка бензина и дизельного топлива;

2) Утрата Российской Федерацией лидирующей позиции в мире по добыче газа в результате роста производства сланцевого газа в США;

3) Кризис во взаимоотношениях с европейскими потребителями газа (спад спроса, ужесточение конкуренции, трансформация модели ценообразования, неблагоприятное регулирование, судебные конфликты);

- 4) Сокращение ниши для российского природного газа на Украине и напряженные взаимоотношения в энергетической отрасли с этой страной;
- 5) Медленный выход на газовый рынок Китая, а также в целом на рынки АТР;
- 6) Низкий уровень присутствия российских энергетических компаний на зарубежных рынках высокотехнологичных товаров и услуг ;
- 7) Высокие издержки у большинства российских экспортных проектов;
- 8) Ужесточение экологических требований к экспортируемым Россией ТЭР.

Для достижения стратегической цели внешней энергетической политики необходимо решение **следующих задач**:

- 1) отражение национальных интересов России в формируемой системе функционирования мировых энергетических рынков, обеспечивающей их предсказуемость и стабильное развитие;
- 2) диверсификация экспортных энергетических рынков, расширение присутствия России на рынках АТР (до 30% суммарного объема экспорта) и товарной структуры экспорта с уменьшением доли экспорта нефти и увеличением доли природного газа (прежде всего, СПГ), продукции нефте- и газохимии, а также электроэнергии, и создание необходимой для этого инфраструктуры;
- 3) создание новой системы взаимоотношений с европейскими потребителями природного газа и адаптация к новым моделям ценообразования, в том числе интенсификация энергодиалога с Европейским Союзом;
- 4) завершение переговоров по поставкам природного газа на восточном направлении, развитие энергодиалога и системы взаимоотношений с азиатскими потребителями природного газа;
- 5) наращивание международной кооперации в целях обеспечения стабильного роста использования природного газа как доступного и наиболее экологически чистого источника энергии, в различных формах, включая моторное топливо и промышленное сырье;
- 6) расширение обмена энергетическими активами, в том числе обеспечение эффективной международной кооперации в отношении рискованных и сложных проектов в России (в т. ч. шельфовых проектов в арктических условиях) и обеспечение доступа российских энергетических компаний к привлекательным активам за рубежом;
- 7) анализ экономической эффективности экспортных проектов, реализация целенаправленной политики по снижению издержек;

8) координация внешней энергетической политики с перспективными планами и энергетическими стратегиями других участников рынка для обеспечения стабильных условий на энергетических рынках;

9) укрепление позиций ведущих российских энергетических компаний за рубежом.

Разработка и реализация внешней энергетической политики основывается на принципе системности, обеспечивающем согласованность деятельности во взаимоотношениях с международными организациями, скоординированность действий государства и энергетических компаний, механизмов мониторинга и контроля, нацеленности на единый результат.

Решение указанных задач осуществляется с использованием дипломатической поддержки интересов российских топливно-энергетических компаний за рубежом, а также следующих мер и механизмов государственной энергетической политики:

1) развитие сотрудничества в области энергетики со странами Содружества Независимых Государств, Евразийского экономического сообщества, Северо-Восточной Азии, Шанхайской организации сотрудничества, Европейского союза, с другими международными организациями и государствами (заключение меморандумов о взаимопонимании, подписание торгово-экономических соглашений и договоров и т.п.);

2) активное участие в международном переговорном процессе по энергетическим вопросам, обеспечение баланса интересов импортеров, экспортеров и транзитеров энергоресурсов в международных договорах и деятельности международных организаций;

3) адаптация политики России на газовом рынке к новым тенденциям развития и трансформации регулирования (имплементация Третьего энергетического пакета, ожидаемое введение Целевой модели рынка природного газа);

4) координация деятельности на мировых рынках нефти и газа со странами Организации стран - экспортеров нефти и Форума стран - экспортеров газа;

5) содействие обеспечению благоприятного и недискриминационного режима деятельности отечественных энергетических и сервисных компаний (а также иностранных компаний с долевым участием российских лиц) на мировых рынках, включая их доступ к зарубежным рынкам энергоресурсов и рынкам конечного энергопотребления;

6) содействие привлечению на взаимовыгодных условиях зарубежных инвестиций и технологий, в первую очередь в технически сложные и рискованные проекты;

7) стимулирование экспорта российских технологий, а также услуг российских компаний в сфере топливно-энергетического комплекса;

8) стимулирование строительства транспортной инфраструктуры для диверсификации рынков сбыта и направлений экспорта российских энергоресурсов;

9) стимулирование роста доли энергоресурсов с высокой добавленной стоимостью в общей структуре экспорта российских топливно-энергетических ресурсов;

10) активное участие России в международном сотрудничестве по развитию энергетики будущего (водородной энергетики, термоядерной энергетики, использования энергии морских приливов и др.).

11) проведение в рамках утвержденной 20 февраля 2013 года Президентом Российской Федерации Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года необходимых гидрографических работ, формирование долгосрочной программы исследований Арктики, обеспечение международно-правового документального оформления внешней границы континентального шельфа Российской Федерации в Северном Ледовитом океане и признания спорной территории (континентальной части арктического шельфа) исключительной экономической зоной России;

12) содействие формированию общих рынков энергоносителей Евразийского экономического пространства (сырой нефти, нефтепродуктов, природного газа, угля и электроэнергии) с общими принципами регулирования энергетики, обеспечивающими свободное движение энергоносителей, энергетических услуг и технологий, а также инвестиций в энергетический сектор, и включающими согласованную политику в области налогообложения энергетики, недропользования и регулирования энергетических рынков (как второй этап евразийской энергетической интеграции);

13) стимулирование реализации совместных проектов стран ЕЭП, включая трансграничное сотрудничество в вопросах освоения зоны недропользования на дне Каспийского моря и решении водно-энергетических проблем, модернизацию и создание общей транспортной и энергетической инфраструктуры (в т.ч. для транзита энергоресурсов), создание общих ресурсно-производственных кластеров и производственных цепочек (в частности, в атомно-энергетическом, нефте- и газохимическом комплексах) и пр.;

14) обеспечение транспарентности энергетической политики Российской Федерации и координация ее энергетической стратегии с перспективными планами и энергетическими стратегиями других участников рынка (улучшение качества статистики

по энергетическому сектору, разработка стратегий и дорожных карт взаимодействия и др.).

РАЗДЕЛ 6. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛЕЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

6.1 Рациональный топливно-энергетический баланс

Прогнозный топливно-энергетический баланс России базируется на представленных в инновационном сценарии социально-экономического развития страны параметрах и основных направлениях энергетической политики, предусматривает сбалансированность внутреннего спроса и экспортных поставок энергетических ресурсов с объемами их добычи, производства и импорта, а также смягчение сложившихся отраслевых и территориальных диспропорций в производстве и потреблении энергетических ресурсов.

Необходимо отметить следующие тенденции в топливно-энергетическом балансе России:

- 1) изменение соотношения внутренних цен на газ и энергетический уголь, что пока не отразилось на изменении структуры внутреннего потребления топливно-энергетических ресурсов;
- 2) рост добычи на новых нефтегазовых месторождениях со сложными климатическими и географическими условиями добычи, на фоне снижения возможностей добычи легкоизвлекаемых запасов нефти и газа;
- 3) постепенное замещение экспорта сырой нефти экспортом нефтепродуктов и интенсификация развития нефтепереработки внутри страны в результате изменения соотношения вывозных таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты, что пока не привело к значительному росту производства продукции нефтепереработки с высокой добавленной стоимостью;
- 4) сохраняется стабильная доля атомной энергетики в структуре производства электроэнергии (16-17%);
- 5) происходит прирост мощностей конденсационных электростанций в электроэнергетике, а в теплоснабжении увеличивается число котельных несмотря на признанные преимущества когенерации;

б) роль возобновляемых источников энергии по-прежнему не превышает 1% в структуре производства и потребления первичных энергоресурсов (биомасса и новых ВИЭ, без учета крупных гидроэлектростанций).

Существующие тенденции в обеспечении энергетических потребностей общества отражают:

- 1) стабилизацию доли природного газа;
- 2) уменьшение доли твёрдого топлива и неуглеродных источников энергии (включая атомную);
- 3) увеличение доли нефтепродуктов в общем расходе энергии;
- 4) сохранение на уровне 90 процентов соотношения экспорта энергоресурсов к внутреннему их потреблению.

К основным проблемам формирования ТЭБ относятся следующие:

- 1) высокая доля газа в структуре внутреннего потребления топливно-энергетических ресурсов (52-54%);
- 2) слабое развитие производства энергоносителей с высокой добавленной стоимостью (светлые нефтепродукты, газомоторное топливо, сжиженный природный газ) и расширенный вывоз энергетического сырья низкой степени переработки (сырая нефть, мазут);
- 3) отставание развития атомной энергетики;
- 4) недостаточно активное развитие возобновляемой энергетики и использования местных видов топлива в региональных энергетических балансах (прежде всего – торфа);
- 5) неразработанность механизмов использования энергетических балансов для прогнозирования и управления развитием топливно-энергетического комплекса на федеральном и региональном уровнях.

Для формирования рационального топливно-энергетического баланса необходимо решение следующих **задач**:

- 1) стабилизировать долю природного газа в общем энергопотреблении в пределах 51 – 53 процентов и долю нефтепродуктов на уровне 18-19 процентов;
- 2) углубить электрификацию транспорта, бытовых и производственных процессов на базе новых технологий производства и аккумулирования электроэнергии и развития интеллектуальных энергосистем с прекращением роста в этих процессах расхода органического топлива;

- 3) остановить рост потребления органического топлива котельными и наращивание использования газа электростанциями;
- 4) наращивать производство топливно-энергетических ресурсов в стране медленнее темпов роста внутреннего потребления за счёт оптимизации их экспорта;
- 5) увеличить долю природного газа в общем производстве энергоресурсов при снижении в 1,3 раза доли нефти;
- 6) увеличить в 1,4 раза долю неуглеродных энергоресурсов, особенно атомной энергии.

Поставленные задачи будут решаться с использованием следующих направлений государственной энергетической политики:

- 1) обеспечение межтопливной конкуренции взаимозаменяемых энергоносителей (газ, уголь);
- 2) стимулирование добычи нефти и газа (на шельфах арктических морей, малых и выработанных месторождениях);
- 3) стимулирование развития производства энергетических продуктов с высокой добавленной стоимостью;
- 4) стимулирование применения газомоторного топлива на общественном транспорте;
- 5) стимулирование развития угольной отрасли за счет мер по субсидированию железнодорожных перевозок угля;
- 6) обеспечение равной доходности поставок основных видов топлива на внутренний рынок и на экспорт;
- 7) поддержка долгосрочной политики развития «чистых» источников энергии (особенно возобновляемых источников энергии и «чистых» угольных технологий, а также атомной энергетики);
- 8) повышение роли отчетных и прогнозных топливно-энергетических балансов как инструмента анализа и устранения диспропорций, эффективного управления развитием топливно-энергетического комплекса и его отраслей (без придания этим балансам директивного характера), включая переход на формирование отчетных и прогнозных топливно-энергетических балансов в структуре, соответствующей международным стандартам.

Целевой прогнозный топливно-энергетический баланс России на период до 2035 года предусматривает увеличение производства и потребления первичных энергетических ресурсов на 27 – 28% с 2010 по 2035 годы и следующие изменения его структуры:

1) рост доли природного и попутного газа в с 41 до 46 - 47 процентов в производстве первичных ТЭР с достижением эффективных объёмов его добычи (около 935 млрд. куб. м в год) и потребления (около 585 млрд куб.м);

2) увеличение доли нетопливных источников энергии в производстве первичных ТЭР с 7 процентов до 9 процентов при росте размеров их использования в 1,5 – 1,6 раза, в том числе атомной энергии – в 2 – 2,2 раза;

3) уменьшение доли нефти и конденсата с 39 до 32-33 процентов в производстве первичных ТЭР при стабилизации объёмов добычи и переработки нефти с продолжающимся ростом производства нефтяных моторных топлив в 1,5 раза и сырья для нефтехимии за счёт увеличения глубины переработки нефти до 90% в 2035 году;

4) сохранение доли твёрдого топлива на уровне 12 – 13 процентов в производстве первичных ТЭР с ростом добычи угля до 415 млн. т и его потребления на 8-9%;

5) опережающее развитие электроэнергетики для реализации масштабной электрификации национального хозяйства с ростом установленной мощности электростанций более, чем на 1/3, и выработки электроэнергии в 1,6 раза при увеличении доли АЭС с 16 до 22 – 23 процентов.

Структура внутреннего потребления первичных ТЭР будет относительно стабильной (в части потребления нефтегазовых ресурсов) при небольшом снижении доли твердого топлива (на 2,5-3%), которое будет компенсироваться ростом доли неуглеродных источников (АЭС и возобновляемых источников энергии).

В рассматриваемый период будет отмечаться позитивная тенденция опережающего роста внутреннего потребления ТЭР по сравнению с их экспортом (примерно на 1/3). В структуре экспорта ТЭР возрастет доля газа (прежде всего, в виде СПГ) при снижении вывоза нефти и нефтепродуктов.

Прогнозные показатели ТЭБ представлены в приложении №4 Стратегии.

Такая перестройка структуры ТЭБ потребует реализации крупных инновационных программ в основных секторах энергетики, важнейшими из которых являются:

1) программа роста энергетической эффективности экономики: приборное оснащение и автоматические системы контроля энергопотребления, энергоэффективные здания и технологии, интеллектуальные потребители и поселения с низким энергопотреблением и собственной генерацией;

2) в электроэнергетике: развитие распределённой генерации (в том числе на нетрадиционных энергоресурсах) и интеллектуальных энергосистем с

совершенствованием рынков электроэнергии и тепла, новая волна углубления электрификации на базе накопителей электроэнергии и топливных элементов, создание атомной энергетики нового поколения с замкнутым топливным циклом;

3) в газовой отрасли: газификация транспорта, масштабная газопереработка и многономенклатурная газохимия, производство сжиженного газа и синтетического жидкого топлива, освоение шельфов (в том числе арктических);

4) в нефтяной отрасли: повышение коэффициентов извлечения нефти, освоение передовых технологий глубокой переработки нефти, рост добычи на шельфах (в том числе в Арктике) и нетрадиционной нефти.

6.2 Стратегические инициативы развития топливно-энергетического комплекса

Особым механизмом Стратегии являются стратегические инициативы развития российской энергетики как комплексные межотраслевые частно-государственные долгосрочные проекты, требующие по своей природе особых усилий по реализации (в отличие от обычных мер госрегулирования). Они включают:

- 1) Формирование нефтегазовых комплексов в восточных регионах страны;
- 2) Освоение углеводородного потенциала континентального шельфа арктических морей и Севера России;
- 3) Развитие технологического энергосбережения;
- 4) Развитие внутренней энергетической инфраструктуры.

Формирование нефтегазовых комплексов в восточных регионах страны.

Важнейшей стратегической инициативой ЭС-2035, преемственной по отношению к ЭС-2030, является формирование нефтегазовых комплексов в восточных регионах страны (континентальный шельф острова Сахалин, Республика Саха (Якутия), Магаданская, Иркутская области и Красноярский край) с развитием соответствующей производственной, транспортной и социальной инфраструктуры. Это позволит не только обеспечить собственными энергетическими ресурсами указанные регионы, но и диверсифицировать экспортные поставки российских углеводородов, направив их в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Вовлечение в промышленное освоение сложнocomпонентных углеводородных ресурсов региона даст импульс развитию нефтехимического и газохимического производства, будет способствовать опережающему социально-экономическому развитию районов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Добыча нефти и газа в регионе будет расти опережающими темпами: в 2010-2035 годах она увеличится в 3 раза и превысит 100 млн т.. При этом доля региона в общероссийской добыче возрастет с 7% в 2010 году до 20% в 2035 году. Еще динамичней предполагается развитие газовой промышленности региона. Добыча газа возрастет в регионе в 6 раз. При этом доля региона в общероссийской добыче газа достигнет 20% (в 2010 году – 5%).

Важнейшим аспектом стратегической инициативы по формированию нефтегазовых комплексов в восточных регионах страны является развитие комплексного использования нефтегазового потенциала и развитие глубокой переработки углеводородов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Сырьевая база углеводородов в восточных районах носит комплексный характер - большинство месторождений содержат нефть, газ и конденсат, а также имеют сложный компонентный состав (включая гелий), что потребует строительства ряда крупных газоперерабатывающих заводов, развития гелиевой промышленности и подземных хранилищ гелиевого концентрата. В Восточно-Сибирском и Дальневосточном регионах будут сформированы нефтегазохимические кластеры.

Стратегическая инициатива предполагает координацию развития нефте-, газотранспортной, железнодорожной, автомобильной и электроэнергетической инфраструктуры. В этой связи освоение нефтегазового потенциала Восточной Сибири и Дальнего Востока будет увязано с освоением угольных месторождений (Ургальское, Элегестское, Эльгинское, Апсатское), урановых месторождений (Эльконского), месторождениями других видов полезных ископаемых, развитием гидроэнергетики.

Таким образом, в результате реализации стратегической инициативы по формированию нефтегазовых комплексов в восточных регионах страны будет обеспечено опережающее социально-экономическое развитие Восточной Сибири и Дальнего Востока с темпами роста ВРП, превышающими средние по стране не менее, чем на 1-2,0%.

Освоение углеводородного потенциала континентального шельфа арктических морей.

Стратегическая инициатива по освоению углеводородного потенциала континентального шельфа арктических морей и северных территорий России призвана сыграть стабилизирующую роль в динамике добычи нефти и газа в стране, компенсируя возможный спад уровня добычи в традиционных нефтегазодобывающих районах, особенно после 2020 года. Создание промышленных центров добычи газа на полуострове Ямал, на морских месторождениях газа континентального шельфа Баренцева, Печорского и Карского морей позволит также выйти на новые энергетические рынки, включая рынок

СПГ. Комплексное освоение указанных территорий с созданием соответствующей инфраструктуры морского и трубопроводного транспорта будет способствовать развитию отраслей промышленности, связанных с созданием оборудования и технологий для разведки, добычи и транспортировки нефти и газа на континентальном шельфе. Стратегическая инициатива будет способствовать также развитию Северного морского пути для перевозки нефти и СПГ, а также всех необходимых грузов для освоения Арктики.

В нефтяной промышленности освоение шельфа будет осуществляться начиная с Печорского и Баренцева морей (Приразломное месторождение и др.), а в дальнейшем при условии экономической целесообразности и по мере проведения дополнительных ГРП – на шельфе Карского моря.

В газовой промышленности освоение мелководного шельфа Карского моря предполагается начать с ввода в разработку месторождений акватории Обской и Тазовской губ в период после 2025 года ЭС-2035 предполагает реализацию проектов производства СПГ («Ямал-СПГ» и др.) с его экспортом, как в западном направлении, так и в восточном (на рынки стран АТР) с использованием Северного морского пути. Освоение Штокмановского месторождения ожидается не ранее 2025 года и будет зависеть от конъюнктуры мирового нефтегазового рынка. При этом доля шельфа арктических морей в добыче нефти может составить до 5%, а газа – до 10% к 2035 году.

Освоение шельфа станет важнейшим технологическим вызовом для нефтегазового комплекса России и потребует освоения целого комплекса новых технологических решений для добычи углеводородов в экстремальных условиях. В частности, потребуется освоение и внедрение специализированного подводного оборудования для успешного освоения шельфовых месторождений, характеризующихся сложными и тяжелыми ледовыми условиями; освоение в России производства широкой гаммы современных технических средств для разработки нефтегазовых ресурсов шельфа, включая морские буровые установки различного типа (СПБУ, ППБУ, МЛБУ, буровые суда и т.д.), добывающие технологические платформы (стационарные ледостойкие, судового типа, а также типа SPAR, TLP и т.д.), суда-газовозы; налаживание в России строительства современных объектов береговой инфраструктуры, включая специализированные порты с отгрузочными терминалами для транспортировки СПГ и для обслуживания судов обеспечения, базы ремонта технологического оборудования, в том числе оборудования подводных комплексов.

Стратегической задачей является максимальная локализация производства указанного оборудования в России и снижение зависимости от импорта, при этом привлечение иностранных партнеров – технологических доноров является необходимым. В этой связи целесообразна организация совместных предприятий ведущих российских компаний, включая судостроительные, и ведущих иностранных компаний – мировых технологических лидеров. Такие СП могли бы обеспечить гарантированный спрос на продукцию (со стороны ведущих российских нефтегазовых компаний), доступ к лучшим доступным технологиями (со стороны ведущих иностранных компаний) и льготные условия на отечественных промышленных площадках (со стороны государства – требования по локализации, механизмы таможенных пошлин и т.п.).

Развитие технологического энергосбережения.

Главной проблемой в сфере повышения энергоэффективности экономики является значительный нереализованный потенциал организационного и технологического энергосбережения, составляющий около 1/3 от общего потребления ТЭР в стране. Без реализации этого потенциала развитие экономики России будет ограничено энергетическими и экологическими факторами. В этой связи одним из стратегических ориентиров ЭС-2035 является энергетическая эффективность экономики, а одной из важнейших стратегических инициатив – развитие технологического энергосбережения во всех ее отраслях. Задачи, меры и индикаторы государственной политики в области энергосбережения имеют свою специфику в различных отраслях ТЭК и секторах экономики России.⁷

В электроэнергетике основной потенциал повышения энергетической эффективности и энергосбережения заложен в замене существующих агрегатов на газовых ТЭЦ и ГРЭС на парогазовые и газотурбинные установки, замене существующих агрегатов на угольных ТЭЦ и ГРЭС на новые энергоэффективные паросиловые установки, во внедрении высокоэффективных кабелей, трансформаторов, синхронных компенсаторов, ограничителей тока и т.д.

В добыче угля, нефти, природного газа наибольший потенциал энергосбережения связан с реализацией инвестиционных проектов в области обновления изношенных мощностей действующих нефте- и газопроводов и утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) и шахтного метана. Последнее требует формирования логистической

⁷ Перечень мероприятий стратегической инициативы «Развитие технологического энергосбережения» подготовлен на основе Подпрограммы 1 "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности" государственной программы Российской Федерации "Энергоэффективность и развитие энергетики".

инфраструктуры и создания на основе данной инфраструктуры газофракционирующих, нефтегазохимических, электроэнергетических мощностей. Кроме того, предполагается обновление технологической цепочки нефтедобычи, модернизация НПЗ, а также создание новых нефтегазохимических производств. Достижение целевых показателей должно быть обеспечено за счет инвестиционных программ крупных добывающих холдингов, в первую очередь – компаний с государственным участием.

В теплоснабжении и системах коммунальной инфраструктуры основную проблему при повышении энергетической эффективности представляет высокий износ имущества и оборудования. Объемы финансирования мероприятий по повышению энергоэффективности в системах теплоснабжения остаются крайне низкими, часто из-за неудовлетворительного финансового состояния муниципальных предприятий, управляющих данными объектами. Таким образом, важнейшей задачей остается привлечение в сектор финансовых ресурсов из внебюджетных источников, в том числе за счет использования механизма государственно-частного партнерства.

Основной потенциал повышения энергетической эффективности и энергосбережения заложен в замене изношенных тепловых сетей, модернизации газовых и угольных котельных и развитии когенерации. Необходимо также развитие учета используемых энергетических ресурсов на объектах теплоэнергетики и коммунального хозяйства.

Проблемы жилищного фонда с точки зрения энергосбережения и повышения энергетической эффективности связаны с недостаточными объемами работ по капитальному и текущему ремонту при значительной потребности в финансировании, при отсутствии рынка энергосервисных услуг.

Для улучшения ситуации необходимо:

- привлечение средств в целях финансирования ограниченного перечня мероприятий повышения энергоэффективности в рамках капитального ремонта зданий по энергоэффективным проектам из внебюджетных источников;
- развитие системы информирования населения через маркировку уровня энергоэффективности оборудования и бытовых электроприборов.

В условиях ограниченности ресурсов будет поддерживаться реализация мероприятий в рамках минимального пакета технических решений энергоэффективного капитального ремонта.

Значительный потенциал повышения энергоэффективности в бюджетном секторе и секторе услуг также связан с приобретением энергоэффективных бытовых приборов и техники. Развитие системы маркировки классов энергоэффективности и законодательства о государственных закупках должно способствовать замене устаревшего оборудования на современное с более низким объемом энергопотребления.

Особенностью большинства отраслей промышленности является наличие значительных резервов повышения энергоэффективности за счет перехода к применению отраслевых наилучших доступных технологий, существенный потенциал распространения типовых решений. В отраслях и секторах промышленности, являющихся наибольшими потребителями энергетических ресурсов, могут быть эффективными механизмы технического регулирования, целевые соглашения по повышению энергоэффективности и налоговые льготы на приобретение типового оборудования высоких классов энергоэффективности.

Реализация имеющегося технологического потенциала энергосбережения к 2035 году позволит сбалансировать спрос и предложения энергоресурсов, а также существенно ограничить выбросы парниковых газов (их уровень к 2035 году составит всего 89,5% от уровня 1990 года) при поддержании высоких темпов экономического роста.

Развитие внутренней энергетической инфраструктуры.

По сравнению с ЭС-2030 в ЭС-2035 важнейшим приоритетом станет развитие не столько экспортной, сколько внутренней энергетической инфраструктуры во взаимодействии с другими видами (транспортной, жилищно-коммунальной). Такой сдвиг определяется как реализацией ключевых задач ЭС-2030 в области диверсификации экспортной энергетической инфраструктуры в 2009-2013 годах, так и трансформацией роли энергетики в развитии экономики России от «локомотива развития» к «стимулирующей инфраструктуре». Эффективная внутренняя энергетическая инфраструктура должна стать основой конкурентоспособности всех отраслей российской экономики, позволяя ограничить рост энергетических издержек. Новые качества энергетических товаров и услуг – высокая надежность, повсеместная доступность, легкость подключения, гибкость (развитие энергетики для обеспечения масштабного малоэтажного жилищного строительства, электрификация, качественное улучшение ситуации в теплоснабжении и т.п.) – должны стать главными критериями оценки развития энергетики. Энергетика России должна приобрести новое свойство – клиентоориентированность.

В нефтегазовом комплексе приоритетность развития внутренней энергетической инфраструктуры будет состоять в постепенном завершении реализации ключевых экспортных инфраструктурных проектов («Южный поток», ВСТО и др.). Уже к 2020 году предполагается переориентация средств в сторону модернизации и повышения пропускной способности нефте- и газопроводов, строительства недостающих элементов системы нефтеснабжения и Единой системы газоснабжения, развития системы подземных хранилищ газа, которая позволит создать оперативные резервы газа в главных регионах его потребления с целью минимизации рисков, связанных с ограничением топливоснабжения в пиковые периоды спроса.

Основой сетевой внутренней энергетической инфраструктуры будет Единая электроэнергетическая система России. В рамках ЕЭС России должно быть обеспечено сбалансированное и оптимизированное развитие генерирующих мощностей в различных регионах страны, а также оптимальное использование различных видов генерации в пиковой, полупиковой и базовой части графика нагрузок. Нарращивание мощностей атомной энергетики будет увязано со строительством высокоманевренных ГАЭС и развитием газовой генерации. Развитие гидроэнергетики в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке будет увязано с развитием транспортной и электроэнергетической инфраструктуры, освоением месторождений энергоресурсов и иных полезных ископаемых, созданием новой базы для производства, ожижения и экспорта водорода.

Единая энергетическая система России будет развиваться как путем присоединения к ней ныне изолированных энергосистем и энергорайонов, так и путем развития межсистемных и внутрисистемных электрических сетей всех классов напряжений. Будут значительно смягчены ограничения на межсистемные перетоки электроэнергии. В перспективе возможно также создание передачи электрической энергии и мощности высокого напряжения по направлению Сибирь - Урал – Центр.

Достигнутый к настоящему времени технологический уровень в электроэнергетике и энергомашиностроении, информационных технологиях делает реальной задачу перехода современных энергосистем на качественно новый уровень развития. На решение этой задачи направлена концепция интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью, разработанная по инициативе ОАО «ФСК ЕЭС» в 2011-2012 годах. Характерными чертами будущих энергосистем являются интеграция в их составе разнородных источников электроэнергии, автоматизация предупреждения, обнаружения и локализации ненормальных режимов работы, широкое участие потребителей в регулировании режимов работы энергосистем. ЕЭС России в перспективе позволит

интегрировать в энергоснабжение установки распределенной генерации на различных источниках энергии (их потенциал оценивается в 25% к концу рассматриваемого периода) и источники электроэнергии на базе ВИЭ.

Тенденции мирового технологического развития показывают, что в лидирующих мегаполисах мира формируются энергетические системы нового поколения. Они опираются на технологии smart grid, на управление спросом, на новые эффективные сетевые решения, на оптимальное сочетание централизованного и децентрализованного теплоснабжения, на дальнейшую электрификацию хозяйства.

6.3 Развитие сырьевой базы топливно-энергетического комплекса

Россия обладает одним из крупнейших в мире минерально-сырьевым потенциалом, являющимся основой гарантированного обеспечения экономической и энергетической безопасности страны, удовлетворения текущих и перспективных потребностей экономики России в углеводородном сырье, угле и уране. Структура и величина запасов ископаемых энергоносителей, их качество, степень изученности и направления хозяйственного освоения оказывают непосредственное влияние на экономический потенциал страны и социальное развитие регионов. Основой для определения стратегических ориентиров развития сырьевой базы топливно-энергетического комплекса является Долгосрочная государственная программа изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья.

Россия обладает значительными ресурсами нефти. По данным Минприроды России, на начало 2012 года запасы нефти в стране составляли 17,8 млрд т по категориям А+В+С1, и 10,9 млрд т по категории С2⁸. Вместе с тем начальные запасы нефти разрабатываемых месторождений уже выработаны более чем на 50 процентов, в европейской части - на 65 процентов, в том числе в Урало-Поволжье - более чем на 70 процентов. Степень выработанности запасов крупных активно осваиваемых месторождений приближается к 60 процентам. Но при этом степень разведанности ресурсов нефти России составляет менее 40%. Процентное соотношение накопленной добычи нефти к начальным суммарным ресурсам составляет менее 20%. Это говорит о большом ресурсном потенциале недр страны.

⁸ Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации (http://www.mnr.gov.ru/news/detail.php?ID=131096&sphrase_id=365574)

Текущая добыча нефти на 77 процентов обеспечивается отбором из запасов крупных месторождений, обеспеченность которыми составляет 8 - 10 лет. Сумма разведанных и предварительно оцененных запасов легкой нефти составляет более 70% от общего объема, из них около 20% - это запасы залежей и месторождений введенных в разработку в последние 5 лет. Увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов. При этом вновь подготавливаемые запасы часто сосредоточены в средних и мелких месторождениях. В соответствии с современными тенденциями, освоение и разработка даже мелких месторождений становится рентабельной в районах с хорошо развитой инфраструктурой нефтегазовой промышленности, где новые залежи вовлекаются в разработку, что также может послужить основой для поддержания текущих уровней добычи.

Прогнозные ресурсы газа оцениваются в 164,2 трлн. куб. м, в том числе на континентальных шельфах Российской Федерации - 63,8 трлн. куб. м. Разведанные балансовые запасы газа промышленных категорий А+В+С1 на 1 января 2012 года составляют 48,8 трлн куб.м, в том числе на континентальных шельфах Российской Федерации – 8 трлн куб.м.

Структура запасов газа в России более благоприятная, чем структура запасов нефти, однако тенденции ее изменений сходны с нефтяной промышленностью. Проблемы освоения запасов газа связаны с сокращением находящихся в промышленной разработке высокопродуктивных, залегающих на небольших глубинах запасов, сложными природно-климатическими условиями и удаленностью будущих крупных центров добычи газа от сложившихся центров развития газовой промышленности (Восточная Сибирь, Дальний Восток, полуостров Ямал, континентальный шельф арктических морей). Возникает необходимость освоения значительных запасов низконапорного газа, увеличиваются в составе разведанных запасов доли жирных, конденсатных и гелийсодержащих газов, требующих для эффективной разработки создания соответствующей газоперерабатывающей инфраструктуры.

Запасы газа некоторых базовых разрабатываемых месторождений Западной Сибири - основного газодобывающего региона страны, таких как Медвежье и Ямбургское выработаны на 76 - 79 процентов, и эти месторождения перешли в стадию падающей добычи. Уникальное Уренгойское месторождение выработано на 54 %.

Таким образом, состояние ресурсной базы нефтяной промышленности позволяет поддерживать текущий уровень добычи, а газовой отрасли – существенно нарастить ее, но потребует вовлечения в оборот запасов с повышенными издержками добычи.

Исходя из текущей ситуации в сфере запасов нефти и газа, условий недропользования в Российской Федерации, а также учитывая намечаемые уровни добычи углеводородного сырья, настоящая Стратегия предусматривает расширенное воспроизводство минерально-сырьевой базы углеводородов за счет проведения геолого-разведочных работ. К 2035 году за счет геолого-разведочных работ может быть обеспечен совокупный прирост запасов нефти в объеме более 14 млрд. тонн (при успешной реализации мероприятий по повышению коэффициента извлечения нефти прирост запасов может составить 16 млрд. тонн и более). Прирост запасов газа может быть обеспечен в объеме не менее 20 трлн. куб. м. При этом объемы глубокого бурения на нефть и газ в период до 2035 года составят более 70 млн.м.

При этом текущие предварительно оцененные запасы и ресурсы распределенного фонда недр в основных районах добычи нефти и газа могут обеспечить воспроизводство минерально-сырьевой базы в ближайшие 10 - 15 лет не более чем на 50 процентов. Остальные запасы будут приращены на новых объектах, в том числе на новых территориях и шельфах России. В частности, необходимый прирост запасов нефти для достижения оптимальных уровней добычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке оценивается в 1,8 млрд. тонн к 2020 году и свыше 3 млрд. тонн - к 2035 году, что потребует существенного прироста запасов за пределами зоны нефтепровода Восточная Сибирь - Тихий океан.

На весь период до 2035 года главными районами прироста запасов нефти и газа будут Западно-Сибирская, Лено-Тунгусская, Прикаспийская, Тимано-Печорская и Волго-Уральская нефтегазоносные провинции. Одним из перспективных направлений развития сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности России станут поиски, разведка и освоение нефтяных и газовых месторождений на континентальном шельфе арктических, дальневосточных и южных морей.

Начальные суммарные извлекаемые ресурсы углеводородов континентального шельфа России составляют 90,3 млрд. тонн условного топлива (из которых свыше 16,5 млрд. тонн нефти с конденсатом и 73,8 трлн. куб. м газа). Основная часть этих ресурсов (около 70 процентов) приходится на континентальные шельфы Баренцева, Печорского и Карского морей.

Разведанность начальных суммарных ресурсов углеводородов континентального шельфа России незначительна и составляет около 10 %. При этом разведанность ресурсов газа континентального шельфа Охотского моря – 20 процентов, нефти – 19 процентов, ресурсов газа континентального шельфа Баренцева моря – 16 процентов, нефти – 4

процента, ресурсов газа континентального шельфа Карского моря – 8 процентов и нефти – 0,02 процента.

Учитывая географическое распределение прогнозных ресурсов нефти и газа, а также достигнутый уровень геолого-геофизической изученности, предполагается ускоренный рост подготовки запасов углеводородов в российском секторе Каспийского моря, на континентальном шельфе Баренцева, Карского и Охотского морей. Поиски новых месторождений нефти и газа будут продолжаться и в нефтегазоносных провинциях с падающей добычей нефти - Волго-Уральской и Северо-Кавказской, а также в пределах российской части Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Большое внимание будет уделяться изучению перспективных ресурсов и запасов сланцевого газа, газа угольных пластов и газогидратов с определением основных регионов их эффективного извлечения.

Для достижения этих амбициозных показателей потребуется обеспечить полное финансирование Долгосрочной государственной программы изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России и обеспечить компенсацию накопленного отставания в финансировании, в первую очередь в части ГРП на нефть и природный газ. Помимо значительных государственных вложений и повышения их эффективности, потребуется расширенное привлечение частных инвестиций в ГРП.

Россия обладает одним из крупнейших в мире угольным сырьевым потенциалом. Общие кондиционные ресурсы углей Российской Федерации по состоянию на 01.01.2011 составляют 4089,5 млрд т. Преобладающее количество ресурсов принадлежит к энергетическим углям 3642,4 млрд т (89%) и только 447,1 млрд т (11%) – коксующимся.

Основная доля угольных ресурсов сосредоточена в Сибири (64%) и на Дальнем Востоке (30%); в европейской части России и Урале - всего 6%.

По состоянию на 1 января 2013 года балансовые запасы угля категории А+В+С1 по России составляют 193,8 млрд тонн, в том числе бурого угля – 101,2 млрд тонн, антрацитов – 6,8 млрд тонн, каменного – 85,3 млрд тонн, из них коксующегося – 39,8 млрд тонн.

Запасы углей распределенного фонда недр (кат. А+В+С1 - 29,7 млрд т и кат. С2 - 2,4 млрд т) составляют 12% от всех запасов, учитываемых государственным балансом. Они сосредоточены на действующих предприятиях, строящихся, а также на резервных, разведываемых и перспективных для разведки участках. В структуре этих запасов доля коксующихся углей составляет 30% (9,3 млрд т); 57% (16,7 млрд т) запасов пригодны для отработки открытым способом добычи.

Почти 3/4 запасов учтено в Сибирском федеральном округе (21,6 млрд т) на долю других регионов приходится: Дальневосточного – 5,3 млрд т (19%), Южного -1,1 млрд т (4%), Северо-Западного- 1,0 млрд тонн.

Запасы углей нераспределенного фонда недр (кат. А+В+С1 163,5 млрд т и кат С 2 – 77,2 млрд т), составляют 88% всех запасов, учитываемых государственным балансом. Эти запасы сосредоточены, в основном, на резервных и перспективных для разведки, а также прочих участках.

Величина благоприятных для освоения (активных) запасов в целом по Российской Федерации определена в количестве 122,9 млрд т кат. А+В+С1 и 42,3 млрд т кат. С2 (соответственно 62% и 54% от запасов, учитываемых государственным балансом).

Наибольшее количество «активных» запасов приходится на бассейны и месторождения Сибирского (кат. А+В+С1 - 108,4 млрд т и С2 - 39,4 млрд т) и Дальневосточного (кат. А+В+С1 - 9,6 млрд т и С2 – 2,6 млрд т) федеральных округов. Значительно в меньшем объеме они сосредоточены в Северо-Западном (кат. А+В+С1 - 2,8 млрд т), Южном (1,9 млрд т), Уральском (0,1 млрд т) и Центральном (0,06 млрд т) федеральных округах.

Общий объем финансирования геолого-разведочных работ на уголь в 2012 году составил 4 235,5 млн рублей, в том числе за счет средств федерального бюджета – 266,9 млн рублей, средств недропользователей – 3 968,6 млн рублей.

В результате проведения геолого-разведочных работ на уголь на территории Российской Федерации получен прирост запасов и прогнозных ресурсов каменных и бурых углей по категориям А+В+С1+С2 в количестве 842,4 млн тонн, категориям Р1+Р2 – 861 млн тонн.

На Государственном балансе запасов урана Российской Федерации по состоянию на 01.01.2013 числится 708,0 тыс. тонн, в том числе по категориям А+В+С1 - 333,7 тыс. тонн и по категории С2 - 374,3 тыс. тонн. Основная часть месторождений урана на территории России сосредоточена в сложных горно-геологических условиях, требующих применения капиталоемкого способа добычи – подземного. При этом содержания полезного компонента в рудах невелико, что обуславливает высокую стоимость добычи.

Авария на АЭС «Фукусима» в 2011 году привела к значительному ухудшению конъюнктуры рынка (из-за остановки всех АЭС в Японии, отказа Германии, Литвы и Бельгии от развития атомной энергетики и т.д.). Из-за возникшего дисбаланса спроса и предложения на природный уран цены находятся на низком уровне. При этом значимый рост котировок на уран в среднесрочной перспективе не прогнозируется.

С учетом сложившейся конъюнктуры рынка урана Госкорпорацией «Росатом» в течение последних лет проводится работа по расширению уранодобывающих проектов на базе зарубежных месторождений с низкой себестоимостью добычи, направленных на расширение минерально-сырьевой базы и объемов производства природного урана. Сформирован и реализуется пул проектов, находящихся на разных стадиях жизненного цикла – от геологоразведки до промышленной добычи.

В интересах обеспечения энергобезопасности Российской Федерации и создания добавленной стоимости, уран российского происхождения используется в качестве приоритетного источника, а уран с зарубежных месторождений используется для увеличения объёма продвижения на мировой рынок комплексных продуктов начальной стадии ядерно-топливного цикла – низкообогащенного урана.

Приобретение Госкорпорацией «Росатом» зарубежных уранодобывающих активов обеспечило гарантированный доступ к природному урану зарубежного происхождения, ценовую конкурентоспособность продукции ядерно-топливного цикла и большую гибкость в сроках освоения российских урановых месторождений.

К наиболее рентабельной стоимостной категории с себестоимостью добычи менее 80 долларов за килограмм урана, согласно классификации МАГАТЭ, относятся запасы российских месторождений Далматовское, Хохловское и Добровольное, пригодных для отработки наименее затратным способом – методом скважинного подземного выщелачивания.

Остальные российские месторождения, относящиеся к категории с себестоимостью добычи более 80 долларов за килограмм урана, в будущем войдут в зону маржинальности за счет увеличения рыночных котировок на уран вследствие истощения мировой минерально-сырьевой базы с низкой себестоимостью.

Повышение цен на природный уран по мере отработки месторождений с низкой себестоимостью добычи, кроме того, повысит привлекательность использования в топливном цикле регенерированного урана, выделяемого при переработке отработавшего ядерного топлива и технологий замкнутого топливного цикла с использованием плутония. При этом в период до 2035 года добыча природного урана останется основным источником покрытия потребностей АЭС с реакторами на тепловых нейтронах в делящихся материалах.

Основными направлениями увеличения производства природного урана на период до 2035 года являются:

- 1) развитие действующих предприятий - "Приаргунское производственное горно-химическое объединение" (Забайкальский край), "Далур" (Курганская область), "Хиагда" (Республика Бурятия);
- 2) строительство новых уранодобывающих предприятий - Эльконского горно-металлургического комбината (Республика Саха (Якутия));
- 3) проведение геолого-разведочных работ, оценка резервных и вновь выявляемых урановых месторождений.

На первом этапе реализации настоящей Стратегии будут активизированы геолого-разведочные работы в традиционных местах добычи топливно-энергетических ресурсов. Будут созданы все необходимые условия (нормативно-правовые, налоговые, институциональные и др.) для освоения сырьевой базы топливно-энергетического комплекса в удаленных и труднодоступных районах страны, в том числе в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, континентальном шельфе арктических морей и полуострове Ямал. К окончанию первого этапа соотношение ежегодного прироста запасов топливно-энергетических ресурсов и объема их добычи превысит 1.

На втором этапе начнется активное освоение минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, в шельфовых районах, в том числе в российском секторе Арктики, а также на полуострове Ямал, в Обской и Тазовской губах, на европейском севере и в Прикаспийском регионе. При проведении геолого-разведочных работ будут широко использоваться методы трехмерной сейсморазведки. Массовое применение сейсморазведки 3Д и других инновационных технологий позволит более детально строить геологические модели объектов, приведет к открытию новых месторождений и существенно снизит риски, связанные с их поисками. В результате значительно возрастет эффективность поисков залежей нефти и газа, что позволит обеспечить устойчивое воспроизводство минерально-сырьевой базы основных отраслей топливно-энергетического комплекса.

На третьем этапе продолжится освоение новых районов на основе современных методов и технологий геолого-разведочных работ, частно-государственного партнерства и привлечения инвестиций, в том числе иностранных. Поддержание объемов добычи топливно-энергетических ресурсов потребует значительных капиталовложений в новейшие технологии в сфере геолого-разведочных работ и добычи топливно-энергетических ресурсов.

6.4 Нефтяной комплекс

Стратегическими целями развития нефтяного комплекса являются:

- 1) стабильное, бесперебойное и эффективное удовлетворение экономически обоснованного внутреннего спроса на высококачественные нефтепродукты;
- 2) активное, без ущерба для внутренних потребностей и будущих поколений, сохранение и укрепление позиций России на экспортных рынках нефти и нефтепродуктов;
- 3) обеспечение стабильных поступлений в доходную часть консолидированного бюджета страны;
- 4) инновационное обновление комплекса, направленное на повышение энергетической, экономической и экологической эффективности его функционирования;
- 5) содействие формированию устойчивого спроса на современные научно-технические разработки и передовые технологии отечественного производства, тем самым способствуя процессу модернизации российской экономики;
- 6) опережающее развитие новых подходов к изучению, освоению и разработке все более сложных видов и источников углеводородного сырья, в том числе нетрадиционных.

Ход реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года в указанной сфере **характеризуется следующим.**

- 1) Добыча нефти за 2008-2012 годы возросла на 6,3%. При этом рост в Сибирском, Дальневосточном и Приволжском федеральных округах страны не только компенсировал падение добычи в Уральском ФО, но и обеспечил прирост добычи.
- 2) Началось реальное широкомасштабное освоение месторождений Восточной Сибири и Якутии. Ввод в разработку Ванкорского, Верхнечонского, Талаканского и Северо-Талаканского месторождений обеспечил увеличение добычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 2012 году до 62,9 млн. т нефти, или 12,1% от общей нефтедобычи в стране против 2,8 % в 2008 году.
- 3) Экспорт нефти за 2008-2012 годы сократился на 1,3% и составил 239,9 млн т. При этом происходила диверсификация экспорта - снижался экспорт нефти на традиционные рынки Европы и стран СНГ при наращивании экспорта в страны АТР.
- 4) Объем переработки нефти с 2008 года увеличился на 13,4% до 271 млн т., но ни глубина переработки, ни выход светлых нефтепродуктов не увеличились.. Однако существенный рост (более чем в 2 раза) инвестиций в нефтепереработку и реализация

программы реконструкции отрасли являются основой роста глубины и улучшения структуры переработки нефти в перспективе.

5) Экспорт нефтепродуктов в 2008-2012 годах увеличился на 17% в основном за счет увеличения экспорта мазута.

6) В эксплуатацию были запущены первая (2009 год) и вторая (2012 год) очередь трубопроводной системы ВСТО (до порта Козьмино), нефтепровод «Сковородино – Мохэ- Дацин», в Европейской части страны в промышленную эксплуатацию была введена БТС-2, что обеспечило безтранзитный выход нефти на экспорт. В новых нефтедобывающих районах построен нефтепровод Пурпе – Самотлор; начато строительство нефтепроводов Заполярье – Пурпе и Куюмба-Тайшет; принято решение о реализации проекта строительства нефтепровода-отвода от магистрального нефтепровода ВСТО до «РН-Комсомольский НПЗ».

7) Осуществляется формирование антимонопольного регулирования, направленного на пресечение и предупреждение злоупотреблений доминирующим положением со стороны вертикально интегрированных компаний и антиконкурентных сговоров на внутрироссийских рынках нефтепродуктов. Получила развитие система биржевой торговли нефтепродуктами.

8) Продолжается работа по совершенствованию системы налогообложения нефтяной отрасли. Сформирована система мер налогового стимулирования добычи нефти как в новых районах, так и в традиционных для ряда особых категорий запасов, в том числе введены дифференцированные и льготные ставки НДС для месторождений, расположенных в северных регионах нефтедобычи, на шельфе, для месторождений различной стадии освоения и качественными характеристиками нефтей.

9) В целях стимулирования освоения новых месторождений Восточной Сибири и Якутии, являющихся сырьевой базой ВСТО, шельфовых месторождений в законодательстве были предусмотрены льготные ставки экспортной пошлины. Была разработана «единая» методика предоставления льгот по вывозным таможенным пошлинам на нефть, обеспечивающая стимулирование разработки месторождений в новых нефтегазовых регионах со сложными природно-климатическими условиями и слаборазвитой инфраструктурой.

10) Принят новый технический регламент по качеству топлива, совершенствовалась система взимания акцизов - введена дифференциации акциза в зависимости от класса топлива. Продолжается, хотя и с отставанием относительно

первоначально намеченных сроков, внедрение стандартов качества топлива Класс 3 - Класс 5.

11) Реализован комплекс мер по стимулированию добычи нефти и модернизации НПЗ через так называемую систему «60-66-90», закрепившую на среднесрочную перспективу ставки таможенных пошлин по всей линейке нефтепродуктов и выровнявшую ставки на темные и светлые нефтепродукты (за исключением переходного периода по бензину).

12) Принято Постановление Правительства Российской Федерации, которое устанавливает предельно допустимое значение показателя сжигания ПНГ на факельных установках в размере 5% от общего объема добытого ПНГ. При превышении предельно допустимого значения с 2013 года были установлены повышающие коэффициенты на уровне 12, а с 2014 года — 25. В случае отсутствия системы учёта ПНГ, соответствующей требованиям Министерства энергетики Российской Федерации, плата за выбросы осуществляется с применением к нормативам платы за выбросы дополнительного коэффициента, равного 120

К числу **основных проблем** развития нефтяного комплекса относятся:

1) трансформация ресурсной базы нефтяной отрасли: природой данные преимущества российской нефтяной базы заканчиваются, и дальнейшее развитие отрасли будет зависеть от достижений науки и научно-технического прогресса в расширении ресурсной базы, технологиях извлечения ресурсов и эффективном их использовании;

2) истощение основных нефтяных месторождений Западной Сибири и Поволжья, увеличение значимости трудноизвлекаемых запасов как традиционных видов (обводненные месторождения, низкопроницаемые коллектора, подгазовые зоны, нефть баженовской свиты, сверхвязкая нефть), так и нетрадиционных (сланцевая нефть), и новых восточных и шельфовых районов в поддержании стабильно-высоких уровней добычи нефти;

3) увеличение издержек добычи нефти и снижение сравнительной инвестиционной привлекательности значительной части добычных проектов;

4) нерациональное недропользование (низкий коэффициент извлечения нефти);

5) незаинтересованность значительной части недропользователей в применении комплексных технологий добычи и экономически эффективной утилизации углеводородов (сжигание попутного нефтяного газа), а также эффективном использовании широкой гаммы извлекаемых полезных компонентов;

б) несоответствие организационной структуры нефтяной отрасли особенностям освоения и разработки трудноизвлекаемых и выработанных запасов: избыточное доминирование вертикально-интегрированных компаний и недостаточное развитие малых и средних добывающих и сервисных инновационно-ориентированных компаний;

7) недостаточное развитие нефтепродуктопроводного транспорта внутри страны, что не создает предпосылок для демонополизации региональных рынков моторного топлива;

8) незавершенность модернизации нефтепереработки, сохранение практики экспорта значительных объемов прямогонных мазута и дизельного топлива и недостаточное качество нефтепродуктов на внутреннем рынке;

9) стагнация спроса на российскую нефть в Европе, насыщенность европейского рынка бензина и качественного дизельного топлива;

10) неоптимальное распределение и общий высокий уровень налоговой нагрузки на отрасль, неэффективность плоской шкалы НДС на нефть для освоения «сложных» месторождений, что только частично компенсируется созданной системой льгот, которая отличается недостаточной системностью;

11) нестабильность таможенного режима и его неполная сбалансированность с точки зрения стимулирования модернизации НПЗ и насыщения внутреннего рынка нефтепродуктами;

12) рост уровня концентрации в отрасли, сохранение монополистических тенденций на региональных рынках нефтепродуктов.

Для достижения стратегических целей развития нефтяного комплекса необходимо решить следующие **основные задачи**:

1) обеспечение расширенного воспроизводства запасов нефти за счет геолого-разведочных работ и своевременной подготовки месторождений к эксплуатации, как в традиционных, так и в новых районах нефтедобычи;

2) внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи, для улучшения коэффициента извлечения нефти;

3) формирование благоприятных условий, направленных на активизацию роли малых и средних частных компаний в процессе разведки и разработки новых (как правило, мелких и трудных для освоения) месторождений, ускоренное формирование системы специализированных наукоемких сервисных компаний, обеспечивающих экономически эффективное применение современных технологий добычи нефти;

4) расширенное вовлечение в эксплуатацию комплексных нефтегазовых месторождений сложноконтентного состава, расширение степени использования попутного нефтяного газа и газоконденсатных жидкостей для последующей глубокой переработки с целью получения широкой гаммы нефтехимических продуктов, формирование новых крупных нефтяных комплексов, главным образом в восточных районах России;

5) формирования информационных и организационных предпосылок для перехода к налогообложению финансового результата, определение и поэтапное внедрение целевой модели налогообложения финансового результата при обеспечении баланса интересов государства и компаний;

6) сдерживание темпов роста издержек добычи и транспортировки углеводородов;

7) сбалансированное развитие нефтепереработки в направлении дальнейшего повышения глубины переработки нефти и роста качества выпускаемых нефтепродуктов в увязке с потребностями внутреннего и внешнего рынков;

8) развитие инфраструктуры поставок нефти и нефтепродуктов, повышающих конкурентность на региональных рынках;

9) развитие трубопроводной системы транспортировки высокотехнологичных светлых нефтепродуктов, предусматривающей высокий уровень загрузки, с возможностью транспортировки разных видов топлива;

10) создание благоприятных условий для развития независимых компаний в сфере хранения, оптовой и розничной реализации нефтепродуктов;

11) развитие ресурсо- и энергосбережения, сокращение потерь на всех стадиях технологического процесса при подготовке запасов, добыче, транспортировке и переработке нефти.

Целевое видение развития нефтяного комплекса предусматривает, что добыча нефти с газовым конденсатом в России в целом за период 2010-2035 годы увеличится. При этом рост добычи будет происходить в течении первых двух этапов рассматриваемой перспективы; в третьем периоде, достигнув отметки 535 млн т в 2030 году, нефтедобыча начнет снижаться и в 2035 году составит 530 млн т.

В Западной Сибири добыча нефти будет снижаться (с 308 млн т в 2010 году до 288 млн т в 2035 году). При постепенном снижении добычи нефти в Ханты-Мансийском автономном округе - Югре будет происходить ее рост в Ямало-Ненецком автономном округе. Поддержание добычи нефти в регионе будет достигнуто при формировании

условий и создании новых технологий для освоения трудноизвлекаемых нефтяных ресурсов, в том числе баженовской свиты. В Поволжье добыча нефти в рассматриваемый период будет снижаться непрерывно (с 107 млн т в 2010 году до 68 млн т в 2035 году) несмотря на рост добычи тяжелых нефтей.

Добыча нефти в европейской части страны будет обеспечиваться за счет освоения новых и открытых трудноизвлекаемых запасов Тимано-Печорской провинции, на континентальном шельфе арктических морей и в российском секторе Каспийского моря.

Будет расти добыча в Восточной Сибири (с 15,6 млн т в 2010 году до 69 млн т в 2035 году) и в меньшей степени на Дальнем Востоке (с 18,3 млн т в 2010 году до 38 млн т в 2035 году). В Восточной Сибири будет продолжаться освоение и промышленная разработка месторождений нефти в Ванкорско-Сузунском районе на северо-западе Красноярского края, в Юрубчено-Тохомской и Куюмбинской зонах Эвенкии, а также вдоль трассы нефтепровода Восточная Сибирь - Тихий океан в Иркутской области и Республике Саха (Якутия) (Верхнечонское, Талаканское, Среднеботуобинское, Юрубчено-Тохомское и другие месторождения). На Дальнем Востоке продолжится эксплуатация проектов "Сахалин-1", "Сахалин-2", а так же новых на континентальном шельфе острова Сахалин.

Настоящая Стратегия предусматривает, что уже к окончанию первого этапа ее реализации будет утилизироваться не менее 95 процентов извлекаемого попутного нефтяного газа, повысится эффективность его использования путем развития инфраструктуры сбора и транспорта газа, газопереработки как в новых, так и в действующих регионах нефтедобычи.

Переработка нефти увеличится с 250 млн т в 2010 году до 275 млн т в 2020 году, а с 2020 года она начинает снижаться, достигая к 2035 году 270 млн т. Проводимые реконструкция и модернизация отрасли обеспечат рост глубины переработки нефти с 71% в 2010 году до 90% в 2035 году. Бесспорным приоритетом при развитии глубокой переработки нефти является удовлетворение потребностей внутреннего рынка при одновременном повышении экспорта качественных нефтепродуктов, прежде всего дизельного топлива.

Широкое развитие получит нефтехимическая и газохимическая промышленность. Особую роль будет играть производство продуктов высоких переделов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, где сырьевая база углеводородов носит комплексный характер - большинство месторождений содержат нефть, газ и конденсат, а также имеют сложный компонентный состав. Важной задачей является переработка

высокомолекулярного сырья – матричной нефти, ресурсы которой связаны с базовыми нефтегазоконденсатными месторождениями Прикаспия и Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Матричная нефть – это не только сырьё для производства светлых (бензин-дизельных) и газойлевых фракций, но и многих редких, редкоземельных и благородных металлов, без которых немислимо развитие ни одной наукоёмкой отрасли экономики.

Будет активно применяться кластерный подход к формированию центров по глубокой переработке углеводородов с обеспечением для малых и средних компаний доступа к получаемым на ранних стадиях передела полупродуктам (с целью расширения выпуска малотоннажной наукоёмкой химической продукции более высоких стадий передела).

Экспорт сырой нефти до 2035 года будет расти и увеличится с 249 млн т в 2010 году до 254 млн т в 2035 году. Закрепятся наметившиеся тенденции в диверсификации экспортных поставок нефти - доля европейского направления будет сокращаться (до 60% в 2035 году) за счет роста поставок в восточном направлении, доля которых к концу рассматриваемого периода достигнет 32 %.

Экспорт мазута снижается с 57 млн т в 2010 году до 20 млн т в 2035 году. Между тем экспорт моторного топлива возрастет с 44 млн т в 2010 году до 58 млн т в 2035 году.

Развитие трубопроводной транспортировки нефти и нефтепродуктов будет осуществляться адекватно росту объемов и диверсификации внешних и внутренних поставок жидких углеводородов. Планируется решать задачи дальнейшего увеличения доли трубопроводного транспорта в поставках нефти и особенно нефтепродуктов, обеспечения условий для формирования новых нефтедобывающих регионов страны, уменьшения зависимости России от транзита нефти и нефтепродуктов по территориям сопредельных государств.

Будет завершено строительство нефтепровода Восточная Сибирь - Тихий океан пропускной способностью 80 млн. тонн нефти в год; нефтепровода «Куюмба-Юрубчена-Тайшет» с врезкой в нефтепровод Восточная Сибирь - Тихий океан; нефтепровода Харьяга – Уса. Будут расширены нефтепроводы Уса – Ухта – Ярославль и Баку – Тихорецк.

Кроме того, в период до 2020 года планируется реализация следующих проектов по строительству новых и развитию существующих магистральных нефтепродуктопроводов:

- реконструкция системы нефтепродуктопроводов для увеличения объемов транспортировки светлых нефтепродуктов потребителям внутреннего рынка;

- строительство нефтепродуктопроводов для обеспечения увеличения поставок моторных топлив в московский топливный узел, включая снабжение авиакеросином аэропортов Московского авиационного узла;
- строительство нефтепродуктопровода «Юг»;
- вывод на проектную мощность нефтепродуктопровода «Север».

К системе нефтепродуктопроводов будут подключены Волгоградский и Антипинский НПЗ.

Важным вектором развития нефтепродуктопроводного транспорта внутри страны будет являться обеспечение моторными топливами крупных центров потребления – городов, с населением более 1 млн чел. Реализация данных мероприятий позволит монополизировать региональные рынки моторных топлив.

На последующих этапах реализации Стратегии планируется дальнейшее расширение проектов «Север» и «Юг» и подключение к системе магистральных нефтепродуктопроводов еще не подключенных НПЗ, в частности Ачинского и Орского НПЗ.

В результате перераспределения потоков нефти с запада на восток сократятся поставки нефти в порт Приморск и порт Новороссийск. В связи с этим избыточные мощности по транспортировке нефти будут задействованы для перекачки нефтепродуктов, что позволит оптимальным образом обеспечить загрузку трубопроводов и приведет к экономии средств при реализации программы развития магистральных нефтепродуктопроводов.

Помимо трубопроводной транспортировки нефти и нефтепродуктов будет развиваться и морская транспортировка жидких углеводородов, в том числе из районов российской части Арктики.

Основными **направлениями инновационного развития** нефтяного комплекса будут следующие:

- 1) внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи (третичных и четверичных), развитие и внедрение отечественных технологий и оборудования для добычи нефти;
- 2) освоение комплекса технологий добычи трудноизвлекаемых запасов нефти (баженовской свиты, пластов с низкой проницаемостью, повышенной вязкостью и т.п.) и нетрадиционных запасов (сланцевой нефти и т.п.);
- 3) освоение комплекса технологий эксплуатации комплексных нефтегазовых месторождений сложнокомпонентного состава;

4) освоение комплекса технологий использования попутного нефтяного газа, газоконденсатных жидкостей;

5) освоение комплекса технологий добычи нефти на континентальном шельфе, в том числе арктическом;

6) создание и широкое применение отечественных программно-аппаратных комплексов, оборудования и приборов для моделирования и управления геолого-техническими мероприятиями в процессе разработки месторождений;

7) внедрение технологий, позволяющих обеспечить снижение удельного потребления нефти на единицу целевых продуктов (каталитический крекинг, гидрокрекинг, коксование остатков, висбкрекинг, производство битумов и другие);

8) внедрение современных технологий по каталитическому риформингу бензинов, гидроочистке дизельных топлив и топлив для реактивных двигателей, изомеризации и алкилированию;

9) развитие отечественных технологий глубокой переработки тяжелой нефти.

Энергосбережение в нефтяном комплексе будет осуществляться по следующим основным направлениям:

1) в добыче нефти - снижение расхода нефти на технологические нужды и потери, повышение нефтеотдачи, оптимизация режима работы скважин, а также совершенствование контроля и учета нефти;

2) в транспортировке нефти - реконструкция объектов нефтепроводов и системная организация технологических режимов их работы, сокращение потерь нефти, внедрение автоматизированных систем управления и телемеханики, улучшение технического состояния нефтеперекачивающих агрегатов, а также широкое внедрение резервуаров с плавающей крышей;

3) в переработке нефти - повышение глубины переработки, более полное использование газов нефтепереработки, а также автоматизация оптимального ведения режимов технологических цепочек.

В основе реализации мер в области энергосбережения будет стоять повышение заинтересованности компаний в снижении издержек и повышение экономической отдачи от вложенных в проекты средств. Обеспечить движение в данном направлении поможет сочетание мер технического регулирования с действием конкурентной среды.

Для развития нефтяного комплекса предполагается использовать систему следующих мер государственной энергетической политики (в дополнение к обозначенным в разделе 5):

В области недропользования:

1) обеспечить возможность ускоренной амортизации оборудования для утилизации попутного нефтяного газа, продолжить внедрение дополнительных коэффициентов при расчете платы за выбросы вредных (загрязняющих) веществ, образующихся при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках, освободить от таможенного обложения машины и оборудование для утилизации попутного нефтяного газа, не имеющие российских аналогов;

2) реализовать заявительный принцип получения лицензий на право ведения работ по поиску ресурсов и разведке запасов нефти, перейти к обороту прав на пользование недрами и упростить процедуры получения разрешений на строительство скважин и промысловых сооружений;

3) уточнить порядок санкционирования отступления от уровней добычи нефти, установленных лицензией и (или) техническим проектом на разработку месторождения;

В области развития внутренних энергетических рынков:

4) стимулировать развитие биржевой торговли нефтью и нефтепродуктами, в том числе на региональном уровне;

5) создать индикаторы цен на нефтепродукты, основанные на внутренних биржевых ценах;

В области налогово-таможенной политики:

6) разработать нормативно-правовую базу классификации месторождений и признания их принадлежности к категориям малых, истощенных и низкодебитных месторождений;

7) обеспечить формирование единой и стабильной линейки пошлин и акцизов, обеспечивающих большую прибыльность работы современных НПЗ по сравнению с устаревшими заводами, разработать механизм поэтапного снижения экспортной пошлины на бензин без ценового шока для потребителей на внутреннем рынке с целью поддержания баланса стимулов в нефтепереработке;

В области технической политики:

8) проработать подходы к освоению и разработке новых типов залежей нефти на основе отечественных фундаментальных и прикладных исследовательских работ;

9) создать систему стимулирования современных методов повышения нефтеотдачи;

10) продолжить работу по внедрению стандартов качества моторного топлива и сохранить регрессивную ставку акцизов в зависимости от качества топлива;

11) сформировать государственную программу развития промышленно-технологической базы освоения шельфовых месторождений, включая строительство буровых платформ и производство необходимого оборудования в кооперации с иностранными партнерами;

12) совершенствование стандартов использования дорожных битумов для обеспечения производства качественных дорожных покрытий.

В области внешней политики:

13) расширить присутствие российских компаний в зарубежных технологических цепочках от добычи до переработки и реализации жидких углеводородов;

14) увеличить транзит нефти сопредельных стран через российскую территорию;

15) сформировать новые маркерные сорта российской нефти и содействовать организации международной торговли ими.

На первом этапе реализации настоящей Стратегии нефтяной комплекс обеспечит объемы добычи и экспорта нефти и нефтепродуктов в соответствии с динамикой внутреннего и внешнего спроса. На этом этапе должны быть решены наиболее острые проблемы нефтяного комплекса и заложены институциональные и технологические основы его дальнейшего стабильного развития. Снижение добычи нефти в Западной Сибири и на ранее введенных месторождениях будет частично компенсироваться ростом добычи трудноизвлекаемой нефти в пределах данной провинции, добычей нефти на российском участке дна Каспийского моря, а также за счет ввода новых месторождений в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Начнется рост коэффициента извлечения нефти, активизируется использование трудноизвлекаемых запасов. Будет систематизирована система льгот по НДС, что позволит поддерживать стабильно высокий уровень добычи. Будут созданы все необходимые условия для перехода к налогообложению финансового результата, сформирована долгосрочная сбалансированная система таможенных пошлин. Будет осуществлен основной этап модернизации нефтепереработки, значительно повысится глубина переработки нефти. Продолжится активная антимонопольная политика и стимулирование развития независимой переработки нефти и торговли нефтепродуктами.

На втором этапе реализации настоящей Стратегии продолжится освоение месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, освоение шельфов Охотского, Печорского, Балтийского морей, российского участка дна Каспийского моря, рост

коэффициента извлечения нефти, активизируется использование нетрадиционных запасов. Будет осуществлен переход к налогообложению финансового результата, продолжится модернизация нефтепереработки. Формирование комплекса будет сфокусировано на развитии нефтепереработки и нефтехимии. Получат развитие инновационно-ориентированные компании, работающие на всех стадиях поисков, разведки, добычи и переработки нефти. Начнется снижение концентрации в добыче и переработке нефти, ускорится развитие конкуренции на региональных рынках. Будет наблюдаться тенденция к стабилизации объемов экспорта нефти, что будет стимулировать расширение использования российской инфраструктуры транспорта нефти (трубопроводы, морские терминалы) для обеспечения транзитных поставок.

На третьем этапе реализации настоящей Стратегии добыча нефти достигнет технологического и экономического максимума. Добыча трудноизвлекаемой традиционной (баженовской) и нетрадиционной (сланцевой) нефти будет обеспечиваться за счет высокой эффективности функционирования широкого спектра малых, средних и крупных инновационно-ориентированных компаний. Экспорт нефти и нефтепродуктов будет демонстрировать тенденцию к снижению; значительно интенсифицируется развитие высокотехнологичных нефтехимических производств и энергетического сервиса. Российский нефтяной комплекс будет активно использовать свои мощности для обеспечения транзита нефти, производства и экспорта продукции с высокой долей добавленной стоимости.

6.5 Газовая промышленность

Стратегическими целями развития газовой промышленности являются:

- 1) стабильное, бесперебойное и экономически эффективное удовлетворение внутреннего и внешнего спроса на газ;
- 2) развитие единой системы газоснабжения и ее расширение на восток России, усиление на этой основе интеграции регионов страны;
- 3) развитие газопереработки и газохимии; повышение экономической эффективности отрасли;
- 4) совершенствование организационной структуры газовой отрасли в целях повышения экономических результатов ее деятельности и формирование либерализованного внутреннего рынка газа;

5) укрепление позиций на традиционных внешних рынках природного газа и выход на новые рынки;

6) обеспечение стабильных поступлений в доходную часть консолидированного бюджета России.

Ход реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года в газовой промышленности в целом позитивный и **характеризуется следующим**.

1) Нарастает потенциал добычи газа. Введено в эксплуатацию крупнейшее Бованенковское месторождение на полуострове Ямал, вышло на проектную мощность крупнейшее Заполярное месторождение. Начато освоение глубоко залегающих неокомских пластов и валанжинских залежей Заполярного и ачимовских залежей Ямбургского месторождений. В 2008–2009 годах в Кузбассе (на восточном участке Талдинского месторождения) началась реализация первого в России метанугольного проекта (было пробурено восемь скважин). В 2010 году началась пробная эксплуатация разведочных скважин с подачей газа на автомобильные газонаполнительные компрессорные станции. В 2011 году суммарная добыча газа на Талдинской площади достигала 20 тыс. куб. м в сутки. В настоящее время Газпром ведет геолого-разведочные работы на Нарыкско-Осташкинской площади Южно-Кузбасской группы месторождений. В декабре 2010 и феврале 2011 были введены в эксплуатацию две газопоршневые электростанции (ГПЭС), работающие на метане угольных пластов на Талдинском месторождении. Начата добыча газа на шельфовых месторождениях Сахалина. В Якутии на Чаяндинском месторождении в 2013 году в полном объеме проведены запланированные сейсморазведочные работы 3D, закончено строительство 11 разведочных скважин, продолжаются геологоразведочные работы на месторождении. Получено положительное заключение Главгосэкспертизы по проектной документации по объектам обустройства нефтяной оторочки Чаяндинского месторождения на период опытно-промышленных работ (ОПР). Продолжается работа по оптимизации проектных решений в целом по месторождению.

Кроме того, разработаны проекты доразведки на Соболох-Неджелинском, Верхневиллючанском, Тас-Юряхском и Среднетюнгском месторождениях, в настоящее время проводятся геологоразведочные работы. В 2013 году начаты полевые сейсморазведочные работы, ведутся подготовительные и проектно-изыскательские работы по строительству разведочных скважин.

В Иркутской области на Ковыктинском месторождении в 2013 году проводились проектно-изыскательские работы по строительству разведочных скважин. По проектной документации получено положительное заключение Главгосэкспертизы.

В октябре 2013 года на Киринском месторождении проекта «Сахалин-3» состоялся пуск газа. На Южно-Киринском месторождении (проект «Сахалин-3») продолжаются геологоразведочные работы, завершено строительство двух разведочных скважин.

2) Осуществляется строительство новых газопроводных систем. Пущена первая очередь газотранспортной системы нового поколения «Бованенково–Ухта», обеспечивающей вывод в ЕСГ газовых ресурсов полуострова Ямал. Началось формирование газотранспортных систем на Дальнем Востоке: завершено строительство первого пускового комплекса газотранспортной системы «Сахалин – Хабаровск – Владивосток», принято решение о строительстве газопровода «Якутия – Хабаровск – Владивосток» («Сила Сибири»). Завершилось расширение Уренгойского газотранспортного узла и магистрального газопровода «Северные районы Тюменской области (СРТО) — Торжок». Введен в эксплуатацию газопровод «Джубга – Лазаревское – Сочи». Принципиально новым маршрутом экспорта российского газа в Европу стал газопровод «Северный поток» (NordStream). В конце 2012 года Россия приступила к реализации еще одного проекта, направленного на повышение надежности экспортных поставок газа - «Южного потока». Проводятся активные работы по газификации регионов России и строительству региональной газотранспортной и газораспределительной инфраструктуры.

3) Осуществлен выход на мировой рынок СПГ на базе завода по его производству на Сахалине. Начата реализация проекта «Ямал-СПГ» мощностью до 16,5 млн т. Принято инвестиционное решение по проекту «Владивосток-СПГ», в рамках которого будет построен завод мощностью 10 млн т СПГ в год с возможностью дальнейшего расширения до 15 млн т. Первая линия завода будет введена в эксплуатацию в 2018 году. Газпром уже приступил к разработке проектной документации. Проводятся переговоры о заключении долгосрочных контрактов с потенциальными покупателями газа, в том числе с японскими компаниями.

4) Ведется работа по формированию сбалансированной системы налогообложения и таможенного регулирования. В 2011-2012 годах приняты решения о росте НДС на газ для ОАО «Газпром», как собственника объектов Единой системы газоснабжения, при применении понижающего коэффициента для независимых производителей. В 2013 году установлен новый порядок исчисления НДС при добыче

газа с учетом геологических и географических особенностей месторождений и с учетом рыночной конъюнктуры. Введена нулевая ставка НДС для природного газа, закаченного в пласт для поддержания пластового давления, и при добыче природного газа на континентальном шельфе, а также на Ямале (для газа, используемого исключительно для производства сжиженного природного газа). Принят Федеральный Закон «О внесении изменений в Федеральный закон «Об экспорте газа», предусматривающий либерализацию экспорта СПГ.

5) Ведется работа по развитию внутреннего рынка: на внутреннем рынке с 2011 года оптовые цены на газ, поставляемый ОАО «Газпром», осуществляются по формуле цены. Перезапущен процесс постепенной управляемой либерализации внутреннего рынка газа через создание электронной торговой площадки, работающей по биржевым технологиям.

6) Получили развитие контракты крупных потребителей природного газа, в т.ч. в электроэнергетике, с независимыми производителями природного газа, доля которых в добыче выросла за 2008-2012 годы с 17,0% до 25,4%.

К числу **основных проблем** в газовой промышленности относятся:

1) истощение основных газовых месторождений Надым-Пур-Газовского района Тюменской области и, следовательно, необходимость освоения новых центров газодобычи на полуострове Ямал, континентальном шельфе арктических морей, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, большинство из которых имеют высокие издержки по добыче и транспортировке природного газа, что ведет к удорожанию добычи и транспортировки газа;

2) изменение структуры минерально-сырьевой базы газовой промышленности - увеличение в ней доли трудноизвлекаемых (низконапорный газ) и многокомпонентных запасов (жирных газов, отличающихся сложным, комплексным составом с высоким содержанием этана, пропана, бутанов и других углеводородов), а также сероводорода и гелия, что обуславливает необходимость развития газоперерабатывающей и газохимической промышленности в стране;

3) наличие инфраструктурных ограничений в сфере транспортировки природного газа;

4) несовершенство сформированных в стране систем налогообложения и ценообразования, недостаточная либерализация внутреннего рынка газа, недостаточное развитие биржевых механизмов торговли и ценообразования, несбалансированность цен на внутреннем и внешнем рынке;

- 5) сохранение транзитных рисков при экспорте газа в Европу;
- 6) снижение сбыта российского природного газа на европейском рынке из-за спада спроса в ходе кризиса и его медленного восстановления, ужесточения межтопливной конкуренции со стороны угля и ВИЭ, ужесточения конкуренции со стороны других поставщиков как сетевого газа, так и особенно СПГ;
- 7) медленный выход на газовый рынок Китая (незавершенность переговоров по ценовым условиям поставок по восточному и западному маршрутам, а также неопределенность относительно сроков реализации соответствующих проектов) и в целом на рынок АТР, а также на рынок СПГ, что может привести к потере перспективной рыночной ниши;
- 8) высокие издержки у большинства экспортных проектов, ставящих Россию в уязвимое положение в условиях ужесточения конкуренции на мировых рынках;
- 9) сужение перспективной ниши для экспорта российского газа в связи с ростом энергоэффективности в мире, освоением возобновляемых источников энергии и нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья на мировом рынке.

Для достижения стратегических целей развития газовой промышленности необходимо решить следующие **основные задачи**:

- 1) компенсация падения объемов добычи газа на старых месторождениях в Надым-Пур-Тазовском районе Тюменской области (Ямбургское, Уренгойское, Медвежье) за счет ввода новых месторождений как в прилегающих, так и в отдаленных районах с более сложными природно-климатическими и горно-геологическими условиями;
- 2) создание соответствующей газотранспортной инфраструктуры для обеспечения поставок газа на внутренний рынок и диверсификации его экспортных поставок;
- 3) активизация геолого-разведочных работ для обеспечения расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы отрасли в основных газодобывающих районах и на континентальном шельфе Российской Федерации, а также для освоения газовых месторождений регионального и локального значения;
- 4) своевременное обновление оборудования и газотранспортной системы, исключаящее снижение ее пропускной способности, а также дальнейшее строительство региональной магистральной и газораспределительной инфраструктуры;
- 5) развитие газоперерабатывающей и газохимической промышленности с целью большей монетизации природного газа и рационального использования

содержащихся в нем ценных фракций углеводородного сырья и попутного нефтяного газа, создание гелиевой промышленности с соответствующей инфраструктурой;

6) развитие технологий, обеспечивающих значительное снижение издержек производства традиционного газа по всей цепочке создания стоимости – добыча, подготовка, транспорт и его распределение;

7) либерализация газового рынка – развитие независимых производителей природного газа, развитие двусторонних договорных отношений на поставки природного газа между крупными потребителями и независимыми производителями природного газа; установление равных для всех участников правил доступа к инфраструктуре ОАО «Газпром»;

8) развитие биржевых механизмов торговли и превращение их результатов в основной ценовой маркер для внутреннего рынка;

9) формирование сбалансированной системы налогового и таможенного обложения газовой отрасли с привязкой как ставки НДС, так и таможенной пошлины к экспортным ценам (для НДС – возможно, к внутренним биржевым ценам на природный газ после формирования развитого рынка) для сглаживания ценовых шоков для потребителей на внутреннем рынке;

10) строительство новых мощностей по производству СПГ;

11) выход на рынки стран АТР; расширение присутствия на мировых рынках СПГ;

12) адаптация системы взаимоотношений с европейскими потребителями природного газа с учетом как реальных тенденций развития мировых газовых рынков, так и интересов России;

13) снижение издержек в газовой промышленности, в первую очередь при капитальном строительстве, отказ от наименее приоритетных проектов при концентрации ресурсов на наиболее эффективных.

Стратегическое видение развития газовой отрасли предполагает, что:

В области добычи газа:

1) Добыча природного газа возрастет с 651 млрд куб. м в 2010 году до 936 млрд куб. м в 2035 году при постепенном замедлении темпов добычи. Добыча газа будет развиваться как в традиционных газодобывающих районах, основным из которых является Западная Сибирь, так и на европейском севере России, в новых нефтегазовых провинциях Восточной Сибири и Дальнего Востока, а также в Прикаспийском регионе.

2) На фоне спада добычи в Надым-Пур-Тазовском районе (с 531 млрд куб. м в 2010 году до 333 млрд куб. м в 2035 году) растет добыча в Обско-Тазовской губе и Большехетской впадине (в 2,5 раза в 2010-2035 годах). Для поддержания добычи на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, потребуются новые технологические решения и значительные дополнительные средства для достижения высоких коэффициентов газоотдачи. Вводимые в разработку залежи газа в Западной Сибири будут содержать жирный газ и конденсат. Для утилизации и транспортировки такого газа широкое развитие получит газоперерабатывающая промышленность.

3) Планируется рост объемов добычи газа на Ямале (около 220 млрд куб.м в 2035 году), в Восточной Сибири (до 90 млрд куб. м в 2035 году) и на Дальнем Востоке (до 94 млрд куб. м в 2035 году). При освоении газовых месторождений Восточной Сибири, характеризующихся высоким содержанием гелия (от 0,15 до 1 процента), потребуется развитие гелиевой промышленности, в том числе строительство ряда крупных газоперерабатывающих заводов и подземных хранилищ гелиевого концентрата.

4) Планируется формирование Иркутского (на базе Ковыктинского месторождения с перспективой освоения Южно-Ковыктинской лицензионной площади и месторождений севера Иркутской области) и Красноярского центров газодобычи (на базе Собинско-Пайгинского и Юрубчено-Тохомского месторождений с перспективой освоения Оморинского, Куюмбинского, Агалеевского и других месторождений).

5) На Дальнем Востоке резко возрастает значение Якутского центра газодобычи (на базе Чаяндынского месторождения, с перспективой освоения соседних месторождений - Среднеботуобинского, Таас-Юряхского, Верхневиллючанского и других) при стабилизации добычи на Сахалине (реализованные проекты "Сахалин-1" и "Сахалин-2" и перспективные «Сахалин-3» - «Сахалин-6») на уровне около 40 млрд куб. м и начале освоения Западно-Камчатского сектора Тихого океана.

6) Освоение Штокмановского месторождения будет зависеть от конъюнктуры мирового нефтегазового рынка.

7) Освоение мелководного шельфа Карского моря предполагается начать с ввода в разработку месторождений акватории Обской и Тазовской губ в период после 2025 года. Объектами разработки в регионе станут уже открытые месторождения (Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Обское, Чугорьяхинское), освоение которых предусматривается совместно с обустройством сухопутных месторождений (Парусовое, Семаковское и др.).

В области транспорта природного газа дальнейшее развитие получит Единая система газоснабжения путем подключения к ней новых объектов любой формы собственности (в том числе на основе долевого участия) и постепенного и экономически целесообразного расширения в перспективе на Восток России:

1) Протяженность магистральных газопроводов возрастет на 20-22 тыс. км к концу второго этапа (2025 год) и на 30 - 35 тыс. км к концу третьего этапа (2035 год) реализации настоящей Стратегии, в том числе за счет новых экспортных направлений. Будут реконструированы и модернизированы действующие магистральные газопроводы общей протяженностью 20 тыс. км к концу второго этапа и 45 тыс. км - к концу третьего этапа.

2) В области новых экспортных маршрутов приоритетная роль отводится проекту "Южный поток". Российский газ по этому газопроводу будет поступать на рынок стран Центральной и Южной Европы, минуя территории третьих стран.

3) В рамках реализации программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы газоснабжения при соответствующих внешних условиях будет проводиться поэтапное формирование системы газопроводов в этих регионах России для поставок газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, в первую очередь в Республику Корея и Китай. В случае экономической эффективности возможно их соединение с Единой Системой Газоснабжения страны.

4) Наряду с трубопроводной транспортировкой газа в России будут активно развиваться проекты в сфере производства и транспортировки сжиженного природного газа, в первую очередь для усиления экспортных позиций Российской Федерации на внешнем рынке. В целом, объем экспорта СПГ из России к концу первого периода может составить 30 млн т, а к концу третьего периода – достичь 100 млн т.

В области развития внутреннего энергетического рынка:

1) Потребление природного газа возрастет с 459 млрд куб. м в 2010 году до 586 млрд куб. м в 2035 году (на 28% к концу прогнозного периода).

2) Развитие рынка газа в Российской Федерации будет строиться на базе предоставления всем газодобывающим компаниям равных условий хозяйствования, что потребует обеспечения равного доступа субъектов рынка к газотранспортным системам разного уровня и равных тарифов на услуги по транспортировке газа.

3) Будет осуществляться поэтапный переход к применению рыночных принципов ценообразования на газ за счет расширения нерегулируемого сегмента рынка.

4) В перспективе будет обеспечена равная доходность поставок газа на внутренний рынок и на экспорт при защите внутренних потребителей от ценовых шоков за счет гибкой ставки таможенной пошлины. При этом на всех этапах Стратегии должна быть обеспечена безубыточность поставок природного газа на внутренний рынок.

5) Будет развиваться биржевая торговля природным газом.

6) Продолжится газификация городских и сельских населенных пунктов, а также расширение использования природного газа в качестве моторного топлива.

7) Будет создана широкая сеть максимально приближенных к потребителям подземных хранилищ газа, объемы которых будут соответствовать сезонной и суточной неравномерности потребления газа.

В области экспорта природного газа:

1) Экспорт газа, осуществляемый как на основе долгосрочных контрактов, так и в рамках спотовой торговли, позволит нарастить необходимый объем поставок из России на европейский рынок при кратном увеличении поставок в восточном направлении (Китай, Япония, Республика Корея, Индия и др.). Общий экспорт природного газа возрастет с 223 млрд куб. м в 2010 году до 360 млрд куб. м в 2035 году. В целом, доля восточного направления в экспорте природного газа растет с 6% до 32,5%, а доля экспорта СПГ – с 6% до 30%. Иными словами, ожидается значительная диверсификация экспорта, как с точки зрения рынков сбыта, так и способов транспортировки. Вместе с тем, европейский рынок сетевого газа продолжит формировать около 50% российского экспорта в 2035 году.

2) В зависимости от экономической конъюнктуры внешних рынков газа и состояния топливно-энергетического баланса России будет осуществляться импорт газа из государств Центральной Азии.

Вместе с тем, необходимо отметить, что слабым местом российской индустрии СПГ станет высокая себестоимость добычи газа в основных регионах (Ямал, шельф Баренцева моря, Сахалин, Якутия), которая существенно превышает себестоимость добычи в Катаре, Австралии и других странах-экспортерах СПГ. Кроме того, при экспорте СПГ с Ямала будут выше и транспортные затраты, поскольку глубины моря ограничивают размеры танкеров-метановозов. Для обеспечения конкурентных преимуществ России перед другими странами и газовыми компаниями потребуется создание принципиально новых технологий дальнего транспорта природного газа.

Переработка природного газа в настоящее время в России является частью процесса функционирования добычи и транспортировки газа, обеспечивая, в частности,

возможность подачи «сухого» (отбензиненного) газа в газопроводы и осуществляется в основном с целью извлечения вредных примесей. В результате безвозвратно теряется огромное количество содержащихся в газе полезных компонентов (таких как этан, пропан и бутан). Поэтому стратегической задачей развития газовой отрасли является практически полная переработка добываемого в стране природного и попутного газа с формированием в технологической платформе «Глубокая переработка углеводородной базы» отдельного направления «Глубокая переработка газа», включающего метановую химию и этановую химию и объединяющего технологические процессы и разработки по этому вопросу.

Решение этой задачи (ориентировочно к концу третьего этапа реализации настоящей Стратегии) обеспечит и достижение стратегической цели – превращения газового комплекса России из сырьевого комплекса в отрасль с широким спектром производимой продукции через развитие газоперерабатывающих и газохимических производств.

Строительство новых газоперерабатывающих и газохимических комплексов в Западной и Восточной Сибири для обеспечения комплексной переработки базовых месторождений углеводородного сырья и производства продукции с высокой добавленной стоимостью (с производством традиционной продукции метановой и этановой химии) провозглашалось стратегической задачей уже в ЭС-2030. Настоящая Стратегия ставит целью дополнить это направление предприятиями газохимии небольших мощностей, ориентированными непосредственно на районы газо- и нефтедобычи. Внедрение принципиально новых высокотехнологичных газохимических процессов в районах добычи (как на Востоке России, так и в Западной Сибири и Прикаспии) откроет перед отечественной газовой отраслью новые перспективы и сыграет огромную роль в экономическом развитии России.

С учетом высоких затрат на добычу, подготовку и транспорт газа на большие расстояния и насущной необходимости развития его переработки, инновационное перевооружение газовой отрасли России становится единственной возможностью сохранения ее роли и конкурентоспособности на мировых рынках. Основными **направлениями инновационного развития** газовой промышленности будут следующие:

- 1) разработка и применение для сооружения объектов длительной эксплуатации в условиях Ямала и Арктики решений повышенной надежности, сохраняющих несущую способность мерзлоты и температурный режим работы сооружений на весь период эксплуатации;

- 2) проведение фундаментальных и прикладных исследований в области геокриологии, поскольку процессы, протекающие в многолетнемерзлых грунтах при их естественном развитии, чрезвычайно сложны, до конца не изучены и поэтому являются плохо прогнозируемыми;
- 3) проведение фундаментальных и прикладных исследований рисков освоения Арктики, связанные с глобальным потеплением климата, в частности, для вечно мерзлотных территорий Ямала и Гыданского полуострова;
- 4) освоение и внедрение специализированного подводного оборудования для успешного освоения шельфовых месторождений, особенно в акваториях арктических морей, характеризующихся сложными и тяжелыми ледовыми условиями;
- 5) создание новых технологий и технических решений для эффективного извлечения сеноманского газа;
- 6) освоение в России производства широкой гаммы современных технических средств для разработки нефтегазовых ресурсов шельфа (исходя из многообразия климатических, гидрологических и ледовых условий шельфа), включая морские буровые установки различного типа (СПБУ, ППБУ, МЛБУ, буровые суда и т.д.), добывающие технологические платформы (стационарные ледостойкие, судового типа, а также типа SPAR, TLP и т.д.), суда-газовозы;
- 7) налаживание в России строительства современных объектов береговой инфраструктуры, включая специализированные порты с отгрузочными терминалами для транспортировки СПГ и для обслуживания судов обеспечения, базы ремонта технологического оборудования, в том числе оборудования подводных комплексов;
- 8) освоение комплекса технологий для разработки залежей ачимовского нефтегазоносного комплекса Надым-Пур-Тазовского района, отличающихся сложным геологическим строением и аномально высоким пластовым давлением (более 600 атмосфер);
- 9) разработка и освоение комплекса технологий для разработки залежей жирных сероводородсодержащих газов Прикаспийского бассейна, залегающих под мощной толщей соленосных отложений и характеризующихся сложным геологическим строением;
- 10) освоение комплекса технологий и высокоэффективных модульных установок для разработки значительных трудноизвлекаемых запасов низконапорного газа и др.;

11) освоение современных нефтегазохимических технологий и процессов, обеспечивающих получение из природного и попутного нефтяного газа жидкого топлива и эффективную конверсию метана в низшие олефины (этилен, пропилен и бутилены), которые являются исходным сырьем практически всех известных промышленных полимеров и химикатов;

12) разработка более простых и эффективных отечественных технологий конверсии природного газа, рассчитанных на эксплуатацию в условиях российских промыслов (создание малогабаритных реакторов и высокоэффективных катализаторов для конверсии синтез-газа в метанол, синтетическую нефть, ДМЭ, бензин, ароматические углеводороды).

Энергосбережение в газовой промышленности будет осуществляться по следующим основным направлениям:

1) в добыче газа – снижение расхода газа на технологические нужды, оптимизация режима работы технологических объектов, совершенствование контроля и учета газа, а также повышение газоотдачи пластов;

2) в транспортировке газа – реконструкция газотранспортных объектов и системная организация технологических режимов работы магистральных газопроводов, сокращение потерь газа, внедрение автоматизированных систем управления и телемеханики, улучшение технического состояния газоперекачивающих агрегатов, внедрение высокоэффективных газотурбинных приводов для газоперекачивающих агрегатов с высоким коэффициентом полезного действия, а также расширение использования газоперекачивающих агрегатов с регулируемым электроприводом;

3) в переработке газа – повышение степени утилизации тепла технологических потоков, повышение коэффициента полезного действия тепловых агрегатов на газовом топливе, а также оптимизация и автоматизация технологических процессов;

4) в подземном хранении газа – оптимизация буферного объема газа, снижение пластовых потерь газа и использование в качестве буферного объема непромышленных газов (азота, дымовых газов и других).

Для развития газовой промышленности предполагается принять следующие **меры** государственной энергетической политики:

1) обеспечить внедрение установленного Федеральным закон от 30.09.2013 №263-ФЗ нового порядка расчета НДПИ на природный газ с учётом особенностей его добычи, глубины залегания залежи, геологических и географических особенностей месторождений, а также ценовой конъюнктуры на мировом и внутреннем рынках сбыта;

- 2) обеспечить сохранение действующих льгот по НДС при добыче нефти и природного газа на шельфе Арктических морей и на Ямале и тарифно-таможенного регулирования экспорта СПГ из указанных районов;
- 3) разработать прозрачные критерии отнесения месторождений полезных ископаемых к стратегическим и уточнить их перечень применительно к месторождениям природного газа с исключением из него месторождений, не соответствующим указанным критериям;
- 4) обеспечить налоговое стимулирование добычи низконапорного газа старых месторождений;
- 5) создать информационные и организационные предпосылки для перехода к рентной системе налогообложения, а после формирования таких условий – осуществить указанный переход;
- 6) продолжить и расширить биржевую торговлю природным газом в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации № 323 от 16 апреля 2012 года с дальнейшим наращиванием объемов торговли и последующим переходом к использованию их биржевых цен в основном ценовом маркере для внутреннего рынка, а также обеспечить обязательное резервирование мощностей транспортных систем для функционирования биржевой торговли природным газом;
- 7) разработать и реализовать комплекс мер по стимулированию использования газомоторного топлива;
- 8) завершить разделение естественно-монопольных видов деятельности от конкурентных в системе ОАО «Газпром»;
- 9) обеспечить своевременное обновление оборудования и труб газотранспортной системы, исключающее снижение ее пропускной способности, а также дальнейшее строительство региональной магистральной и газораспределительной инфраструктуры;
- 10) обеспечить развитие системы долгосрочных контрактов на поставку природного газа с повышением их гибкости;
- 11) продолжить либерализацию режима экспорта СПГ;
- 12) адаптировать политику России и ОАО «Газпром» на европейском газовом рынке к новым тенденциям развития рынка и трансформации регулирования (имплементация Третьего энергетического пакета, ожидаемое введение Целевой модели рынка природного газа);

13) обеспечить завершение переговоров с Китаем по вопросам условий поставок природного газа по восточному и западному маршрутам и реализовать соответствующие инвестиционные проекты;

14) обеспечить расширение долевого участия российских компаний в собственности и управлении транзитной энергетической инфраструктурой и дипломатическую поддержку действий российских компаний по защите уже существующих инвестиций;

15) обеспечить интенсификацию энергодиалога с ключевыми потребителями энергетических ресурсов (в первую очередь с Европейским Союзом и Китаем) и координацию внешней энергетической политики России с перспективными планами и энергетическими стратегиями других участников рынка.

На первом этапе реализации ЭС-2035 российская газовая промышленность обеспечит внутренние потребности российской экономики и экспорт природного газа главным образом за счет эксплуатации действующих и ввода новых месторождений Надым-Пур-Тазовского района и начала разработки новых газовых месторождений полуострова Ямал, Восточной Сибири и Дальнего Востока. Планируется завершение ряда важнейших инфраструктурных проектов международного и национального значения, в том числе создание газотранспортной системы по направлению Ямал-Ухта-Торжок, строительство газопроводов «Южный поток» и «Сила Сибири». Дальнейшее развитие системы подземного хранения газа позволит создать оперативные резервы газа в главных регионах его потребления с целью минимизации рисков топливоснабжения в пиковые периоды спроса. Увеличение производства сжиженного природного газа за счет строительства новых мощностей на острове Сахалин, полуострове Ямал, в Приморском крае и других регионах) позволит диверсифицировать экспортные поставки российского СПГ в страны АТР и другие регионы мира. Для обеспечения комплексной переработки углеводородного сырья и производства продукции с высокой добавленной стоимостью будет осуществляться строительство новых газоперерабатывающих и газохимических комплексов в Западной и Восточной Сибири. Будут созданы основы внутреннего рынка природного газа. Более 30% объема добычи газа в стране будут обеспечиваться независимыми производителями газа. Получит развитие биржевая торговля природным газом. Система взаимоотношений с европейскими потребителями будет адаптирована к современным тенденциям развития газового рынка с учетом интересов России.

На втором этапе реализации настоящей Стратегии продолжится изменение географии добычи и экспорта газа. Новые районы добычи газа (полуостров Ямал,

континентальный шельф арктических морей, Восточная Сибирь и Дальний Восток) будут обеспечивать более 1/3 объема добычи газа в стране. Также будет решена стратегическая задача диверсификации направлений и товарной номенклатуры экспорта российского газа за счет развития восточного экспортного направления, строительства новых терминалов по производству СПГ, развития газохимии. Будет завершено формирование внутреннего рынка природного газа.

На третьем этапе реализации ЭС-2035 российская газовая промышленность будет развиваться в изменившихся условиях внутреннего и внешнего спроса на газ, обусловленных переходом мировой экономики и энергетики на новый технологический уровень, характеризующийся высокой энергоэффективностью и расширенным использованием неуглеводородных источников энергии. В этих условиях развитие российской газовой промышленности будет направлено на расширение сферы использования газа в экономике не только как энергоносителя, но и как ценного химического продукта. Широкое развитие получат высокотехнологичная газохимия и производство синтетического жидкого топлива на основе газа.

Продолжаются работы по газификации регионов Российской Федерации, продолжатся работы по расширению восточной газотранспортной системы с возможным в случае экономической эффективности ее подключением к Единой Системе Газоснабжения. Будут созданы технологические предпосылки для добычи и промышленного использования газогидратов и других нетрадиционных ресурсов газа, для принципиально новых способов дальнего транспорта природного газа, в том числе морской транспортировки в сжатом и газогидратном состоянии. Для освоения отдаленных от транспортных коммуникаций и относительно «мелких» месторождений Баренцево-Карского нефтегазоносного бассейна потребуются создание плавучих заводов СПГ и газозовов ледового класса, а также морских комплексов для добычи природного газа и переработки его в метанол или СЖТ. Российская трубопроводная инфраструктура станет составной частью энергомоста между Европой и Азией, а Россия – ключевым центром по ее управлению.

6.6 Глубокая переработка углеводородного сырья (нефтегазохимия)

Развитие нефтегазохимии является важнейшей задачей ресурсно-инновационного развития, обеспечивающей повышение добавленной стоимости, создаваемой в ТЭК и смежных отраслях, насыщение внутреннего рынка высококачественными продуктами

переработки углеводородов, продуктовую диверсификацию экспорта. Ее развитие также стимулирует взаимосвязь развития ТЭК с другими отраслями промышленности (химической, строительных материалов и т.п.) и применение отечественных технологий.

Стратегическими целями развития глубокой переработки углеводородного сырья являются:

- 1) повышение качества жизни населения за счёт увеличения потребления нефтегазохимической продукции (до уровня промышленно развитых стран);
- 2) увеличение объёмов переработки углеводородного сырья в нефтегазохимическую продукцию, диверсификация его структуры и рост эффективности использования;
- 3) рост уровня конкурентоспособности производственного потенциала отрасли за счёт создания отраслевых нефтегазохимических кластеров;
- 4) переход от экспортно-сырьевой модели развития нефтегазохимической отрасли к ресурсно-инновационной, предполагающей увеличение производства и экспорта продукции высокого передела.

Указанные стратегические цели ориентированы на эффективное развитие нефтегазохимической отрасли России, которое обеспечивает достижение высокого уровня конкурентоспособности производств через синхронизацию добычи, поставки и переработки сырья при стимулировании внутреннего спроса на нефтегазохимическую продукцию с высокой добавленной стоимостью.

Современное состояние нефтегазохимии **характеризуется следующим.**

По имеющимся оценкам, в настоящее время в передовых технически развитых странах на нефтегазохимию приходится 8-10% внутреннего потребления нефти и свыше 5% газа. Иная ситуация в современной России, где за последнее время объёмы производства многих видов нефтегазохимической продукции уменьшились, технический уровень снизился, отставание стало угрожающе расти не только от ведущих стран (США, Япония, западноевропейские страны), но и от развивающихся стран (Китай, Южная Корея, Бразилия, Саудовская Аравия и др.). Так, в 2008 году на производство всей нетопливной продукции было направлено 3,4 млн. т нефти, что составило всего 1,4% от объёма первичной переработки нефти в стране, и 20 млрд. куб. м газа (4,3% от объёма его внутреннего потребления).

В результате удельное потребление нефтегазохимической продукции на душу населения в России существенно отстаёт не только от развитых стран, но и от среднемирового уровня. Это обусловлено, прежде всего, недостаточным уровнем

развития традиционных отраслей-потребителей нефтехимической продукции (строительство, ЖКХ, автомобилестроение, приборостроение, электроника и электротехника, упаковка и др.). Кроме того, уровень потребления нефтехимической продукции в данных отраслях низкий в связи с использованием продуктов-заменителей нефтегазохимической продукции (металла, бетона, дерева, стекла, натуральных волокон, натуральной кожи и др.). Низкий уровень использования нефтехимической продукции в отдельных отраслях-потребителях приводит к тому, что доля нефтегазохимической отрасли в российской промышленности составляет всего 2%, что ниже уровня лидирующих стран мира.

В 2011 году началась активная стадия реализации инвестиционных нефтегазохимических проектов. Были введены в эксплуатацию мощности по производству пропилена – 180 тыс. тонн в год в ООО «Полиом» (ЗАО ГК «Титан») (2013 год), полистирола – 100 тыс. тонн в год в ЗАО «СИБУР-Химпром», г. Пермь (2012 год), АБС-пластиков – 60 тыс. тонн в год в ОАО «Нижнекамнефтехим» (2012 год), полиэтилентерефталата – 220 тыс. тонн в год в ООО «Алко-Нафта» (2012 год), г. Калининград, пропилена – 510 тыс. тонн в год и полипропилена 500 тыс. тонн в год в ОАО «Тобольск-Полимер» (2013 год). В настоящее время осуществляется строительство установки поливинилхлорида мощностью 330 тыс. тонн в год в г. Кстово (РусВинил – СП ЗАО «СИБУР Холдинг» и Солвин) и ШФЛУ-провода от Пуровска до ООО «Тобольск-Нефтехим».

Товарная номенклатура экспорта нефтегазохимического комплекса России представлена, главным образом, продукцией низкой и средней степени технологического передела. В отличие от экспорта номенклатура российского импорта представлена продукцией высоких переделов.

В то же время в России существует избыток нефтегазохимического сырья, который до 2035 года продолжит расти, а также потенциал значительного увеличения спроса на нефтегазохимическую продукцию, сырьём для которой служит продукция пиролизом.

Существующие российские производства конкурентоспособны как на внутреннем рынке, так и на ключевых экспортных рынках – в Европе и Северо-Восточной Азии – даже с учётом затрат на транспортировку до этих рынков главным образом за счёт:

- 1) низкой стоимости сырья, которая обуславливается, во-первых, тем, что при транспортировке СУГ на экспорт железнодорожные тарифы выше, чем для внутренних потребителей (более 100 долларов США на тонну нефти / СУГ из центрально-

европейской части Российской Федерации), а во-вторых, существующими экспортными пошлинами на СУГ;

2) низкого уровня операционных затрат, в основном, расходов на газ, по сравнению со странами Европы и Северо-Восточной Азии.

В развитие основных положений ЭС-2030 Министерством энергетики страны разработан и утверждён План развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года (План-2030). План-2030 определяет основные стратегические цели, а также направления, механизмы и инструменты их достижения на базе реализации крупных инвестиционных проектов по переработке лёгкого углеводородного сырья (этан, сжиженные углеводородные газы, нефтя) в крупнотоннажную продукцию нефтегазохимии, входящую в компетенцию Минэнерго России – пластмассы, каучуки и продукцию органического синтеза.

При рассмотрении перспектив развития нефтегазохимической промышленности необходимо учитывать следующие тенденции:

1) создаются новые технологии, нередко имеющие в своей основе не только прикладные, но зачастую и фундаментальные научно-технические разработки (создание синтетических материалов с заранее заданными свойствами; активизация разработки технологий по прямому превращению углеводородов в нефтехимикаты, минуя стадии производства промежуточных продуктов; разработка новых катализаторов и каталитических систем; использование достижений биотехнологии, нанотехнологий, в том числе, для производства нового поколения катализаторов, реакторных покрытий и др.);

2) развиваются производства и технологии, основанные на переработке природного газа, а не на производных нефти. Современные газохимические технологии – это сложные многостадийные энергоёмкие процессы, требующие огромных капиталовложений, что вынуждает производителей для снижения издержек производства стремиться к повышению мощности предприятий. В российских газодобывающих регионах со сложными климатическими условиями и неразвитой инфраструктурой рентабельная эксплуатация предприятий такого масштаба и такой степени сложности практически невозможна;

3) происходят структурные преобразования традиционных нефтегазохимических регионов – США и Европы, где наблюдается переход с крупнотоннажной нефтехимии на производство малотоннажной продукции и продукции специальной химии с высокой инновационной составляющей. Традиционные

нефтегазохимические рынки становятся интересны для новых конкурентоспособных производителей крупнотоннажной продукции, способных потеснить местных игроков (Саудовской Аравии, Ирану и др.). Однако потенциал роста спроса на этих рынках незначительный;

4) рынки традиционной продукции газохимии, особенно такой как аммиак, карбамид, метанол и др., хотя и развиваются достаточно высокими темпами, но, тем не менее, имеют свои пределы. Кроме того, конкуренция на этих рынках очень велика, тем более что активно развивается использование новых и нетрадиционных ресурсов для производства такой продукции.

К числу **основных проблем** в указанной сфере относятся:

1) избыток нефтегазохимического сырья (СУГ, нефтя, этан) и высокий потенциал роста спроса на нефтегазохимическую продукцию при явном дефиците мощностей для производства базовых мономеров этилена и пропилена – пиролизом. Дефицит мощностей по производству базовых мономеров, в частности этилена, является барьером для дальнейшего развития производств полимеров, осуществления политики импортозамещения и увеличения экспорта продукции с высокой добавленной стоимостью;

2) технологическая отсталость, высокий износ основных фондов и объектов инфраструктуры, а также предельный уровень загрузки мощностей по базовым видам нефтегазохимической продукции;

3) недостаточная эффективность инвестиционного процесса: низкий объем инвестиций, высокая капиталоемкость, превышающая затраты в ЕС в 1,2-1,6 раза, ограниченная доступность дешёвых кредитных ресурсов на продолжительный срок;

4) неразвитость внутреннего рынка нефтегазохимической продукции;

5) несовершенство нормативно-правовой базы в сфере технического регулирования нефтегазохимических производств;

6) инфраструктурные ограничения, прежде всего, по транспортировке нефтегазохимического сырья;

7) ограниченные возможности экспорта дополнительных объёмов нефтегазохимического сырья на сопредельные рынки.

В перспективе существует также ряд специфических рисков, связанных с развитием газохимии:

1) несбалансированность объёмов сырья с потребностями нефтегазохимических производств, а также несбалансированное развитие обеспечивающей инфраструктуры для кластеров и производственных мощностей;

2) нескоординированность проектов развития сырьевой базы и основных переделов производства;

3) отсутствие комплексной долгосрочной экспортной политики по всей цепочке от углеводородного сырья до конечной нефтегазохимической продукции;

4) техногенные и экологические риски из-за недостаточного качества инвестиционных проектов;

5) усиление конкуренции на мировом рынке в результате увеличения поставок нефтегазохимической продукции из стран Ближнего Востока, а также усиление конкуренции со странами СНГ на российском рынке.

Реализация поставленных целей предопределяет концентрацию усилий государства и бизнеса на решение **следующих задач**:

1) эффективное использование сырья через оптимизацию переработки различных его видов и максимизацию народнохозяйственного эффекта;

2) развитие инфраструктуры для обеспечения сырьём нефтегазохимических предприятий и минимизации транспортных затрат, в основном за счёт развития трубопроводных систем;

3) создание конкурентоспособных производств глубокой переработки углеводородного сырья через оптимизацию капитальных и операционных затрат, а также использование эффекта масштаба и применение передовых технологий;

4) развитие спроса на продукцию отечественных предприятий как через стимулирование внутреннего спроса на базе создания малых и средних предприятий по переработке нефтегазохимической продукции (пластмасс, каучуков) в изделия для различных областей промышленности (трубы, плёнки, комплектующие и т.д.), так и через поддержку экспорта.

Важнейшей задачей государственной научно-технической политики является создание в России совместными усилиями государства и нефтегазовых компаний принципиально новых малотоннажных нефтегазохимических технологий, ориентированных на комплексную переработку природных и попутных газов непосредственно в районах газо- и нефтедобычи. Это может открыть перед отечественной газовой отраслью новые перспективы, так как газохимия, особенно газохимия небольших мощностей, ориентированная на комплексную переработку природных и попутных газов,

фактически только вступает в пору своей технологической зрелости. Для этого необходимы более простые и эффективные отечественные технологии конверсии природного газа, рассчитанные на эксплуатацию в условиях российских промыслов, которые создаются многими коллективами отечественных разработчиков.

Кроме того, приоритетным направлением НИОКР в государственных программах финансирования является создание оборудования и технологий переработки сверхвязкой и сланцевой нефти.

Одновременно для насыщения внутреннего рынка и диверсификации экспорта России нужны и уже освоенные в мировой практике нефтегазохимические технологии и процессы, которые, по тем или иным причинам, пока не нашли широкого применения на отечественных предприятиях. Важнейшими из них являются:

1) технологии и процессы, связанные с получением из природного и попутного нефтяного газа жидкого топлива: процесс «газ в жидкость» (GTL), технологии получения диметилового эфира (ДМЭ);

2) технологии и процессы, обеспечивающие эффективную конверсию метана в низшие олефины – этилен (C_2H_4), пропилен (C_3H_6) и бутилены (C_4H_8), которые являются исходным сырьём практически всех известных промышленных полимеров и химикатов.

Подобные технологии крупнотоннажного производства синтетического жидкого топлива и нефтехимического сырья особенно нужны при разработке отдалённых от рынков сбыта месторождений, либо месторождений на поздних стадиях разработки. Это, прежде всего, такие регионы, как север Западной Сибири (для утилизации низконапорного газа Надым-Пур-Тазовского района, газа ачимовских отложений и Ямала), Восток России и Прикаспий.

При условии реализации указанных задач глубокая переработка углеводородного сырья сможет полностью удовлетворить внутренние потребности России в продукции нефтегазохимии на протяжении всего периода до 2035 года. Масштабное освоение в России производства моторного топлива из природного и попутного нефтяного газа может стать реальной альтернативой мероприятиям по производству биотоплива (биоэтанола и биодизеля).

На базе успешного сочетания новых и уже освоенных технологий в России в ближайшие десятилетия возможно формирование целого ряда нефтегазохимических кластеров. В частности, в период до 2035 года развитие мощностей отечественной нефтегазохимии будет осуществляться, прежде всего, в рамках шести кластеров:

Волжского, Западно-Сибирского, Каспийского, Восточно-Сибирского, Дальневосточного и Северо-Западного, которые размещены вблизи источников сырья и рынков сбыта. Основу каждого из таких кластеров будут составлять базовые крупнотоннажные нефтегазоперерабатывающие и нефтегазохимические производства, а периферию – ряд крупных, средних и мелких предприятий по производству отдельных видов готовой продукции и/или полуфабрикатов более высокого уровня передела.

При реализации всех проектов, заявленных в рамках развития этих кластеров, российская нефтегазохимическая отрасль уже к 2035 году сделает качественный скачок вперёд. В частности, среднедушевое потребление крупнотоннажных пластмасс существенно превысит текущие среднеевропейские показатели и составит более 100 кг на человека (2010 год – 30,9 кг/чел.).

Благодаря вводу новых современных мощностей Россия может утроить свою долю в мировом производстве мономеров. В абсолютном выражении объёмы производства этилена в России увеличатся с 2,4 млн. т в 2010 году до 16 млн. т в 2030 году. Более 50% всего лёгкого углеводородного сырья к 2030 году будет направлено на глубокую переработку, в дальнейшие нефтегазохимические переделы (31,2% в 2010 году). К 2030 году прогнозируется увеличение, по сравнению с 2010 годом, мощностей по производству крупнотоннажных пластмасс в 5,7 раза, синтетических каучуков – в 1,2 раза, полиэтилена – в 6,9 раза, полипропилена – в 8,5 раз, поливинилхлорида (ПВХ) – в 3,7 раза, полистирола – в 1,1 раза, акрилонитрилбутадиенстирола (АБС-пластика) – в 3,6 раза, полиэтилентерефталата (ПЭТФ) – в 5,1 раза.

Соответствующее развитие получит и потребление основной продукции нефтегазохимии. Так, развитие спроса на крупнотоннажные пластмассы в перспективе будет определяться в результате взаимодействия двух тенденций:

1) развитие отраслей-потребителей этой продукции (автомобильная промышленность, жилищное и дорожное строительство, тара и упаковка, электротехника, электроника, авиастроение и др.);

2) качественные изменения внутри потребляющих отраслей: использование полимерных труб вместо металлических, применение полимерных теплоизоляционных материалов вместо изоляционной ваты, потребление полимеров в упаковке вместо стеклотары, широкое использование современных отделочных материалов в строительстве (сайдинг, вагонка, плинтуса, оконные профили и т.д.).

Тем не менее, согласно прогнозам, сделанным в Плане-2030, по отдельным видам базовых полимеров в России будет сохраняться дефицит даже с учётом реализации

заявленных компаниями инвестиционных проектов. В частности, такая ситуация может сложиться для ПВХ, полистирола и АБС-пластиков, поликарбонатов, полиамида -6 и полиуретанов, а также этилен – пропиленовых каучуков (СКЭПТ). В этой связи при реализации ЭС-2035 потребуется дополнительное расширение или создание новых мощностей по указанным продуктам для максимальной реализации потенциала импортозамещения на отечественном рынке.

Одной из стратегических общегосударственных целей, связанных с развитием в России нефтегазохимической промышленности, является и интенсивное вовлечение в переработку первичного газохимического сырья. Реализация этой задачи предусматривается и Восточной газовой программой. Поскольку газовые ресурсы Востока России имеют сложный компонентный состав (высокое содержание этана, пропана, бутана, других углеводородов, а также гелия) и отличаются наличием нефтяных оторочек и большого конденсатного фактора, Восточной газовой программой намечено формирование в регионе ряда крупных газоперерабатывающих комплексов и газохимических производств экспортной направленности.

Свою Стратегию развития газохимического и газоперерабатывающего комплексов имеют ОАО «Газпром» и ЗАО «СИБУР Холдинг». В завершающей стадии находится строительство газохимического комплекса в Новом Уренгое (ОАО «Газпром»). Ведётся разработка обоснования инвестиций в развитие Оренбургского газохимического комплекса до 2030 года (ОАО «Газпром»). Завершается разработка обоснования инвестиций в создание газоперерабатывающих (ОАО «Газпром») и газохимических (ЗАО «СИБУР Холдинг») комплексов в г. Череповец Вологодской области на базе ценных компонентов газа валанжинских и ачимовских залежей Надым-Пур-Тазовского района ЯНАО (проект «ТрансВалГаз»), а также в г. Белогорске Амурской области на базе Чаяндинского и Ковыктинского месторождений Якутского и Иркутского центров газодобычи (проекты «Белогорский ГПЗ» и «Белогорский ГХК»).

Одним из ключевых факторов успешного развития формирующихся нефтегазохимических кластеров станет создание необходимой транспортной инфраструктуры (газо-, нефте- и продуктопроводов, а также увеличение пропускной способности железнодорожной сети) для транспортировки нефтегазохимического сырья и готовой продукции.

В частности, для более полного и эффективного освоения нефтегазохимического сырья Западной Сибири (повышения глубины его переработки и вовлечения в

переработку этана) компаниями прорабатывается целый ряд проектов развития продуктопроводной инфраструктуры. Для транспортировки ШФЛУ:

- 1) продуктопровод Пурпе – Южный Балык – Тобольск (ЗАО «СИБУР Холдинг») (в стадии строительства с завершением в 1 квартале 2015 года);
- 2) ШФЛУ-провод Ямал-Поволжье (ОАО «Ямал-Поволжье»).

Для транспортировки целевых компонентов в составе «жирного газа» валанжинских и ачимовских горизонтов с возможным использованием системы газопроводов ОАО «Газпром»:

- 1) проект «ТрансВалГаз» (ОАО «Газпром», ЗАО «СИБУР Холдинг»);
- 2) проект транспорта «жирного газа» от региона Нового Уренгоя в Поволжье (ОАО «Татнефтехиминвест-холдинг»).

Одними из первых шагов в части увеличения пропускной способности железнодорожной сети будет являться развитие Свердловской железной дороги, в частности, реализация проекта Урал-Промышленный – Урал-Полярный.

Для успешного развития нефтегазохимической отрасли в России необходимы следующие **меры** государственной энергетической политики:

- 1) государственная поддержка приоритетных проектов развития трубопроводного транспорта сырья для нефтегазохимии;
- 2) поддержание экономических обоснованных тарифов на перевозку продукции нефтегазохимии железнодорожным транспортом, обеспечивающих конкурентоспособность российской продукции на экспортных рынках и наращивание внутреннего потребления;
- 3) совершенствование технического регулирования строительства и эксплуатации нефтегазохимических производств;
- 4) стимулирование потребления готовой продукции нефтегазохимии на внутреннем рынке России;
- 5) включение приоритетных направлений НИОКР в нефтегазохимической отрасли в государственные программы финансирования;
- 6) предоставление налоговых льгот для компаний, осуществляющих НИОКР в рамках приоритетных направлений в нефтегазохимической отрасли;
- 7) формирование в технологической платформе «Глубокая переработка углеводородной базы» отдельного направления «Глубокая переработка газа», включающего метановую химию и этановую химию и объединяющего технологические процессы и разработки по этому вопросу;

8) модернизация государственных образовательных учреждений с целью обеспечения отрасли требуемым количеством квалифицированных специалистов со знанием современных технологий и достижений.

6.7 Угольная промышленность

Стратегическими целями развития угольной промышленности являются:

- 1) надежное и эффективное удовлетворение внутреннего спроса на высококачественное твердое топливо и продукты его переработки;
- 2) сохранение и укрепление позиций на традиционных внешних рынках угля и выход на новые рынки;
- 3) обеспечение конкурентоспособности угольной продукции в условиях насыщенности внутреннего и внешнего рынков взаимозаменяемыми энергоресурсами и альтернативными поставщиками;
- 4) повышение уровня безопасности добычи угля и снижение их воздействия на окружающую среду.

Ход реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года в указанной сфере **характеризуется следующим.**

1) Добыча угля в России в период 2008 - 2012 годах увеличилась на 8% и достигла исторического максимума в постсоветский период (354,6 млн т). Весь прирост добычи был обеспечен за счет роста прогрессивного открытого способа добычи. Ежегодный ввод производственных мощностей поддерживался на уровне 20 млн т, выбытие находилось на уровне 6 млн т в год.

2) Росла переработка угля, вводились новые обогатительные фабрики и установки (в 2012 году их суммарная производственная мощность превысила 200 млн. т). Возрос объем переработки угля на обогатительных фабриках с 110,4 млн. тонн (34% добычи) до 139,5 млн. тонн (39%).

3) Осуществлялось техническое перевооружение отрасли. Производительность труда рабочего по добыче увеличилась на 19% (оставаясь значительно ниже уровня развитых стран), уровень производственного травматизма устойчиво снижался (0,15 случая смертельного травматизма на 1 млн т добычи угля в 2012 году), но остается выше, чем в развитых угледобывающих странах.

4) Инвестиционная активность в отрасли в период 2008-2012гг. выросла более чем в 2 раза. Началось промышленное освоение Эльгинского месторождения, построена

железная дорога, связывающая его с БАМом. Началась подготовка к освоению Элегестского месторождения Улуг-Хемского угольного бассейна, в т. ч. строительство железной дороги до Транссиба. Продолжалось развитие Инаглинского и Денисовского угольных комплексов в южной части Якутии.

5) Экспорт угля увеличился с 101,1 млн т в 2008 году до 126,9 млн т в 2012 году (в 1,3 раза). Осуществлен масштабный выход на рынки стран АТР, особенно на рынок Китая. Развивались и портовые мощности для экспорта угля (Ванино, Посъет, Усть-Луга, Тамань и др.).

6) Принят ряд нормативно-правовых актов, касающихся вопросов государственного управления угольной промышленностью в части обязательного проведения дегазации на угольных шахтах, повышения мер административной ответственности за нарушения требований безопасности.

7) В сфере налогообложения угольной отрасли вместе с введением гибкой ставки НДС, учитывающая также нормы безопасности, установлены правила определения коэффициентов-дефляторов к ставке НДС по каждому виду угля (антрацит, коксующийся, бурый, прочий).

К числу **основных проблем** (вызовов) в угольной промышленности относятся следующие:

1) Продолжает снижаться потенциал угольных бассейнов в Европейской части и на Урале, с концентрацией добычи угля в Кузбассе, приближающегося к пределу роста своих производственных и экологических возможностей. Недостаточность инвестиционных ресурсов снижает темпы освоения новых угольных месторождений в Туве и Южной Якутии с благоприятными горно-геологическими условиями и ограничивает выбытие неэффективных производственных мощностей.

2) В результате ухудшения геологических условий разработки месторождений средняя глубина разработки на шахтах достигла 434 м, коэффициент вскрыши составил 6,4 м³/т. Возможности для роста производительности труда ограничены необходимостью поддержания избыточной численности занятых, в соответствии с требованиями действующего трудового законодательства. Высокие темпы роста тарифов естественных монополий (железнодорожный транспорт, электроэнергия) и необходимость индексации зарплат ведут к значительному росту себестоимости добычи угля.

3) Происходит постоянный рост транспортной составляющей в конечной цене угля вследствие увеличения тарифов и роста вагонной составляющей на железнодорожные перевозки. Для внутренних поставок транспортные затраты составляют

30–35% цены потребителя, при поставках на экспорт превышают 50% от цены на базисе FOB. При этом в течение последнего десятилетия рост стоимости портовых услуг и транспортировки угля железнодорожным транспортом почти в 1,5 раза превышал рост цен на уголь.

4) Возможности реализации экспортного потенциала отрасли сдерживаются сохранением «узких мест» в пропускной способности железных дорог, прежде всего, в восточном направлении. Сохраняется существенное недофинансирование мероприятий по развитию инфраструктуры железнодорожного транспорта, а закладываемые мощности угольных терминалов являются недостаточными для полного использования экспортного потенциала угольной отрасли на рынке АТР.

5) Движение мирового угольного рынка от фазы высоких к фазе низких цен и повышение эффективности угледобычи в мире ведут к опасности потери необходимого уровня конкурентоспособности российского угольного экспорта, имеющего одни из наиболее высоких издержек среди крупных экспортеров угля.

6) Невыполнение установок ЭС2030 относительно развития угольной электрогенерации приводит к стагнации внутреннего потребления угля и создает риск его снижения, что повысит до опасного уровня зависимость угольной промышленности от конъюнктуры внешнего рынка.

7) Недостаточный инновационный потенциал угольной промышленности, слабое развитие российского угольного машиностроения, недостаточные государственные вложения в эту сферу вызывают усиливающуюся зависимость отрасли от импорта технологий и оборудования, а также ограничивают потенциал применения угля на внутреннем рынке.

8) Наблюдается нарастающий дефицит квалифицированных трудовых кадров и сохранение высокого уровня социальной напряженности в угледобывающих регионах, обусловленного безработицей, дефицитом и низким качеством социальных услуг, а также высоким уровнем травматизма в отрасли и общим экологическим неблагополучием.

Ключевым внешним вызовом для российской угольной промышленности является усиление конкуренции в международной торговле углем из-за вероятного уменьшения темпов роста спроса на уголь вследствие повышения энергоэффективности экономик основных стран-импортеров и экологических ограничений по использованию угля в сравнении с альтернативными видами энергии.

Ключевым внутренним вызовом для российской угольной промышленности является неразвитость межтопливной конкуренции и ограниченная

конкурентоспособность угля по отношению к природному газу, а также рост издержек в угольной промышленности.

Для достижения стратегических целей развития угольной промышленности и преодоления указанных проблем (вызовов) необходимо решить следующие **основные задачи**:

1) Реализация масштабных инфраструктурных проектов в Тыва и Южной Якутии для освоения новых угольных месторождений с благоприятными горно-геологическими условиями.

2) Создание новых центров угледобычи, среди которых Республика Саха (Якутия), Республика Тыва, Забайкальский край и другие.

3) Внедрение передового оборудования и передовых методов добычи угля, развитие обогащения угля, глубокой переработки угля и комплексного использования сопутствующих ресурсов.

4) Ликвидация «узких мест» в пропускной способности железных дорог, прежде всего, на Транссибе, БАМе и Дальневосточной железной дороге, ускоренное наращивание мощности угольных терминалов, прежде всего, в Тихоокеанском бассейне.

5) Обеспечение предприятий угольной промышленности квалифицированными специалистами, ориентированными на длительные трудовые отношения и развитие профессиональной карьеры; оптимизация численности занятых, уровня зарплат и социальных выплат, адаптация трудового законодательства к современным конкурентным условиям.

6) Развитие межтопливной конкуренции на внутреннем рынке России, доведение соотношения цен на природный газ и энергетический уголь в энергетическом эквиваленте до 2:1.

7) Наращивание инновационного потенциала угольной отрасли.

8) Повышение эффективности процессов государственного регулирования и корпоративного управления в угольной промышленности.

9) Обеспечение промышленной и экологической безопасности и охраны труда, интенсификация природоохранных мероприятий в отрасли.

Главнейшим стратегическим приоритетом при решении среднесрочных задач развития угольной промышленности является обеспечение конкурентоспособности российского угля, как необходимого условия для сохранения и расширения его позиций на мировом рынке. Основным приоритетом для решения задач развития угольной промышленности в долгосрочной перспективе является расширение внутреннего рынка

угля в результате применения инновационных технологий в угольной энергетике и развития глубокой переработки угля.

Целевое видение развития угольной промышленности предполагает, что:

1) Добыча угля в 2010-2035 годах увеличится с 323 млн т до 415 млн т. При этом добыча в Кузбассе увеличится со 185 млн т в 2010 году до 190 млн т в 2035 году. На Дальнем Востоке ожидается основной прирост добычи: в 2010-2020 годах она увеличится всего с 31 до 58 млн т, а к 2035 году уже достигнет 80 млн т. В Восточной Сибири ожидается рост с 84 до 118 млн т в 2010-2035 годах.

2) Ожидается дальнейший рост доли добычи открытым способом. Производительность труда в отрасли (добыча на одного занятого) вырастет в 2,5 раза, а доля обогащаемого каменного энергетического угля в общем объеме его добычи – 55-60%.

3) На протяжении всей стратегической перспективы базовыми бассейнами для добычи угля остаются Кузнецкий, Канско-Ачинский и Печорский. В средне- и долгосрочной перспективе наряду с базовыми бассейнами значительное развитие получит добыча угля на новых месторождениях Восточной Сибири и Дальнего Востока (Ургальское, месторождения Улуг-Хемского бассейна, Эльгинское). При подтверждении экономической целесообразности сможет получить развитие добыча угля на Сейдинском месторождении (Республика Коми), в Беринговском угольном бассейне (Чукотский автономный округ), а также на Апсатском месторождении (Забайкальский край).

4) Экспорт угля в 2010-2035 годах увеличится с 118,8 млн т до 170 млн т. При этом существенно возрастет доля коксующихся углей в экспорте, прежде всего, в страны АТР. После 2020 года полностью прекратится импорт угля в Россию.

5) При благоприятном сочетании внешних и внутренних условий (после 2020 года) возможно начало промышленного производства синтетической нефти из углей Кузнецкого и, главным образом, Канско-Ачинского угольных бассейнов. Наиболее благоприятными условиями для масштабной переработки углей в моторные топлива обладают угли Менчерепского месторождения в Восточном Кузбассе, а также Бородинское и Березовское месторождения в Канско-Ачинском бассейне.

Основными **направлениями инновационного развития** угольной промышленности будут следующие:

1) оптимизация процессов проектирования горных предприятий на основе динамических 3D моделей и их использования при организации производства начиная с нулевого цикла до полного восстановления земель после завершения горных работ;

2) автоматизация производственных процессов по добыче угля, разработка новых технологий и оборудования для эффективной дегазации угольных пластов, оборудования и средств защиты от взрыва метана и угольной пыли;

3) широкое использование техники и технологий, обеспечивающих повышение качества добываемого угля, разработка и применение эффективных технологий обогащения угля, создание оборудования для производства, транспортировки и хранения стандартизованного угольного топлива;

4) оснащение разрезов высокопроизводительной горнотранспортной техникой непрерывного и циклического действия, в том числе для селективной отработки угольных пластов, обеспечение развития технологии подземной угледобычи с преимущественным использованием очистных механизированных комплексов и проходческого оборудования нового технического уровня, а также короткозабойной технологии с применением комбайнов непрерывного действия и самоходных средств транспортировки угля;

5) развитие производства жидких и газообразных продуктов глубокой переработки угля, комплексного использования сопутствующих ресурсов и отходов переработки угля;

6) повышение эффективности научных исследований по проблемам безопасности угледобывающего производства, а также исследований природы геомеханических явлений при разработке пластов, опасных по внезапным выбросам метана и горным ударам, разработка системы мер по их предотвращению, в том числе на новых месторождениях.

Для решения основных стратегических задач предусмотрено осуществление следующей системы **мероприятий** государственной энергетической политики:

1) В рамках Долгосрочной государственной программы изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России обеспечить финансирование разведки угольных ресурсов в освоенных бассейнах, где возможен открытый способ добычи, а также на новых площадях в Сибирском ФО (восточные районы Кузбасса, Приенисейская площадь, Таймырский бассейн, Забайкалье), Дальневосточном ФО (в Чукотском автономном округе, Якутии и др.).

2) Строительство необходимой портовой инфраструктуры (порт Восточный, Ванино, Усть-Луга, Мурманск) и строительство новых портов с высокопроизводительными угольными терминалами, в том числе на побережье Черного моря, а при подтверждении экономической целесообразности - на северо-тихоокеанском побережье.

3) Создание единой системы управления охраной труда и промышленной безопасностью, разработка комплексных систем жизнеобеспечения и современных средств индивидуальной защиты.

4) Обязательное формирование угольными компаниями фонда ликвидации нерентабельных производств и последствий ведения горных работ, в увязке с мерами социальной защиты высвобождаемых работников.

5) Разработка и внедрение новых подходов к налогообложению, в том числе в долгосрочной перспективе – внедрение рентного подхода при налогообложении добычи угля.

6) Разработка и реализация комплекса мер по стимулированию биржевой торговли угольной продукцией.

7) Субсидирование железнодорожной транспортировки угля.

8) Развитие сервисных и вспомогательных предприятий для обслуживания основного бизнеса угледобывающих компаний, создание специализированных компаний, выполняющих комплекс научно-исследовательских, проектно-конструкторских и внедренческих работ, в том числе в области дегазации шахт.

9) Регулярный технический аудит состояния основных фондов угледобывающих предприятий, разработка и внедрение технических регламентов, включая установление стандартов качества по видам потребления угля, организация сертификации продукции, внедрение на предприятиях международных стандартов качества.

10) Последовательное приведение нормативных требований к организациям угольной отрасли в сфере охраны окружающей среды к мировым стандартам, разработка новой редакции нормативных документов в области безопасности, разработка социальных стандартов, создание системы обязательного страхования промышленного персонала на угледобывающих предприятиях.

11) Дальнейшее совершенствование информационно-аналитического обеспечения в угольной промышленности.

12) Государственная поддержка проектов глубокой переработки угля и развития энерго-технологических кластеров.

Обеспечение стратегических приоритетов развития отрасли и решение необходимых для этого задач предполагают осуществление эффективного взаимодействия представителей федеральных и региональных органов государственной власти, угольных,

электрогенерирующих и транспортных компаний, финансово-кредитных учреждений и других бизнес-структур.

Условия и способы решения сформулированных выше задач меняются по этапам рассматриваемого периода.

На первом этапе Энергетической стратегии в угольной промышленности планируются:

1) реализация комплекса программных мер по обеспечению конкурентоспособности и сохранению экспортного потенциала отрасли в условиях снижения мировых цен на уголь;

2) оптимизация затрат в традиционных центрах угледобычи, техническое перевооружение производства, снижение аварийности и травматизма на угледобывающих предприятиях.

Второй этап Энергетической стратегии в угольной промышленности предусматривает:

1) формирование новых центров угледобычи на месторождениях с благоприятными горно-геологическими условиями;

2) снятие системных ограничений при транспортировке угольных грузов на внутренний и внешний рынки;

3) оснащение предприятий отрасли современной высокопроизводительной техникой и технологиями, отвечающими мировым стандартам;

4) организацию на основе кластерного подхода пилотных проектов по комплексному использованию угля и сопутствующих ресурсов его добычи.

Третий этап Энергетической стратегии в угольной промышленности предусматривает кардинальное повышение производительности труда, обеспечение мировых стандартов в области промышленной безопасности и охраны труда, экологической безопасности при добыче и обогащении угля. Масштабное развитие получит промышленное получение продуктов глубокой переработки угля и сопутствующих ресурсов.

6.8 Электроэнергетика

Стратегическими целями развития электроэнергетики являются:

1) удовлетворение потребностей экономики и населения страны в электрической энергии (мощности) по доступным ценам и повышение доступности электроэнергетической инфраструктуры;

2) обеспечение надежности и безопасности работы системы электроснабжения России и ее регионов в нормальных и чрезвычайных ситуациях;

3) модернизация, техническое переоснащение и автоматизация отрасли, направленные на снижение износа основных фондов, повышение энергетической и экономической эффективности производства, транспорта, распределения и использования электроэнергии;

4) минимизация затрат на развитие и функционирование отрасли при обеспечении требований энергетической безопасности страны.

Ход реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года в указанной сфере **характеризуется следующим:**

1) Рост спроса на электроэнергию в 2008-2012 годах отставал от прогнозируемых в ЭС-2030 в связи с меньшими темпами развития экономики страны, чем это было предусмотрено в ЭС-2030. Электропотребление в 2012 году превысило уровень 2008 года на 2,9%. В 2013 году рост электропотребления по существу прекратился. Нетто-экспорт электроэнергии в 2012 году оказался ниже уровня 2008 года на 6,3%.

2) С начала реализации ЭС-2030 шел активный ввод генерирующих мощностей, и установленная мощность электростанций в 2012 году увеличилась по сравнению с 2008 годом на 12,7 млн кВт или на 5,6%, а по сравнению с 1990 годом – на 25 млн кВт или 11,7%, что создает благоприятные предпосылки для проведения обновления оборудования в электроэнергетике..

3) В электроэнергетике удалось добиться роста инвестиций за 2008-2012 годы в 2 раза (в постоянных ценах) при снижении аварийности объектов.

Было введено в промышленную эксплуатацию несколько новых энергоблоков на ТЭС (в том числе парогазовые блоки на Яйвинской ГРЭС, Среднеуральской ГРЭС, Сургутской ГРЭС-2, Киришской ГРЭС, а также на новой Няганской ГРЭС); несколько новых энергоблоков на АЭС (на Ростовской АЭС, Калининской АЭС), причем строительство еще 9 энергоблоков продолжается (1 блок на Белоярской АЭС, 2 блока на Ростовской АЭС, 2 блока на Нововоронежской АЭС-2 и 4 блока на Ленинградской АЭС-2).

В гидроэнергетике было завершено строительство нескольких электростанций (в том числе Егорлыкской ГЭС-2, практически завершены работы на Богучанской ГЭС),

некоторые ГЭС продолжают строиться (Усть-Среднеканская ГЭС, Гоцатлинская ГЭС и др.). Отдельно нужно отметить приблизившееся к концу восстановление Саяно-Шушенской ГЭС после аварии 2009 года

4) Развивается сетевая инфраструктура электроэнергетики. Было введено в работу и реконструировано около 300 линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше. Среди важнейших проектов следует назвать объекты энергообеспечения саммита АТЭС в 2012 году во Владивостоке, Олимпиады–2014 в Сочи. Линии электропередачи строились для удовлетворения как внутренних потребностей, так и экспорта. Так, в 2012 году была введена в эксплуатацию новая линия 500 кВ Амурская – Хэйхэ. Помимо этого, были смягчены сетевые ограничения на межрегиональные потоки электроэнергии и мощности. В регулировании электросетевого комплекса был законодательно закреплён принцип установления тарифов на долгосрочный период, что создаёт благоприятные условия для привлечения инвестиций в отрасль. В 2013 году ОАО «Холдинг МРСК» и ОАО «ФСК ЕЭС» были объединены в рамках созданного ОАО «Россети». Была принята стратегия развития электросетевого комплекса России. Существенно повысилась доступность сетевой инфраструктуры: в 2012 году была утверждена «дорожная карта» «Повышение доступности энергетической инфраструктуры». Кроме того, было принято решение об отмене действия механизма «последней мили».

5) Значительного прогресса в развитии электроэнергетических систем удалось добиться на Дальнем Востоке и в Байкальском регионе. Ведётся реализация проектов по строительству Якутской ГРЭС-2, 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ, Сахалинской ГРЭС-2, ТЭЦ в г. Советская Гавань, Усть-Среднеканской ГЭС, ветровых и солнечных электростанций и др. .

б) За рассматриваемый период завершён основной этап реформирования отрасли, в результате которого было ликвидировано ОАО РАО «ЕЭС России» и создана на его базе группа независимых компаний в конкурентных секторах и ряд компаний с государственным контролем в естественно-монопольных секторах. Завершена либерализация оптового рынка электроэнергии и мощности, за исключением секторов, отнесенных к регулируемым. Для развития конкуренции на розничных рынках электроэнергии были приняты изменения в основные положения функционирования этих рынков. В стадии завершения находится разработка мер по ликвидации перекрестного субсидирования в электроэнергетике.

К числу **основных проблем** в указанной сфере относятся:

1) высокий износ основных производственных фондов (свыше 30 лет проработали: почти 60% оборудования ТЭС, 80% - ГЭС, 35% - АЭС, 50% - ВЛ и 60% - подстанций единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС); в распределительном электросетевом комплексе выработало нормативный срок 70% оборудования);

2) неоптимальная структура генерирующих мощностей, обусловленная недостатком пиковых и полупиковых маневренных электростанций;

3) низкая энергетическая и экономическая эффективность отрасли (низкий КПД большинства тепловых электростанций, высокие потери в электрических сетях, неоптимальная загрузка генерирующих мощностей в ЕЭС России, наличие ограничений на межрегиональную передачу электроэнергии и мощности; неэффективное использование ТЭЦ);

4) крайне высокая зависимость электроэнергетики от природного газа;

5) многократный рост издержек на производство и распределение электроэнергии, в результате по ряду регионов страны тарифы на электроэнергию превысили уровень США;

6) наличие перекрестного субсидирования между группами потребителей электроэнергии и между потребителями электрической и тепловой энергии на внутреннем рынке;

7) недостаточный уровень доступности энергетической инфраструктуры, наличие технологических барьеров на оптовом рынке электрической энергии и мощности;

8) накопленное технологическое отставание в создании современных парогазовых, экологически чистых угольных и электросетевых технологий.

Для достижения стратегических целей развития электроэнергетики необходимо решить следующие **основные задачи**:

1) технологическое обновление электроэнергетики на базе отечественного и мирового опыта, преодоление нарастающего технологического отставания, морального и физического старения основных фондов;

2) оптимизация структуры генерирующих мощностей, включая увеличение доли маневренных мощностей;

3) рациональная организация режимов эксплуатации теплоэлектроцентралей с целью максимального сокращения выработки электрической энергии по конденсационному циклу, вынос ее выработки по условиям экономичности на загородные тепловые станции, внедрение централизованного количественного и качественно-количественного

регулирования нагрузки в сочетании с местным (локальным) регулированием потребления;

4) расширенное внедрение новых экологически чистых и высокоэффективных технологий сжигания угля, парогазовых установок с высокими коэффициентами полезного действия, управляемых электрических сетей нового поколения и других новых технологий для повышения эффективности отрасли;

5) развитие атомной и возобновляемой энергетики, направленное на снижение зависимости отрасли от поставок природного газа, на ограничение экологической нагрузки, а также на диверсификацию топливно-энергетического баланса страны;

6) развитие малой энергетики с целью повышения эффективности использования местных энергоресурсов;

7) развитие распределенной генерации в виде нетрадиционных энергоустановок и сочетания ГТУ и котлов-утилизаторов;

8) сохранение целостности и дальнейшее развитие ЕЭС России, в том числе за счет присоединения и объединения изолированных систем;

9) снятие сетевых ограничений на межрегиональные перетоки электроэнергии;

10) создание целостной системы оптимального управления функционированием электроэнергетики, включая формирование конкурентных оптовых и розничных рынков электроэнергии и мощности, обеспечение экономической обоснованности цен и тарифов на соответствующие товары и услуги;

11) разработка и реализация механизмов снижения издержек и ограничения темпов роста тарифов за счет инновационного развития отрасли, снижения затрат на строительство генерирующих и сетевых мощностей, развития конкуренции в электроэнергетике и смежных отраслях;

12) завершение ликвидации перекрестного субсидирования между группами потребителей электроэнергии и между потребителями электрической и тепловой энергии на внутреннем рынке.

Целевое видение развития электроэнергетики предполагает, что:

В области производства и потребления электроэнергии:

1) Электропотребление в России вырастет с 1021 млрд кВт-ч в 2010 году. до 1570 млрд кВт-ч в 2035 году, что соответствует темпам роста в 2013-2035 годах в среднем 1,7% в год.

2) Производство электроэнергии вырастет с 1038 в 2010 году до 1615 млрд кВт-ч в 2035 году. Нетто-экспорт вырастет с 17 млрд кВт-ч в 2010 году. до 45 млрд кВт-ч в 2035

году. Прогнозируется значительный рост объемов производства электроэнергии на базе АЭС и ВИЭ: к концу третьего этапа реализации Стратегии доля нетопливных источников в производстве электроэнергии вырастет с 33% в 2010 году до 39% 2035 году. Конкретные траектории развития системы генерации, передачи и распределения электроэнергии подлежат уточнению в рамках корректировки Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики.

3) Будет обеспечено существенное повышение энергетической эффективности отрасли, в том числе за счет снижения удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и тепловой энергии от тепловых электростанций, а также за счет снижения потерь в электрических сетях. Расход органического топлива на ТЭС вырастет с 307 млн т у.т. в 2010 году до 363 млн т у.т. в 2035 году, то есть всего на 18% за рассматриваемый период.

Региональная структура генерирующих мощностей на период до 2035 года будет формироваться следующим образом:

В европейской части России:

1) атомные электростанции с увеличением их доли в базовой части графика электрических нагрузок, в том числе при синхронизации вводов новых блоков атомных электростанций с гидроаккумулирующими электростанциями и газотурбинными установками;

2) тепловые конденсационные электростанции с заменой газомазутных паросиловых энергоблоков на парогазовые и выводом из работы старого оборудования;

3) парогазовые, газотурбинные и модернизированные паротурбинные теплоэлектроцентрали разной мощности;

4) гидроаккумулирующие электростанции и газотурбинные установки для покрытия пиковой части графика нагрузок.

Генерация в полупиковой части графика нагрузок будет обеспечиваться действующими тепловыми электростанциями (с их модернизацией) и гидроэлектростанциями при частичной разгрузке наименее экономичных тепловых электростанций.

В Сибири и на Дальнем Востоке:

1) гидроэлектростанции для покрытия всех зон графика электрических нагрузок, с доминированием их мощностей в полупиковой и пиковой части графика нагрузок;

2) тепловые электростанции, работающие в основном на угольном топливе Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов, а также Иркутского бассейна, забайкальских

и дальневосточных месторождений (использование тепловых электростанций, работающих на газовом топливе, предусматривается в этих регионах лишь для теплоэлектроцентралей в крупных газифицированных городах из соображений снижения экологической нагрузки);

3) тепловые электростанции, работающие на газе в районе крупных месторождений природного газа (Ханты-Мансийский автономный округ - Югра и Ямало-Ненецкий автономный округ), в том числе с использованием остающихся в отработанных месторождениях запасов низконапорного газа;

4) атомные источники большой, средней и малой мощности в районах их потенциальной конкурентоспособности;

5) малая энергетика на возобновляемых источниках энергии, в том числе замещающая локальную дизельную генерацию.

Стратегия предусматривает направления перспективного развития для теплоэнергетики, атомной энергетики и гидроэнергетики, а также для Единой энергетической системы России и электросетевого комплекса.

В перспективе целесообразно рассмотреть проблему объединения ОЭС Дальнего Востока, Сибири и Урала с помощью межсистемных связей (линий электропередачи сверхвысокого напряжения) для интеграции ЕЭС с целью рационального использования всех природных энергетических ресурсов и инфраструктурного обеспечения развития восточных районов страны.

В теплоэнергетике будет реализовываться стратегическое направление развития угольных тепловых электростанций, главным образом в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

В результате доля угля в потреблении топлива тепловыми электростанциями увеличится соответственно с 28,8% в 2010 году до 29,4% в 2035 году

Перспективы развития атомной энергетики базируются на следующих положениях:

1) в европейской части России в условиях дорожающего органического топлива атомные электростанции повышенной безопасности позволяют замыкать энергетический баланс, экономя органическое топливо;

2) развитие атомной энергетики обеспечивает разработку все более совершенных ядерных технологий, в том числе за счет развития технологии замкнутого ядерного топливного цикла, позволяющих решать экономические, энергетические и экологические проблемы человечества в будущем при технологическом укреплении режима нераспространения ядерного оружия;

Главной задачей развития гидроэнергетики на весь период действия настоящей Стратегии является дальнейшее освоение богатых гидроресурсов России в увязке со спросом на электроэнергию и режимами ее потребления.

Прогнозная оценка объемов производства электроэнергии на гидроэлектростанциях исходит из следующих предпосылок:

1) прирост производства электроэнергии на гидроэлектростанциях в европейской части России будет небольшим, в основном за счет ввода в действие гидроэлектростанций на Северном Кавказе и реализации программы строительства гидроаккумулирующих электростанций, необходимых для режимного (суточного) регулирования мощностей энергосистем. Предусматривается увеличение мощности и выработки электроэнергии на действующих гидроэлектростанциях, в основном на Чебоксарском и Нижнекамском гидроузлах, за счет повышения уровней водохранилищ до проектных отметок;

2) прирост производства электроэнергии на гидроэлектростанциях в Сибири и на Дальнем Востоке будет определяться их технико-экономическими показателями и конкурентоспособностью по отношению к тепловым электростанциям, работающим на угле, с учетом их экологического воздействия на окружающую среду и возможностей покрытия графиков нагрузки. Важное значение будет также иметь возможность достижения мультипликативных эффектов развития этих регионов, связанных с вводом новых гидрогенерирующих мощностей и созданием на их основе кластеров энергоемких промышленных производств - потребителей дешевой энергии гидроэлектростанций.

Получит развитие, особенно в районах невысокой плотности нагрузки, малая энергетика и децентрализованное электроснабжение с активным использованием всех видов местных и вторичных энергоресурсов.

В целом, в результате развития генерирующих мощностей:

1) в тепловой генерации будет выведено из эксплуатации к концу 2035 году свыше 70 млн кВт физически изношенного и морального устаревшего оборудования и введено свыше 100 млн кВт мощностей ТЭС с применением передовых технологий на базе ГТУ; в результате генерирующие мощности, работающие на газе, к 2035 году будут представлять собой в основном парогазовые установки с коэффициентом полезного действия 53 - 55 процентов, газотурбинные установки или в необходимых случаях сочетание последних с котлами-утилизаторами; доля оборудования тепловых электростанций, проработавшего менее 25 лет, увеличится с 15% в 2012 году до 75% в 2035 году;

2) генерирующие мощности, работающие на угле, будут представлять собой установки, в том числе работающие на сверхкритических параметрах пара (где это будет

экономически целесообразным), а также установки, оборудованные котлами с циркулирующим кипящим слоем и котлами с низкотемпературным вихрем. Будут осваиваться установки с газификацией угля и энерготехнологические установки. Средний коэффициент полезного действия производства электроэнергии на установках, работающих на угле, составит около 41 процента.

В атомной энергетике будут работать атомные электростанции с водо-водяными реакторами, реакторами на быстрых нейтронах с жидкометаллическим теплоносителем.

Энергетика, основанная на возобновляемых источниках энергии, будет развиваться в виде малых ГЭС, солнечных энергоустановок, геотермальных электростанций и теплоснабжающих установок, биоэнергетических и ветровых установок, мусоросжигающих и мусороперерабатывающих энергокомплексов в крупных городах. В отдаленной перспективе возможно использование энергии приливов.

Производство тепла в системах централизованного теплоснабжения будет сосредоточено на теплоэлектроцентралях за счет развития систем когенерации.

Установки распределенной генерации электроэнергии, в первую очередь, в виде газотурбинных надстроек к водогрейным котлам районных котельных со сбросом продуктов сгорания в топку котла и возможностью дожигания дополнительного топлива в зимний период будут замещать существующие котельные мощностью от 10 кВт до 50 МВт. Они будут выполнять роль как локальных источников энергоснабжения, так и источников для покрытия переменной части графика нагрузки, увеличивая высокий коэффициент использования установленной мощности наиболее мощных энергоустановок..

Единая энергетическая система России будет развиваться как путем присоединения к ней ныне изолированных энергосистем и энергорайонов, так и путем развития межсистемных и внутрисистемных электрических сетей всех классов напряжений, в том числе для экспорта электроэнергии.

Основные направления развития электрических сетей предусматривают развитие трех составляющих Единой энергетической системы России:

- 1) общегосударственной сети, связывающей западные и восточные регионы страны мощными линиями электропередачи, позволяющими реализовать преимущества совместной работы энергосистем на территории Российской Федерации, обеспечивать баланс мощности и электроэнергии на национальном уровне, надежность системы электроснабжения страны и доступность к ней потребителей электроэнергии;

- 2) основных сетей объединенных энергосистем (ОЭС);

3) региональных распределительных сетей и сетей с распределенной генерацией.

На рассматриваемую перспективу высшим классом напряжения в Единой энергосистеме России будет 750-1150 кВ для сетей переменного тока и 1500 кВ для передач постоянного тока.

Базовый принцип развития Единой энергетической системы России предусматривает, что ОЭС и мощные региональные энергосистемы на всем рассматриваемом периоде строятся, в основном, как сбалансированные, с обменом электроэнергией между ними для целей реализации преимуществ совместной работы региональных энергосистем и обеспечения устойчивого и надежного энергоснабжения экономики страны и населения.

Развитие основной электрической сети должно быть направлено на:

- 1) обеспечение выполнения системообразующих функций, реализацию межсистемных эффектов и системной надежности;
- 2) энергетическую поддержку крупных инфраструктурных проектов развития газоснабжения, нефтеснабжения, железнодорожной и автомобильной сетей;
- 3) обеспечение электроэнергетической инфраструктурой территорий, перспективных для освоения и развития промышленности и сельскохозяйственного производства;
- 4) обеспечение надежной выдачи мощности крупных электростанций;
- 5) обеспечение надежности питания мегаполисов, крупных городов и узлов нагрузки;
- 6) повышение адаптивности сети к факторам неопределенности развития генерирующих мощностей и нагрузок.

Развитие распределительной сети энергосистем будет направлено на:

- 1) обеспечение электроснабжения потребителей;
- 2) обеспечение выдачи мощности электростанций;
- 3) обеспечение надежного питания узлов нагрузки.

Усиление основной электрической сети переменного тока высших классов напряжений в Единой энергосистеме России будет выполняться на напряжениях 220 (330) —500 (750) кВ.

Развитие сетей напряжением 750 кВ должно продолжаться в европейской части Единой энергосистемы России в целях усиления межсистемных связей между ОЭС Северо-Запада и Центра, повышения надежности выдачи мощности АЭС, находящихся в этой зоне, а также для возможного усиления связей с Беларусью и Украиной.

Линии электропередачи напряжением 500 кВ должны быть использованы для усиления основной сети в ОЭС Центра, Юга, Средней Волги, Урала, Сибири и Востока, а также для развития межсистемных связей между этими ОЭС.

Сеть напряжением 330 кВ продолжит выполнять системообразующие функции и обеспечивать выдачу мощности крупных электростанций в западной части ОЭС Центра, в ОЭС Северо-Запада и Юга, в Калининградской энергосистеме и обеспечивать выдачу мощности крупных электростанций. По мере развития сети 750 кВ она будет все больше играть роль распределительной сети.

Основные тенденции развития сетей напряжением 220 кВ состоят в усилении распределительных функций и обеспечении выдачи мощности электростанций. В изолированных энергосистемах Дальнего Востока, а также в энергосистемах Архангельской области и Республики Коми сети 220 кВ продолжают выполнять системообразующие функции. Сети этого класса напряжения будут использоваться для объединения автономно работающих энергорайонов Республики Саха (Якутия) и присоединения формирующейся энергосистемы Якутии к ОЭС Сибири.

К 2035 году объемы реконструкции и технического перевооружения электросетевых объектов основной электрической сети составят свыше 50 тыс. км ЛЭП напряжением 220 кВ и выше и свыше 100 тыс. МВА трансформаторной мощности. В распределительной электрической сети 0,4-220 кВ объемы реконструкции и технического перевооружения электросетевых объектов составят свыше 300 тыс. км ЛЭП и свыше 120 тыс. МВА трансформаторной мощности. Это позволит увеличить долю электросетевого оборудования ЕНЭС со сроком службы до 25 лет для ВЛ - с 15% в 2012 году до 55% в 2035 году, для трансформаторного оборудования – с 30% в 2012 году до 60% в 2035 году.

Для повышения управляемости и обеспечения гарантированной надежности функционирования электроэнергетических систем будут широко внедряться гибкие (управляемые) системы передачи электроэнергии, а также совершенствоваться комплексы автоматической аварийной защиты и диспетчерского управления. Будут созданы межсистемные линии электропередачи переменного и постоянного тока для передачи электрической энергии и мощности из энергоизбыточных в энергодефицитные регионы в объемах, не превышающих требований надежности работы Единой энергетической системы России.

В сфере развития электросетевого комплекса предполагается обеспечить:

- 1) оптимизацию конфигурации и повышение пропускной способности системообразующих и распределительных электрических сетей, позволяющих

осуществлять эффективное функционирование Единой энергетической системы России и систем распределенной генерации электроэнергии с высокими показателями надежности их работы;

2) снижение износа электрических сетей до среднего уровня развитых стран мира, в том числе за счет качественного обновления парка оборудования электрических подстанций;

3) снижение потерь в электрических сетях и повышение эффективности передачи и распределения электроэнергии, в том числе за счет широкого внедрения проводников из новых композиционных материалов, позволяющих увеличить токонесущую способность и увеличить продолжительность срока их службы, а также создания систем автоматизированного учета и регулирования в электрических сетях.

Инновационное развитие электроэнергетики предполагается по **следующим основным направлениям:**

В теплоэнергетике:

1) освоение на основе интенсификации собственных разработок, получения лицензий на освоение их производства в России современных, эффективных и мощных газовых турбин мощностью 300-350 МВт, освоение на их основе высокоэффективных парогазовых установок мощностью 500-800 МВт, работающих на природном газе, с коэффициентом полезного действия выше 60%, что даст экономию топлива около 30 - 40 %;

2) широкое освоение когенерационных источников теплоснабжения с использованием газовых турбин средней и малой мощности и котлов-утилизаторов для выработки электрической и тепловой энергии, что позволит увеличить коэффициент использования топлива до 85 %, создание типовых модульных когенерационных парогазовых установок мощностью 100 и 170 МВт с коэффициентом полезного действия 53 – 55% на ТЭЦ;

3) освоение экологически чистых угольных конденсационных энергоблоков с коэффициентом полезного действия 43 – 46% мощностью 660 – 800 - 1000 МВт;

4) освоение технологий газификации угля, что позволит повысить КПД энергоблоков (энергоустановок) до 46—52%, технологий сжигания углей в кипящем слое, развитие технологий энерготехнологического использования твердых топлив, что даст возможность получать кроме электроэнергии искусственное жидкое топливо, калорийный газ и твердый остаток в виде полукокса и золы;

5) развитие распределенной генерации в виде нетрадиционных энергоустановок, ГТУ и сочетания ГТУ и котлов-утилизаторов;

В гидроэнергетике:

6) освоение крупных высокоэффективных гидроагрегатов с переменной скоростью вращения, обеспечивающих высокие технико-экономические показатели;

7) разработка и изготовление комплекса высокоэффективного оборудования для обратимых гидроагрегатов ГАЭС с переменной скоростью вращения, позволяющих обеспечить высокую маневренность в генераторном и насосном режимах и тем самым повысить КПД и снизить удельную стоимость сооружения электростанций.

В системах передачи и распределения электроэнергии:

8) освоение прогрессивных проводников с использованием новых композиционных материалов, которые позволят повысить токонесущую способность, уменьшить затраты на сооружение линий электропередачи, снизить потери в сетях, уменьшить вес, увеличить продолжительность срока службы, увеличить сопротивление коррозии, уменьшить провисание проводов;

9) освоение высокотемпературных сверхпроводниковых (ВТСП) материалов и устройств на их основе: кабелей, трансформаторов, ограничителей токов короткого замыкания, синхронных компенсаторов, двигателей и генераторов, что даст возможность сделать электрическую сеть более гибкой, надежной и эффективной;

10) освоение недорогих и надежных накопителей электрической энергии разных типов на всех уровнях: основной сети, распределительной сети и конечных потребителей, которые могут существенным образом повлиять на развитие и режимы работы энергосистемы за счет выравнивания графиков нагрузки и повышения использования генерирующих мощностей, передающих и распределительных сетей;

11) развитие распределенных систем управления, которые совместно с распределенной генерацией позволят обеспечить эффективность, модульность, масштабируемость, мобильность, энергетическую независимость и контроль;

12) освоение силовых полупроводниковых приборов (СПП) на основе нанотехнологий на токи 6-7 кА и напряжения 10-12 кВ, переход на SiC-технологии производства СПП всех назначений;

13) освоение системы требований учета, нормирования и снижения реактивной мощности и формирование экономических стимулов к установке компенсаторов

реактивной мощности с целью доведения $\cos \varphi$ до 0,9 в сетях всех уровней напряжения (обязательные нормативы, меры контроля за их соблюдение, тарифное стимулирование);

14) развитие управляемых электрических сетей переменного тока в Единой энергосистеме России на базе устройств для гибких (управляемых) линий электропередачи переменного тока (устройств FACTS): управляемых шунтирующих реакторов, статических тиристорных компенсаторов, статических компенсаторов на базе полностью управляемых вентилях (СТАТКОМ), фазоповоротных устройств, управляемых устройств продольной компенсации, асинхронизированных компенсаторов реактивной мощности, вставок и передач постоянного тока, с помощью которых можно управлять потоками активной и реактивной мощности, поддерживать уровни напряжения в электрической сети, повышать устойчивость и надежность работы энергосистем;

15) внедрение автоматизированных подстанций, микропроцессорных устройств защиты, автоматики, управления, регулирования, контроля, связи и телемеханики, многоуровневых автоматизированных систем учета электроэнергии и др., широкое использование оборудования, не требующего обслуживания в течение всего срока службы.

Основным направлением совершенствования системы управления электроэнергетикой на предстоящие годы является создание целостной системы оптимального управления развитием и функционированием электроэнергетики страны, включающее взаимную увязку технологического и институционального регулирования энергетики. В рассматриваемый период будут использоваться следующие меры и механизмы технологического характера:

1) ограничение использования устаревшего оборудования, не отвечающего современным технологическим и экологическим стандартам;

2) установление приоритета использования передовых международных стандартов проектирования, изготовления и эксплуатации энергетического оборудования;

3) упрощение процедуры согласования проектной документации для типовых проектов энергетических объектов с высокими технологическими и экологическими показателями, упрощение процедуры (схемы) сертификации для генерирующего оборудования, в отношении которого подтверждено соответствие передовым международным стандартам;

4) аудит состояния электросетевого комплекса и создание системы мониторинга распределительных электрических сетей с точки зрения надежности и достаточности пропускной способности;

5) развитие систем коммерческого учета электроэнергии на основе интеллектуальных приборов учета по электросетевым организациям;

6) широкое применение типовых проектов в строительстве генерирующих мощностей и электросетевых объектов по инновационным технологиям;

7) экономическое стимулирование потребителей к обеспечению более равномерного по часам суток использования электрической энергии;

8) создание взаимоувязанной системы нормативных требований, определяющих приоритет проектов высвобождения мощности за счет снижения потерь перед проектами нового строительства генерирующих мощностей при равных затратах;

9) определение порядка обязательного учета потерь в сетях на основе данных АСКУЭ;

10) реализация утвержденной Программы развития систем коммерческого учета электроэнергии на основе интеллектуальных приборов учета по электросетевым организациям;

11) полное оснащение приборами учета расхода энергии потребителей розничного рынка, в первую очередь бытовых потребителей, развития автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии розничного рынка, создания системы метрологического контроля измерительных приборов учета топливно-энергетических ресурсов в реальных условиях эксплуатации;

12) сокращение удельных затрат на генерацию и электросетевое строительство за счет формирования единых требований к прозрачности и структуре формирования инвестиционных программ компаний в электроэнергетике.

Для развития электроэнергетики будут приняты следующие меры институционального характера:

1) разработка нового механизма привлечения инвестиций в электроэнергетику с целью упорядочивания инвестиционного процесса в 2016-2020 годах и последующие годы (после реализации уже заключенных ДПМ в 2011-2015 годах);

2) создание условий для заключения двусторонних договоров по свободным (нерегулируемым ценам) между новыми объектами генерации и потребления в неценовых зонах и изолированных территориях;

3) продолжение работы по ликвидации перекрестного субсидирования, включая межрегиональное;

4) разработка механизмов консолидации управления распределительными сетями в регионах Российской Федерации, в том числе путем установления критериев для признания юридического лица (индивидуального предпринимателя) электросетевой организацией для целей установления регулируемых тарифов на электрическую энергию ;

5) введение экономической ответственности электрогенерирующих предприятий и предприятий сетевого комплекса за выполнение гарантированных стандартов надежности и качества обслуживания потребителей.

Государственная долгосрочная ценовая политика в электроэнергетике будет основываться на **следующих принципах**:

1) недопущение срыва стратегических планов государства по повышению жизненного уровня населения и росту конкурентоспособности российских предприятий из-за необоснованно высоких удельных затрат на энергоснабжение населения и предприятий;

2) сохранение и совершенствование форм и механизмов участия государства в регулировании источников инвестиций в электроэнергетику с целью обеспечения достаточной инвестиционной привлекательности проектов по развитию генерации и сетевого хозяйства (на принципах возвратности осуществляемых государственных вложений, в том числе на условиях частно-государственного партнерства);

3) применение на рынках электрической энергии (мощности) и тепловой энергии механизмов ценообразования, обеспечивающих участникам рынка потенциальный уровень доходности не ниже, чем в других секторах экономики с сопоставимым уровнем рисков;

4) предсказуемость долгосрочной тарифной политики и ее координация с другими составляющими государственной энергетической политики - политикой в сфере энергоэффективности и энергосбережения, а также в области формирования рационального топливно-энергетического баланса.

Предусматривается, что доля стоимости производства электроэнергии в ее среднетопливной цене для конечных потребителей будет уже на начальных этапах реализации настоящей Стратегии доведена до 60 - 65 процентов - диапазона значений, являющегося рациональным в соответствии с существующим международным опытом. Учитывая, что в последние годы в России произошел резкий рост цен на электроэнергию и сохранение этой тенденции сделает экономику страны неконкурентоспособной, уже в начале реализации настоящей Стратегии необходимо ограничить рост цен, разработать и

осуществить мероприятия по обеспечению оптимального развития и функционирования электроэнергетических систем, снижению потерь и широкому внедрению эффективных технологий. Необходимо сдерживать тарифы на передачу электрической энергии и обеспечить ограничение роста среднеотпускной цены электроэнергии для конечных потребителей на уровне не выше инфляции.

На первом этапе реализации настоящей Стратегии планируется осуществить работы по развитию и обновлению основных фондов в электроэнергетике, замена которых жизненно необходима для успешного долгосрочного функционирования отрасли. Основным типом сооружаемых генерирующих мощностей станут парогазовые установки с высокими значениями КПД. Важным направлением на первом этапе реализации настоящей Стратегии будет модернизация тепловых электростанций, работающих на газе по паросиловому циклу, и перевод их на парогазовый цикл работы. При этом будет осуществляться вывод из эксплуатации старых мощностей и низкоэффективного морально устаревшего оборудования.

Будет проводиться в жизнь государственная программа строительства атомных электростанций и гидроэлектростанций, в том числе на условиях частно-государственного партнерства. На атомных электростанциях будут устанавливаться реакторы повышенного уровня безопасности. В сфере развития электросетевого комплекса приоритетными направлениями будут внедрение системы сбора данных о надежности и качестве электроснабжения, повышение уровня обслуживания потребителей, в том числе реализация комплекса мер по упрощению процедуры технологического присоединения к электрическим сетям и сокращению числа этапов присоединения до 5 к 2018 году; разработка мер по повышению загруженности электросетевых мощностей; оптимизация проектных решений и снижение удельной стоимости инвестиций; улучшение системы тарифного регулирования в электросетевом комплексе; сокращение количества территориально-сетевых организаций более чем на 50% к уровню 2012 года; снижение на 70% объема перекрестного субсидирования; реконструкция электрических сетей на основе новых электросетевых технологий и современного оборудования; оптимизация конфигурации и повышение надежности системообразующих и распределительных электрических сетей. Будут созданы основы целостной системы оптимального развития и функционирования электроэнергетики и нормативно-правовая основа для стабильного привлечения частных инвестиций в развитие всех видов генерации.

На втором этапе реализации настоящей Стратегии будет продолжено масштабное обновление основных производственных фондов и развитие новой электроэнергетической

инфраструктуры. Продолжится промышленное освоение новых парогазовых установок с высокими значениями коэффициента полезного действия, а также головных образцов реакторов на быстрых нейтронах. Развернется активное освоение возобновляемых источников энергии. За счет инновационного обновления отрасли будут существенно улучшены показатели ее энергетической, экономической и экологической эффективности.

На третьем этапе реализации настоящей Стратегии электроэнергетика будет характеризоваться расширенным внедрением технологических инноваций в традиционные сегменты отрасли и активным развитием нетопливной энергетики. В тепловой генерации начнется промышленное освоение угольных энергоблоков нового технологического поколения, установок газификации угля и энерготехнологических комплексов. Коэффициент полезного действия тепловых электростанций вырастет в среднем в 1,2 раза к уровню 2010 года. На указанном этапе получит развитие строительство крупных гидроэлектростанций на востоке страны.

6.9 Атомная энергетика и ядерный топливный цикл

Стратегической целью развития атомной энергетики и ядерного топливного цикла является существенное улучшение топливного баланса страны, сбережение ценных ресурсов невозобновляемых ископаемых для неэнергетического использования, повышение доли высокотехнологичных и наукоемких продуктов в экспорте, радикальное решение проблемы выбросов парниковых газов. Эта цель будет достигаться консолидацией всего органически связанного атомного энергопромышленного комплекса, включающего АЭС, ядерный топливный цикл, строительный комплекс, машиностроительную и приборную базы, информационные технологии, инжиниринговые структуры, исследования, разработку и проектирование объектов атомной энергетики, нацеленных на обеспечение конкурентоспособности и безопасности атомных электростанций и атомной промышленности.

Атомная энергетика обладает способностью к воспроизводству собственной топливной базы и возможностью энерготехнологического применения. Эти ее принципиальные особенности формируют адекватный приоритет атомной энергетике в перспективе, для которой характерно ужесточение экологических требований к энергетической деятельности и стабилизация углеводородных возможностей топливно-энергетического комплекса. В этих условиях для своевременной подготовки и развития соответствующих направлений атомной энергетике наряду с продолжением строительства

атомных электростанций с традиционными реакторами на тепловых нейтронах будут созданы серийные атомные электростанции с реакторами на быстрых нейтронах и соответствующие предприятия замкнутого ядерного топливного цикла.

Сооружение АЭС обеспечивает значительный прямой и косвенный мультипликативный эффект в развитие сырьевого (добыча и переработка урана) и высокотехнологичного сектора экономики России (изготовление ядерного топлива, атомное и энергетическое машиностроение), а также смежных отраслей промышленности, вносит существенный вклад в доходы бюджетной системы, поддерживает устойчивое функционирование ядерного оружейного комплекса.

Реализация программы сооружения атомных энергоблоков снижает цену на оптовом рынке в долгосрочной перспективе (срок эксплуатации современных АЭС составляет 60 лет), что повышает конкурентоспособность отечественной экономики, увеличивает темпы развития промышленности, обеспечивает социально приемлемые цены на услуги ЖКХ.

Государственная поддержка серийного сооружения атомных энергоблоков в Российской Федерации также является неотъемлемым условием успешного продвижения российских атомных технологий за рубеж. Экспорт российских атомных технологий поддерживает высокую репутацию Российской Федерации на международном уровне.

Разведанные и потенциальные запасы природного урана, накопленные резервы регенерированного урана, существующие и развиваемые мощности ядерного топливного цикла при экономически обоснованной инвестиционной и экспортно-импортной политике в этой сфере обеспечат прогнозируемые параметры развития ядерной энергетики в рассматриваемый период. Предусмотренная в настоящей Стратегии долгосрочная технологическая политика с освоением и развитием ядерных энергетических технологий нового поколения, включая реакторы на быстрых нейтронах и технологии замкнутого ядерного топливного цикла, снимет ограничения в отношении топливного сырья для атомной энергетики на долгосрочную перспективу.

Ход реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года в указанной сфере **характеризуется следующим.**

Для ввода новых основных фондов и поддержания имеющихся в надлежащем состоянии, а также для обеспечения эффективной и безопасной работы атомных электростанций России в рамках Программы деятельности Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» на долгосрочный период (2009 - 2015 годы) были осуществлены мероприятия по:

1) вводу в промышленную эксплуатацию энергоблока №2 Ростовской АЭС установленной мощностью 1000 МВт в 2010 году, энергоблока № 4 Калининской АЭС установленной мощностью 1000 МВт в 2012 году;

2) продолжению строительства новых энергоблоков на имеющихся и новых площадках АЭС;

3) модернизации действующих атомных станций, в рамках которой осуществляется программа продления эксплуатационного ресурса энергоблоков действующих АЭС;

4) модернизации и замене оборудования, обеспечивающего безопасную и устойчивую работу действующих энергоблоков АЭС.

Осуществляемые мероприятия по восстановлению ресурсных характеристик графитовой кладки реакторных установок РБМК-1000 обеспечивают работу соответствующих энергоблоков до окончания продленного срока эксплуатации (15 лет).

С учетом намеченных масштабов развития отрасли предусматривается дальнейшее решение следующих **основных задач**:

1) повышение эффективности и конкурентоспособности атомной энергетики в целом, обеспечение конкурентоспособных удельных капитальных вложений АЭС при сохранении приоритета безопасности, не ограничивающего масштабы развития;

2) развитие единого комплекса топливно-сырьевые ресурсы - производство энергии – обращение (в т.ч. переработка) с ОЯТ, компактизация и захоронение РАО;

3) развитие отраслевой инвестиционной политики и целевых программ, которые обеспечивают устойчивость, обновление и повышение эффективности существующего потенциала и развитие ядерно-топливной базы и мощностей по переработке отработавшего топлива и утилизации радиоактивных отходов;

4) внедрение высокотехнологичных и экономически выгодных проектов энергетических комплексов, соответствующих высокому уровню безопасности и надежности, в том числе на базе инновационных технологий;

5) развитие российского энергомашиностроительного производства и строительно-монтажного комплекса.

Важной составляющей государственной стратегии развития промышленности ядерно-топливного цикла и атомной энергетики является увеличение экспортного потенциала ядерных технологий России – дальнейшее развитие экспорта атомных электростанций, продуктов и технологий ядерного топливного цикла и электроэнергии.

Направления и этапы реализации государственной энергетической политики развития отрасли предусматривают, в частности, **следующие меры**.

1) Увеличение выработки электроэнергии на атомных электростанциях на основе:

- реализации проектов серийного строительства атомных электростанций;
- продления срока эксплуатации действующих энергоблоков, программы интенсификации и увеличения коэффициента использования установленной мощности на всех этапах.

2) Формирование структуры ядерной энергетической системы с реакторами на тепловых и быстрых нейтронах, работающими в замкнутом ядерном топливном цикле, и развитие инжиниринга в сооружении объектов ЯЭ и производстве оборудования.

3) Развитие ядерного топливного цикла на основе:

- газовых центрифуг нового поколения;
- модернизации разделительно-сублиматных комбинатов (с обеспечением потребностей российских атомных электростанций и сохранением лидирующих позиций на мировом рынке услуг по обогащению урана);

- повышения экономической эффективности фабрикации (с обеспечением конкурентоспособности российского ядерного топлива на мировых рынках);

- создания системы замкнутого топливного цикла, включая обращение с отработавшим ядерным топливом, производства по переработке отработавшего ядерного топлива, по рециклу топлива, по обращению с радиоактивными отходами и технологии вывода из эксплуатации остановленных атомных энергоблоков;

- разработки и обеспечения реализации проекта «Прорыв», объединяющего проекты по формированию технологий ядерной энергетики естественной безопасности на основе быстрых реакторов и замкнутого топливного цикла, с вовлечением в него ресурсов урана-238.

4) Развитие сырьевой базы атомной энергетики на основе:

- развития урановых месторождений на территории России;
- увеличения добычи на зарубежных совместных предприятиях;
- разведки и разработки новых месторождений в наиболее перспективных урановых регионах мира;

- замыкания ядерного топливного цикла быстрых реакторов

5) Развитие производственной базы атомной энергетики на основе:

- обеспечения требуемого объема поставок оборудования для атомных электростанций, исключения монопольного давления (формирование альтернативных поставщиков энергетического оборудования, в том числе посредством создания альянсов с зарубежными компаниями);

- повышения экономической эффективности работы предприятий энергетического машиностроения, находящихся в сфере ведения Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом», и их выхода на смежные рынки.

б) Создание информатизированной инфраструктуры управления жизненным циклом атомных электростанций, включая всю структуру атомного энергопромышленного комплекса: АЭС, ядерный топливный цикл, строительный комплекс, машиностроительную и приборную базы, информационные технологии, инжиниринговые структуры, исследования, разработку и проектирование объектов атомной энергетики, системы обращения с отработавшим ядерным топливом, обращения с радиоактивными отходами и развития технологий вывода из эксплуатации остановленных атомных энергоблоков.

6.10 Теплоснабжение

Стратегическими целями развития теплоснабжения являются:

1) достижение высокого уровня комфорта в жилых, общественных и производственных помещениях, включая количественный и качественный рост комплекса услуг по теплоснабжению (отопление, хладоснабжение, вентиляция, кондиционирование, горячее водоснабжение);

2) высокий соответствующий ведущим европейским странам уровень обеспеченности населения и отраслей экономики страны этим комплексом услуг при доступной их стоимости;

3) кардинальное повышение технического уровня систем теплоснабжения на основе инновационных, высокоэффективных технологий и оборудования;

4) радикальное повышение энергетической эффективности теплоснабжения, в том числе на основе приоритетного развития теплофикации (когенерации), сокращения непроизводительных потерь тепла и расходов топлива;

5) обеспечение управляемости, надежности, безопасности и экономичности теплоснабжения;

6) снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Ход реализации Энергетической Стратегии России на период до 2030 года в сфере теплоснабжения **характеризуется следующим:**

1) За прошедший период с начала реализации ЭС-2030, в связи с более низкими темпами развития экономики страны, по сравнению с предусмотренными в Стратегии, теплопотребление в России снижалось.

2) Выросли показатели износа основных фондов теплоснабжения (до 65-70%), коэффициент использования установленной тепловой мощности электростанций снизился до величины, не превышающей 50%.

3) Сократилась протяженность тепловых сетей на 7% (более чем на 13,5 тыс. км).

4) Увеличились потери в тепловых сетях (с 18 до 20%), продолжает расти расход электроэнергии на перекачку теплоносителя (превышает 40 кВт·ч/Гкал).

5) Начался процесс формирования территориальных рынков тепловой энергии на базе создания единой теплоснабжающей организации.

6) Получила развитие малая распределенная энергетика, играющая возрастающую роль в конкуренции с централизованным теплоснабжением.

7) Был принят закон «О теплоснабжении», в соответствии с которым, хотя и медленно, но начали разрабатываться Схемы теплоснабжения поселений, формироваться Программы по модернизации теплового хозяйства регионов страны, осуществляться организационные преобразования.

8) Возросла оснащенность приборами учета основных видов потребляемых энергоресурсов до 40%, обязательные энергетические обследования учреждений на региональном уровне выполнены лишь на 30%, в муниципальных образованиях в пределах 20%, несмотря на то, что для этих целей было создано более 5000 энергоаудиторских компаний и около 400 энергосервисных предприятий. Их деятельность ориентирована, прежде всего, на теплоснабжение, как наиболее энергоемкую отрасль экономики страны.

9) Работы по техническому перевооружению теплоснабжающих систем проводились теплоснабжающими компаниями в основном за счет собственных средств. Государственные дотации осуществлялись, прежде всего, на поставку топлива в отдаленные труднодоступные регионы и проведение модернизации коммунальной теплоэнергетики.

10) Сокращается величина резервов производственных мощностей в результате оптимизации схем теплоснабжения и вывода из эксплуатации неэкономичных теплоисточников, что является положительным трендом, способствующим сокращению издержек на эксплуатацию систем.

11) Из-за рассогласованности параметров регулирования электрического и теплового рынков продолжает обостряться ситуация с теплофикацией (когенерацией) – стратегическим направлением в теплоснабжении. Сохраняется тенденция оттока потребителей из теплофикационных систем, растет число мелких котельных.

По состоянию на конец 2013 года основные параметры, определенные Энергетической стратегией России на период до 2030 года, в сфере теплоснабжения не были достигнуты, а в отдельных аспектах ситуация даже ухудшилась. Во многом негативные тенденции, имеющиеся в теплоснабжении, обусловлены тем, что принимаемые решения не подкреплялись соответствующими организационными мерами, материально-технической базой и финансовыми ресурсами.

К числу **основных проблем** в указанной сфере относятся:

1) низкий уровень комфорта в жилых и общественных зданиях, невозможность местного регулирования температуры в них, массовые задержки начала отопительного сезона, систематические «недотопы» и «перетопы»;

2) неоптимальная структура теплогенерирующих мощностей, обусловленная низкой долей теплофикации (когенерации), распределенной генерации тепловой энергии на базе нетрадиционных и возобновляемых источников энергии;

3) неудовлетворительное состояние систем теплоснабжения, характеризующееся высоким износом основных фондов, особенно теплосетей и котельных, недостаточной надежностью, большими энергетическими потерями и негативным воздействием на окружающую среду;

4) низкая энергетическая и экономическая эффективность теплоснабжения в связи с низким коэффициентом использования тепла топлива из-за снижения роли теплофикации (когенерации), высоких потерь тепла при его транспорте и потреблении, нерациональной загрузки теплоисточников, а также в связи с низким техническим уровнем, большими затратами на ремонт и др.;

5) тяжелое состояние централизованных теплофикационных систем из-за несогласованности управления развитием и функционированием электроэнергетики и теплоснабжения;

- б) высокая периодичность аварий с полным длительным отключением или глубоким снижением подачи тепла в отдельных поселениях;
- 7) низкие уровни технического состояния, надежности, экономичности объектов децентрализованного теплоснабжения;
- 8) высокая потребность в инвестициях для модернизации и инновационного развития теплоснабжения, обеспечения его надежности, комфортности, экономической эффективности;
- 9) организационная разобщенность объектов и систем теплоснабжения, отсутствие единой государственной политики в этом секторе, прежде всего научно-технической и инвестиционной;
- 10) несовершенство институциональной системы теплоснабжения для успешного функционирования в рыночных условиях. В частности, не сформирована система мотивации по инвестированию в отрасль, по повышению ее эффективности – нет экономически обоснованных, конкурентных, долгосрочных регуляторных решений.

Для достижения стратегических целей развития отрасли необходимо решить следующие **основные задачи**:

- 1) полное обследование всех существующих систем теплоснабжения поселений и предприятий и завершение работы по разработке схем теплоснабжения в соответствии с законом «О теплоснабжении», включая оптимизацию структуры теплоисточников по типам, составу и территориальному размещению;
- 2) развитие теплоснабжения России и ее регионов преимущественно на базе теплофикации с использованием современных экономически и экологически эффективных когенерационных установок широкого диапазона мощности;
- 3) распространение сферы теплофикации на базе паротурбинных, газотурбинных, газопоршневых и дизельных установок на область средних и малых тепловых нагрузок;
- 4) оптимальное сочетание централизованного и децентрализованного теплоснабжения с выделением соответствующих зон их эффективности;
- 5) максимальное использование возможностей геотермальной энергетики для обеспечения теплоснабжения изолированных регионов, богатых геотермальными источниками (Камчатка, Сахалин, Курильские острова);
- 6) развитие систем распределенной (включая централизованно-распределенную) генерации тепловой энергии с разными типами источников, расположенных в районах теплоснабжения, прежде всего распределенной когенерации;

7) модернизация и развитие систем децентрализованного теплоснабжения с применением высокоэффективных конденсационных газовых и угольных котлов, когенерационных, геотермальных, солнечных (пассивных и активных), биоэнергетических, теплонасосных и других установок, а также автоматизированных индивидуальных теплогенераторов нового поколения для сжигания разных видов топлива;

При решении вопросов развития систем теплоснабжения необходимо учитывать как экономическую, так и социальную и эколого-технологическую эффективность таких систем.

8) совершенствование структуры систем централизованного теплоснабжения, включая оснащение автоматикой и измерительными приборами, прежде всего, в рамках автоматизированных систем диспетчерского управления нормальными и аварийными режимами их эксплуатации, переход на независимую схему подключения нагрузки отопления (вентиляции и кондиционирования) и закрытую систему горячего водоснабжения, рациональное сочетание системного и элементного резервирования;

9) организация совместной работы источников тепла на общие тепловые сети с оптимизацией режимов их функционирования;

10) массовое обновление и реконструкция на новой технологической основе теплоэлектроцентралей, котельных, тепловых сетей и тепловых энергоустановок, проведение теплогидравлической наладки режимов, повышение качества строительномонтажных и ремонтных работ, своевременное выполнение регламентных мероприятий, оснащение потребителей стационарными и передвижными установками теплоснабжения в качестве резервных и (или) аварийных источников теплоснабжения;

11) создание интегрированных систем теплоснабжения на интеллектуальной основе, обеспечивающих тепло-, холодо-, электроснабжение (тригенерация) потребителей;

12) совершенствование институциональных основ, организационной структуры отрасли, систем управления, экономического и технического регулирования, системы мониторинга и информирования о ситуации в теплоснабжении.

Решение технологических задач обеспечивает расширение ассортимента (номенклатуры) апробированных технологий, эффективность применения которых определяет рынок.

Целевое видение развития теплоснабжения предусматривает следующее.

Важными факторами, определяющими развитие теплоснабжения в рассматриваемой перспективе, являются изменение численности населения, сочетание процессов урбанизации и деурбанизации, структурные преобразования в экономике, повышение жизненного уровня населения в средних и небольших городах и поселениях, расширение сферы услуг, изменения в градостроительной политике, активизация энергосберегающей политики.

Перспективная структура, а также объемы производства и потребления тепловой энергии на рассматриваемый период максимально ориентированы на полное обеспечение потребностей социальной сферы и экономики России. Они учитывают уже начавшуюся деурбанизацию городских поселений, включая вынос за пределы городской застройки промышленного производства и активное развитие индивидуального малоэтажного строительства, доля которого ожидается на уровне 40-45% всего вводимого в эксплуатацию жилого фонда. Малоэтажная застройка, как правило, будет обеспечиваться источниками распределенной генерации, высокоэффективными индивидуальными теплогенераторами, а многоэтажная застройка и промышленные предприятия – централизованными (частично децентрализованными) источниками, в том числе установками распределенной когенерации. Рост теплопотребления к концу рассматриваемого периода (2035 год) составит 24%, в промышленности он не превысит 18%, а в жилищном секторе и сфере услуг достигнет 28%. В результате несколько изменится структура теплопотребления. Основной прирост производства тепла в системах централизованного теплоснабжения будут обеспечивать тепловые электростанции, доля которых в общем объеме производства тепла в системах централизованного теплоснабжения вырастет с 46,1% в 2010 году до 50% к 2035 году. Кроме того, увеличится использование теплоутилизационных установок и особенно возобновляемых источников тепла на базе геотермальной, солнечной энергии и биомассы. В результате доля котельных в производстве тепла в системах централизованного теплоснабжения уменьшится с 47,2% в 2010 году до 41,7% к 2035 году. Доля децентрализованного теплоснабжения, несмотря на абсолютный рост, сохранится примерно на существующем уровне.

Вклад атомных источников (АТЭЦ, АСТ) в централизованном отпуске возрастет в 3,8 раза – с 3,4 млн. Гкал в 2010 году до 12,7 млн. Гкал в 2035 году.

В теплоснабжении найдут применение также АЭС малой мощности в изолированных районах, в том числе за полярным кругом.

Потребность в топливе на производство тепловой энергии составит около 350 млн. т у.т., что примерно соответствует текущему уровню. Отсутствие заметного роста потребности в топливе связано с повышением эффективности его использования. Основным топливом будет оставаться газ, его доля несколько увеличится.

Инновационное развитие теплоснабжения, обеспечивающее повышение его эффективности, будет осуществляться по следующим основным направлениям:

1) в производстве тепловой энергии - существенное повышение доли теплофикационной (когенерационной) выработки тепловой и электрической энергии в общем их производстве, в том числе в рамках распределенной когенерации (включая реконструкцию котельных и малых паротурбинных ТЭЦ в малые газотурбинные ТЭЦ, а также в малые ПГУ-ТЭЦ, усовершенствованные паротурбинные ТЭЦ и малые ТЭЦ с газопоршневыми двигателями); повышение коэффициента полезного действия котлоагрегатов, и других установок на основе современных технологий сжигания топлива; увеличение коэффициента использования тепловой мощности ТЭЦ, развитие систем распределенной генерации тепла с вовлечением в теплоснабжение возобновляемых источников энергии; повышение технического уровня, автоматизации и механизации мелких теплоисточников, оснащение их системами учета и регулирования; массовое вытеснение устаревшего оборудования высокоэффективными паротурбинными, парогазовыми и газотурбинными установками, использование этой же техники для оснащения вновь сооружаемых или расширяемых ТЭЦ; повышение маневренности ТЭЦ на базе парогазовых установок с впрыском пара; формирование интегрированных энергокомплексов, включающих разные типы источников (в том числе, использующих ВИЭ), обеспечивающих тепло-, электро-, холодо- и топливоснабжение;

2) в системах транспорта тепловой энергии - реконструкция тепловых сетей на основе применения теплопроводов заводской готовности (включая нанесение тепло- и гидроизоляции с использованием новых изоляционных материалов), применения эффективных способов их прокладки, современных запорно-регулирующих устройств, использование автоматизированных узлов и систем управления режимами, а также организация оптимальных режимов функционирования тепловых сетей, теплоисточников и потребителей; постепенное изменение принципов и структуры построения тепловых сетей в направлении системного резервирования, совместной работы источников, интеллектуального управления;

3) в системах потребления тепловой энергии - учет количества и контроль качества потребляемой тепловой энергии, реконструкция и новое строительство зданий с

применением теплоустойчивых конструкций, массовое внедрение тепловой автоматики, энергоэффективного оборудования, а также обеспечение высокой технологичности всего процесса управления теплоснабжением, доступность его контроля и возможность регулирования.

При этом предусматривается:

- 1) создание и широкое внедрение комплекса технологического оборудования на модульной основе для нового строительства и перевода существующих источников теплоснабжения на когенерационную основу;
- 2) создание технологического оборудования и автоматизированных систем контроля и управления теплоснабжением;
- 3) разработка и предпочтительное использование для теплоснабжения эффективных парогазовых (газопаровых) технологий с впрыском пара;
- 4) развитие и применение технологий утилизации теплоты конденсации водяного пара дымовых газов;
- 5) разработка технологий низкотемпературного комбинированного теплоснабжения с количественным и качественно-количественным регулированием тепловой нагрузки с децентрализацией пиковых тепловых мощностей;
- 6) создание комплекса технологического оборудования и разработка типовых технических решений по использованию тепловых насосов в системах теплоснабжения в крупных городах и городских образованиях;
- 7) создание типовых, высокоэффективных модульных парогазовых установок с инжекцией пара на базе отечественных газовых турбин для одновременной генерации электроэнергии, теплоты и холода;
- 8) создание взаимосвязанного комплекса технологических подсистем в объединенной системе централизованного теплоснабжения и централизованного холодоснабжения крупных социальных и промышленных потребителей тепла и холода;
- 9) создание телекоммуникационных систем централизованного технологического управления крупными системами теплоснабжения с использованием высоконадежных исполнительных механизмов и технологий геоинформационных систем;
- 10) совершенствование технологий промышленного производства теплопроводов с предварительно нанесенным антикоррозийным покрытием, тепло-, гидроизоляция и дистанционной диагностикой состояния, регулирующих и запорных устройств с автоматическим приводом, а также монтажа из них тепловых сетей;

11) разработка и внедрение адаптивных схем и интеллектуальных систем регулирования, конструкций и оборудования для систем отопления и горячего водоснабжения.

Системы теплоснабжения постепенно будут интегрироваться в общую инженерную инфраструктуру городов, включающую электро-, тепло-, водо-, газоснабжение потребителей на основе сетецентрического принципа управления ими.

Прогнозируемое развитие теплоснабжения потребует осуществления ряда мер, таких как формирование и совершенствование конкурентного рынка тепловой энергии (за счет централизованных ТЭЦ и малых котельных установок), поддержка создания и массового производства прогрессивного конкурентоспособного российского оборудования для систем теплоснабжения, совершенствование управления этими системами и поддержка государством (федеральными и региональными органами власти) формирования необходимых инвестиций в сферу теплоснабжения.

Для развития теплоснабжения предполагается принять **следующие меры** государственной энергетической политики:

1) Нормативно-правовое регулирование обязанностей, прав и ответственности субъектов деятельности в сфере централизованного и децентрализованного теплоснабжения, включая управление системами и регулирование отношений на тепловом рынке, а также развитие отрасли на основе государственно-частного партнерства, в том числе в форме концессионных соглашений, на всех уровнях.

2) Создание системы муниципального и государственного формирования схем теплоснабжения населенных пунктов с соответствующим регламентом их согласования, утверждения, корректировки, контроля реализации.

3) Повсеместное создание и уточнение роли Единой теплоснабжающей организации (ЕТО), в том числе:

- назначение ЕТО вне процедуры утверждения схем теплоснабжения;
- исполнение ЕТО функций, связанных с оперативным управлением системой теплоснабжения, с усилением требований к публичности и прозрачности ее деятельности с закреплением за ней ответственности за надежное, качественное и экономически эффективное обеспечение теплом всех потребителей;
- наделение ЕТО функциями «одного окна» для потребителей по поставке всех товаров и услуг в сфере теплоснабжения в границах зоны своей деятельности по цене не выше установленной

государством цены и ответственным за надежное и качественное теплоснабжение и горячее водоснабжение (далее - ГВС) перед потребителями;

- поэтапный переход на свободные договорные отношения между ЕТО и поставщиками товаров и услуг в системе теплоснабжения;
- поэтапная отмена регулирования закупочных цен на тепловую энергию (мощность), теплоноситель, услуги по передаче тепловой энергии при достижении предельного уровня цены («альтернативной котельной»);
- введение экономических санкций за несоблюдение ЕТО своих функций и иных инструментов контроля за деятельностью ЕТО;

При отсутствии утвержденной схемы теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию необходимо определять только на одну систему теплоснабжения. Вместе с тем, необходимо определить ответственность ЕТО за неисполнение обязанности по разработке схем теплоснабжения, сроков их разработки, а также санкции за неисполнение соответствующей обязанности.

4) Изменение принципов и правил ценообразования в сфере теплоснабжения, в том числе:

- переход от полного регулирования тарифов на тепловую энергию по всей цепочке создания ценности в сфере теплоснабжения к регулированию конечной цены посредством определения справедливой цены для потребителей тепловой энергии не выше устанавливаемого государством предельного уровня, в том числе с использованием метода альтернативной котельной;
- отмена регулирования цен на тепловую энергию, теплоноситель для потребителей, теплопотребляющие установки которых подключены к коллекторам источников тепловой энергии, и по всей цепочке производства, передачи и поставки потребителям тепловой энергии и теплоносителя в виде пара (за исключением населения);

5) Усиление требований к учету тепловой энергии (введение обязательности использования приборов учета тепловой энергии для всех категорий потребителей, с введением упрощенного или группового учета для потребителей с потреблением менее 0,2 Гкал/ч).

б) Установление в двухставочном режиме тарифа для производителей тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО до полной либерализации договорных отношений с ЕТО .

7) Осуществление перехода к индикативному планированию развития теплоснабжения с разработкой соответствующих государственных стандартов, что предполагает формирование и отслеживание оптимального баланса производства и потребления тепла, надежность, качество и эффективность теплоснабжения, параметры комфорта, предельную долю расходов населения и бюджета на теплоснабжение и другие показатели.

8) Разработка комплекса мер, стимулирующих развитие теплофикации (когенерации) и использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

9) Создание эффективной многоуровневой (теплоснабжающая система – населенный пункт – регион – страна) системы мониторинга в сфере теплоснабжения, включая статистическую отчетность, с обеспечением принципов прозрачности и доступности.

10) Формирование розничных рынков тепловой энергии с выводом на них всех ТЭЦ, котельных и других теплоисточников, а также тепловых сетей с принятием необходимых нормативно-правовых актов.

11) Осуществление постепенного прекращения перекрестного субсидирования между видами энергии, между тепловыми узлами (системами), между группами потребителей. Переход от расчета тарифов в соответствии с затратами по всем видам деятельности к формированию верхнего предельного уровня тарифов на производство и передачу тепловой энергии по установленной «формуле цены» для потребителя, ориентированной на нормативные показатели работы оборудования и не превышающей уровня тарифа альтернативного теплоснабжения..

12) Принятие дополнительных мер по повышению платежной дисциплины потребителей, в том числе исполнителей коммунальных услуг, социально значимых потребителей коммунальных услуг.

Предусматривается поэтапное уточнение принятых направлений развития теплоснабжения России и ее регионов в увязке с целевыми социально-экономическими ориентирами.

На первом этапе реализации настоящей Стратегии будет обеспечено повышение стандартов предоставления услуг теплоснабжения в результате оптимизации структуры системы (соотношения централизованного и децентрализованного теплоснабжения,

соотношения комбинированной и раздельной схем энергоснабжения, повышения надежности, безопасности, энергетической и экономической эффективности производства, транспортировки и потребления тепла), за счет модернизации основных производственных фондов - теплоисточников и тепловых сетей, а также обеспечения потребителей системами учета и регулирования.

В указанный период необходимо осуществить разработку и начать последовательную реализацию комплекса первоочередных мер по коренному усовершенствованию теплоснабжения, предусматривающих в том числе:

1) выполнение обследований, разработка схем теплоснабжения, экстренную замену ветхих и предельно изношенных тепловых сетей, теплогенерирующего и вспомогательного оборудования, совершенствование законодательства, организацию разработки серийного производства и внедрения новой техники в особенности для систем распределенной когенерации и теплопроводов заводской готовности;

2) формирование розничных рынков тепловой энергии с выводом на него теплоисточников, тепловых сетей и создание новой модели рынка, основанной на создании единых теплоснабжающих организаций и формировании экономически обоснованного предельного уровня цены на тепловую энергию;

3) создание благоприятных условий для привлечения частных инвестиций в теплоснабжение;

4) оптимизацию системы тарифов (переход на применение двухставочного тарифа, применение долгосрочных тарифов по двусторонним договорам) с учетом интересов как производителей, так и потребителей тепла;

5) формирование обязательных требований к производимому и применяемому в указанной сфере оборудованию, а также к повышению энергоэффективности зданий;

6) рациональное применение механизмов государственной поддержки, в том числе в рамках частно-государственного партнерства.

На втором этапе реализации настоящей Стратегии будет продолжено (или завершено) выполнение мероприятий, начатых на первом этапе, осуществлена масштабная реконструкция и техническое переоснащение основных фондов, включая экономически оправданную замену тепловых сетей и сетевого оборудования централизованного теплоснабжения. Значительно повысится технологический уровень систем децентрализованного (индивидуального) теплоснабжения, в том числе с использованием возобновляемых источников тепла.

Будет сформирован рынок тепловой энергии и упорядочены взаимоотношения между его участниками, дальнейшее развитие получают процессы повышения энергоэффективности теплоснабжения и внедрения инновационных высокоэффективных технологических схем его организации.

На третьем этапе реализации настоящей Стратегии теплоснабжение достигнет высоких уровней энергетической, экономической и экологической эффективности, будет обеспечен высокий уровень теплового комфорта населения, учреждений сферы услуг и производственных помещений, соответствующий уровню развития стран с аналогичными природно-климатическими условиями (Канада, страны Скандинавии). Дальнейшее развитие отрасли пойдет по пути расширенного вовлечения в производство тепла новых неуглеводородных источников энергии и использования высокоэффективных автоматизированных технологических схем организации теплоснабжения, преобладающего применения когенерации как в централизованных системах, так и в системах распределенной генерации энергии.

6.11 Использование возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

Стратегическими целями использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и местных видов топлива являются:

- 1) снижение темпов роста общего объема потребления органического топлива, сохранение его запасов для будущих поколений;
- 2) диверсификация топливно–энергетических балансов и повышение уровня энергетической безопасности и надежности энергоснабжения субъектов Российской Федерации и России в целом;
- 3) снижение затрат на передачу и распределение электрической и тепловой энергии, а также транспортировку топлива и снижение возникающих при этом потерь;
- 4) достижение комфортных условий труда и быта населения, надежного энергоснабжения предприятий местной промышленности, прежде всего в удаленных и труднодоступных районах, не подключенных к сетям общего пользования;
- 5) преодоление отставания от мирового уровня в производстве наукоемкого и высокотехнологичного оборудования для возобновляемой энергетики;
- 6) снижение объема эмиссии парниковых газов и вредных выбросов при производстве электрической и тепловой энергии.

По существующим оценкам, технический ресурс возобновляемых источников энергии (в основном энергии солнца и ветра), составляет не менее 4,6 млрд т у.т., т.е. в 5 раз больше годового объема потребления, а экономический потенциал определен в 270 млн т у.т., т.е. немногим более 25% объема потребления всех ТЭР России в 2012 году. В настоящее время экономический потенциал ВИЭ существенно увеличился, поскольку за последние годы произошло подорожание традиционного топлива и удешевление оборудования возобновляемой энергетики.

Мониторинг **хода реализации ЭС-2030** показывает, что доля ВИЭ (без учета крупных ГЭС) в производстве электроэнергии в 2005-2012 годах оставалась практически неизменной и составляла величину около 0,2%. При этом Энергетическая стратегия России на период до 2030 года предусматривала ускоренный рост возобновляемой энергетики. Согласно Стратегии, предусматривалось увеличение доли ВИЭ (кроме гидроэлектростанций мощностью более 25 МВт) в производстве электрической энергии до 2020 года примерно с 0,5 до 4,5 %. К 2030 году производство электроэнергии на базе ВИЭ должно составлять не менее 80 - 100 млрд. кВт·ч в год (около 7 % от общей выработки).

Тепловая энергия с использованием возобновляемых источников энергии производится системами солнечного горячего водоснабжения, тепловыми электростанциями и котельными с использованием отходов лесозаготовок, лесопереработки, отходов сельского хозяйства и т.п., системами геотермального теплоснабжения, тепловыми насосами и другими установками. По имеющимся оценкам в настоящее время общий объем тепловой энергии, вырабатываемой с использованием возобновляемых источников энергии, составляет порядка 62,5 млн. Гкал или около 4 % от объема отпуска тепловой энергии электростанциями и котельными.

Таким образом, анализ хода реализации этого направления в 2008-2012 годах показывает, что оценки ЭС-2030 оказались слишком оптимистичными.

Правительством Российской Федерации в рассматриваемый период были приняты решения, определяющие основные механизмы стимулирования развития энергетики на основе использования ВИЭ. Стимулирование будет осуществляться через оптовый рынок электроэнергии за счет получения объектом ВИЭ, который прошел специальный конкурс, повышенной платы за мощность, гарантирующей окупаемость затрат на строительство. Такая плата будет предоставляться ветряным и солнечным станциям, а также малым ГЭС.

Мощность, производимая использующими возобновляемые источники энергии электростанциями, на оптовом рынке электроэнергии будет продаваться с учетом степени участия в ее производстве отечественного оборудования. Договоры о присоединении соответствующих субъектов электроэнергетики к торговой системе оптового рынка будут заключаться по результатам конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, и квалифицированных по степени использования в производстве электроэнергии основного и вспомогательного оборудования, произведенного на территории России ("степени локализации"). Цену за мощность, производимую указанными генерирующими объектами, будет определять коммерческий оператор оптового рынка по утвержденным правилам, предусматривающим, в том числе, использование коэффициента, отражающего выполнение целевого показателя степени локализации.

К числу **основных проблем** в указанной сфере относятся следующие:

- 1) Отсутствие действующих механизмов государственного стимулирования развития ВИЭ (налоговые льготы, субсидии, компенсации, обязательства, льготное кредитование и т.п.).
- 2) Недостаточные инвестиции в развитие перспективных технологий, в пилотные и демонстрационные проекты возобновляемой энергетики.
- 3) Неразвитость рынка ВИЭ в России. Необходима разработка и внедрение механизмов формирования спроса на установки и оборудование возобновляемой энергетики.
- 4) Нехватка инженерных и научных кадров, комплексно владеющих проблемой использования возобновляемой энергии и способных решать как технические, так экономические и экологические проблемы.
- 5) Недостаточное финансирование НИОКР и производственной базы возобновляемой энергетики России.
- 6) Недостаточная информационная поддержка возобновляемой энергетики.

Основными задачами развития ВИЭ, направленными на преодоление указанных проблем, являются:

- 1) разработка и принятие законодательных и нормативных документов, обеспечивающих стандартизацию и контроль качества оборудования ВИЭ;
- 2) координация мероприятий в области развития электроэнергетики и возобновляемой энергетики;

- 3) внедрение механизмов государственного стимулирования использования ВИЭ;
- 4) устранение барьеров при экспорте отечественного оборудования для возобновляемой энергетики;
- 5) государственное финансирование научно-исследовательских работ и пилотных проектов в области ВИЭ; создание системы координации научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в области использования ВИЭ, а также системы контроля и статистической отчетности о выполнении целевых показателей по вводу мощности и производству электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии;
- 6) создание системы образования и подготовки кадров для возобновляемой энергетики (обучение специалистов в ВУЗах и на курсах повышения квалификации);
- 7) информационная поддержка возобновляемой энергетики и формирование положительного общественного мнения;
- 8) более активное использование возможностей международного сотрудничества (например, использование механизмов Энергодialogа Россия-ЕС для передачи передовых технологий и обмена опытом);
- 9) разработка в субъектах Российской Федерации схем размещения объектов возобновляемой энергетики с учетом возможности их работы на оптовом и розничном рынках.

Целевое видение развития ВИЭ предусматривает рост доли возобновляемых источников энергии к 2035 году до 3,7% в общем объеме ввода мощностей электростанций, а в производстве электроэнергии – до 2,2% от общего объема выработки, что соответствует производству электрической энергии 34-35 млрд кВт·ч.

Для достижения намеченных объемов производства электроэнергии на базе ВИЭ в рассматриваемый период (до 2035 года) необходимо обеспечить ввод генерирующих мощностей суммарной установленной мощности свыше 18 ГВт. Развитие ВИЭ к 2035 году должно обеспечить повышение среднего КИУМ для ВЭС до 25%, МГЭС – 50%, ГеоЭС – 75%, ТЭЦ на биомассе – 50%, прочих ВИЭ – не ниже 40%.

Наращивание темпов развития ВИЭ в России необходимо рассматривать как важный фактор модернизации экономики, в том числе связанной с развитием инновационных производств, разработкой новых инновационных технологий, развитием малого и среднего бизнеса, созданием новых рабочих мест, улучшением социальных условий, улучшением экологии и т.п.

На основе более широкого использования ВИЭ могли бы эффективно решаться многие актуальные задачи:

- 1) электро- и теплоснабжение автономных потребителей, расположенных вне систем централизованного энергоснабжения;
- 2) сокращение завоза жидкого топлива в труднодоступные районы Северных территорий Российской Федерации, включая Арктический регион при одновременном повышении надежности энергоснабжения потребителей;
- 3) повышение надежности энергоснабжения населения и производства, особенно сельскохозяйственного, в зонах централизованного энергоснабжения, главным образом в дефицитных энергосистемах;
- 4) сокращение вредных выбросов от традиционных энергетических установок в отдельных городах и населенных пунктах со сложной экологической обстановкой, а также в туристско-рекреационных зонах и местах массового отдыха населения.

Основные направления инновационного развития отрасли в области возобновляемой энергетики должны включать:

- 1) разработку агрегатов для низконапорных малых ГЭС, а также методов и материалов, обеспечивающих повышенные надежность и долговечность элементов проточных частей турбин малых ГЭС в условиях абразивного износа при эксплуатации в горной местности;
- 2) освоение технологии создания и эксплуатации крупных сетевых ветроэлектростанций и технологии производства ветрогенераторов с горизонтальной осью мощностью 1-3 МВт и более;
- 3) освоение технологии создания и эксплуатации ветродизельных систем;
- 4) создание промышленности по производству ветроустановок большой и малой мощности;
- 5) расширение и/или модернизацию существующей базы промышленности по производству оборудования для малых ГЭС, геотермальных электростанций, тепловых электростанций с использованием биомассы и фотоэлектрических станций;
- 6) развитие технологий использования средне- и низкотемпературного тепла: энергоблоки с бинарным циклом, тепловые насосы и т.д.;
- 7) разработку и освоение технологий производства электрической энергии на основе прямого сжигания или газификации древесных отходов;
- 8) промышленное освоение и совершенствование оборудования биогазовых технологий с использованием биогаза для производства электрической энергии;

9) освоение технологии создания и эксплуатации солнечных электростанций на основе дешевых двухкаскадных α -Si/ μ -Si тонкопленочных фотоэлектрических модулей; освоение технологии производства солнечных электрических установок с концентрационными модулями на основе солнечных элементов из трехпереходных каскадных GaInP/GaInAs/Ge наногетероструктур с КПД до 37-39%.

10) создание опытных образцов солнечных орбитальных энергоустановок с беспроводной передачей энергии с помощью лазерного или СВЧ излучения.

11) включение в состав энергоисточников на базе ВИЭ перспективных технологий производства водорода с использованием электролазеров высокого давления, водород – кислородных парогенераторов и высокоэффективных низкотемпературных топливных элементов.

В настоящее время наиболее зрелыми с коммерческой точки зрения являются малая гидроэнергетика, солнечное и геотермальное теплоснабжение и местное энергетическое использование биомассы. Эти технологии могут с успехом применяться уже сейчас.

Россия обладает конкурентными технологиями практически во всех отраслях возобновляемой энергетики (за исключением ветроэнергетики). Основные успехи достигнуты в создании новых технологий по преобразованию солнечной энергии в электрическую. Промышленностью выпускается фотоэлектрические элементы на основе кремния, модули и батареи с высоким КПД преобразования, высокоэффективные (КПД более 25%) гетероструктурные солнечные элементы и энергоустановки с концентраторами солнечного излучения, микро- и малые гидростанции с оборудованием единичной мощностью от 5 кВт до 1 МВт, биогазовые установки для индивидуальных и фермерских хозяйств, обеспечивающих местные потребности в тепловой и электрической энергии, ветроэлектрические станции мощностью от сотен ватт до десятков кВт.

Государственная политика в сфере использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года предусматривает **следующие меры**:

- 1) возмещение платы за технологическое присоединение к сетям;
- 2) устранение барьеров при подключении установок возобновляемой энергетики к сетям общего пользования;
- 3) субсидирование процентных ставок по кредитам, привлеченным для развития производства организациями, производящими энергию на основе ВИЭ;

4) разработка комплекса мер по государственной поддержке промышленности и научных институтов для обеспечения отрасли возобновляемых источников энергии российским оборудованием, комплектующими и передовыми технологиями,

5) трансферт технологий и локализацию на российских предприятиях производства комплектующих для электростанций, работающих на возобновляемых источниках энергии.

Использование местных видов топлива в региональных энергетических балансах в настоящее время продолжает оставаться недостаточным.

К ресурсам местных видов топлива относятся запасы торфа, отходы лесной промышленности и твердые бытовые отходы.

В 2012 году доля торфа в топливно-энергетическом балансе России составила менее 1 процента, доли прочих видов твердого топлива, включая различные отходы, и дров для отопления находились в диапазоне от 3 до 4 процентов.

Торф является одним из наиболее важных и перспективных местных источников топлива. Общие запасы торфа в Российской Федерации составляют более 175 млрд. тонн, что составляет более 40% от мировых запасов. Значительные ресурсы торфяного топлива (от 40 до 200 млн. т. у.т.) имеются в регионах Центрального федерального округа (Тверской, Смоленской, Костромской, Московской, Брянской, Владимирской и Ярославской областях), регионах Приволжского федерального округа, а также в регионах Дальневосточного федерального округа.

Основными направлениями использования торфа будут удовлетворение коммунально-бытовых потребностей, а также потребностей сельского хозяйства. После увеличения объемов добычи торфа и модернизации технологической базы торфяной промышленности станет возможным его эффективное использование на тепловых электростанциях. Наиболее перспективным направлением использования торфа в России может стать переработка его в брикеты и пеллеты. Проекты по добыче, переработке, выпуску торфосодержащей продукции будут иметь важное социально-экономическое значение для многих областей и регионов страны, поскольку позволят создать дополнительные производственные мощности и стабилизировать рынок труда.

По освоению производства древесных пеллет из отходов деревопереработки Россия вошла в число мировых лидеров. Производители пеллет сосредоточены в Северо-Западном регионе страны. К сожалению, они производятся преимущественно для экспорта в европейские страны, внутри страны эффективное их использование пока сдерживается административными и экономическими барьерами.

Необходимость переработки твердых бытовых отходов (ТБО) вызвана прежде всего экологическими причинами - необходимостью утилизации ТБО и прекращения образования свалок. В мире освоено две основные технологии: сооружение полигонов, в которые ТБО перерабатываются в биогаз, и сжигание на мусоросжигающих заводах. Для функционирования мусоросжигающих заводов требуется отдельный сбор различных видов отходов (металл, стекло, пищевые отходы и т.д.). Первая технология в России не освоена, вторая технология находится в стадии освоения. Между тем, годовой (валовой) потенциал ТБО оценивается в объеме 55 млн. тонн или 11 млн. тун.

В связи с этим государственная политика в сфере использования местных видов топлива и переработке ТБО на период до 2035 года будет предусматривать:

1) восстановление и поддержку развития производства местных источников топлива, создание тепловых электростанций и котельных, работающих на этих источниках (торф, отходы лесной и деревообрабатывающей промышленности - пеллеты), в том числе в труднодоступных и удаленных регионах;

2) внедрение современных высокоэффективных технологий и оборудования для добычи, агломерации и сжигания торфяной продукции для нужд малой и средней энергетики;

3) разработку соответствующих целевых программ поддержки проектов по добыче и переработке торфа; стимулирование внедрения новых методов переработки ТБО, постепенное внедрение отдельного сбора ТБО и сжигания горючих ТБО на мусоросжигающих заводах, стимулирование освоения технологии сооружения полигонов с выработкой биогаза и его использования для производства тепловой и электрической энергии.

Реализация политики и мер по стимулированию использования возобновляемых источников энергии, местных видов топлива и ТБО позволит обеспечить уменьшение доли привозных энергоресурсов в топливно-энергетических балансах субъектов Российской Федерации к 2035 году на 1/3.

6.12 Прогноз инвестиций в развитие топливно-энергетического комплекса

Целевой сценарий развития отраслей топливно-энергетического комплекса, возобновляемых источников энергии, централизованного теплоснабжения, автономной энергетики и энергосбережения потребует почти удвоения среднегодовых капиталовложений в энергетический сектор, а их общий объем в период до 2035 года

составит 3,2 - 3,3 трлн. долларов США в ценах 2010 года. Отраслевая структура инвестиций в ТЭК изменится незначительно: при некотором снижении доли нефтяного комплекса увеличится удельный вес электроэнергетики.

Ухудшение горно-геологических условий и необходимость освоения удалённых месторождений повысит удельную капиталоемкость топливно-энергетического комплекса в 1,5 раза, но доля капиталовложений в энергетический сектор в общих капиталовложениях в экономику уменьшится с 26 процентов (в 2006 - 2010 годах) до 18 процентов (в 2031 - 2035 годах), а их доля в валовом внутреннем продукте – соответственно с 5,6 до 4,6 процентов.

Основными источниками инвестиций будут собственные средства (прибыль, амортизация предприятий и целевые финансовые резервы) и привлеченные средства - кредиты и средства от эмиссии акций. При модернизации существующих и строительстве новых атомных электростанций и гидроэлектростанций, а также в случаях, если в силу региональных особенностей энергокомпания не являются самодостаточными и инвестиционно привлекательными, будут в соответствии с утвержденными программными документами привлекаться государственные средства.

Прогнозная оценка необходимых инвестиций приведена в приложении № 4 к настоящей Стратегии

РАЗДЕЛ 7. РЕГИОНАЛЬНЫЕ И МЕЖОТРАСЛЕВЫЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

7.1 Региональные особенности развития топливно-энергетического комплекса

Развитие топливно-энергетического комплекса регионов России основывается на ключевых положениях Концепции совершенствования региональной политики в Российской Федерации и схемах развития отдельных отраслей топливно-энергетического комплекса и будет осуществляться с учетом имеющегося потенциала территорий в области энергетики и повышения энергетической эффективности.

Центральный федеральный округ

Объемы потребления первичных источников энергии в Центральном федеральном округе будут возрастать и к 2035 году превысят уровень 2010 года в 1,3 раза. Одновременно с этим произойдет наращивание собственного производства первичной

энергии, которое к 2035 году должно в 1,5 – 1,6 раза превзойти уровень 2010 года. В результате самообеспеченность региона увеличится с 17 до 21 процента.

На первом этапе в электроэнергетике региона будет осуществляться замена паросиловых энергоблоков на парогазовые, дозагрузка и модернизация имеющихся угольных энергоблоков, вывод из работы старого оборудования теплоэлектростанций, а также строительство новых теплоэлектростанций с парогазовыми установками. Дальнейшее развитие получит атомная энергетика. Будут модернизированы мощности нефтеперерабатывающих заводов. Большое внимание будет уделено реализации как структурного потенциала энергосбережения за счет ускоренного развития сферы услуг и неэнергоемких отраслей промышленности, так и малозатратных мероприятий технологического энергосбережения.

На втором и третьем этапах реализации настоящей Стратегии прирост производства энергоресурсов будет происходить за счет строительства атомных электростанций с удвоением выработки электроэнергии на них и синхронизированных с ними гидроаккумулирующих электростанций, а также тепловых электростанций с парогазовыми установками. Несколько возрастет использование местных энергоресурсов (уголь, биомасса, торф). В сфере энергосбережения на втором этапе будут преобладать малозатратные меры технологического энергосбережения. К окончанию третьего этапа ключевые позиции в области энергосбережения займут высокзатратные мероприятия.

В 2035 году Центральный федеральный округ останется энергодефицитным регионом с развитой электроэнергетикой, нефтепереработкой и нефтехимией. Значительно возрастет роль атомной генерации, а также использования местных источников энергии. Практически полностью будет реализован потенциал энергосбережения. Усилятся электроэнергетические связи округа с объединенной энергосистемой Сибири.

Северо-Западный федеральный округ

Объемы потребления первичной энергии в Северо-Западном федеральном округе к 2035 году в 1,4 раза превысят уровень 2010 года. Более существенными темпами будет расти производство первичных источников энергии в регионе (к 2035 году уровень 2010 года будет превышен в 2,3 - 2,4 раза), в результате чего Северо-Западный федеральный округ перестанет быть энергодефицитным уже на втором этапе реализации Стратегии, а к 2035 году обеспеченность региона первичными источниками энергии достигнет 190 - 200 процентов.

Прирост производства первичных источников энергии на первом этапе будет осуществляться за счет увеличения добычи нефти и газа в Тимано-Печорской провинции и энергетического угля в Республике Коми. Продолжится проведение работ по вовлечению в эксплуатацию месторождений нефти и газа на континентальном шельфе арктических морей. Дальнейшее развитие получит атомная энергетика. Продолжится создание газотранспортной системы газопроводов на участках «Ямал-Ухта» и «Ухта-Торжок», что позволит обеспечить подачу ямальского газа далее до потребителей Северо-Западного ФО и на экспорт в систему «Северный поток». Будут предприняты меры для обеспечения энергетической независимости Калининградской области. Снижение темпов роста потребления первичных источников энергии произойдет преимущественно за счет реализации потенциала структурного энергосбережения и малозатратных мер технологического энергосбережения.

На втором этапе реализации настоящей Стратегии планируется развитие добычи на Штокмановском газоконденсатном месторождении, строительство завода по сжижению природного газа. Получит дальнейшее развитие атомная энергетика, а также гидроэнергетика.

Регион превратится из энергодефицитного в энергоизбыточный, увеличится вывоз энергоресурсов в другие районы страны и на экспорт. В сфере энергосбережения будут преобладать меры, направленные на реализацию его технологического потенциала, более полно будут использоваться отходы лесопромышленного комплекса.

На третьем этапе реализации настоящей Стратегии продолжится активная разработка нефтегазовых месторождений континентального шельфа арктических морей и развитие энерготранспортной инфраструктуры в регионе. В сфере энергосбережения будут широко применяться современные инновационные технологии.

В 2035 году Северо-Западный федеральный округ будет представлять собой крупный энергоизбыточный регион, осуществляющий поставки, включая транзитные, нефти, природного газа, в том числе сжиженного, и электроэнергии в энергодефицитные регионы страны и на экспорт. Значительно возрастет энергоэффективность экономики региона за счет реализации структурного и технологического потенциала энергосбережения, повысится степень обеспечения энергетической безопасности вследствие диверсификации структуры топливно-энергетического баланса и развития нетопливной энергетики.

Южный федеральный округ

В регионе будет наблюдаться умеренный рост потребления первичной энергии (в 1,1 - 1,2 раза к уровню 2010 года) и существенное наращивание производства (в 1,3 - 1,4 раза), в результате чего обеспеченность региона собственными первичными энергоресурсами повысится с 35 до 60 процентов.

На первом этапе реализации настоящей Стратегии в электроэнергетике будет происходить замена паросиловых энергоблоков на парогазовые и вывод из работы старого оборудования теплоэлектростанций, а также развитие атомной энергетики. Получит дальнейшее развитие использование местных и возобновляемых энергоресурсов (биомасса, геотермальные воды). Завершится строительство нефтепродуктопровода "Юг", модернизация нефтеналивного терминала в г. Новороссийске и нефтеперерабатывающего завода в г. Туапсе, создание новой нефтегазодобывающей базы на российском участке дна Каспийского моря. Увеличится пропускная способность транспортной системы Каспийского трубопроводного консорциума. Значительное внимание будет уделено реализации потенциала энергосбережения.

На втором этапе реализации настоящей Стратегии получит дальнейшее развитие атомная и гидроэнергетика, шельфовая добыча нефти и газа, их переработка. Через территорию Южного федерального округа возрастет экспорт российских энергоресурсов в страны Европы - будет завершено строительство системы газопроводов "Южный поток".

На третьем этапе реализации настоящей Стратегии увеличится производство электроэнергии на атомных и гидроэлектростанциях, а также на основе местных и возобновляемых энергоисточников. Для покрытия энергодефицита будут использоваться преимущественно природный газ. Дальнейшее развитие получит энерготранспортная инфраструктура, а также технологическое энергосбережение.

К 2035 году значительно возрастет энергоэффективность экономики Южного федерального округа. В структуре топливно-энергетического баланса региона увеличится доля атомной и гидроэнергетики, а также местных и возобновляемых энергоресурсов. На основе развития энерготранспортной инфраструктуры будет не только обеспечена энергетическая безопасность региона, но и повышена его роль как транзитно-экспортного узла, обеспечивающего поставки российских энергоресурсов на мировой рынок.

Северо-Кавказский федеральный округ

В регионе потребление и производство первичной энергии увеличится в 1,3 – 1,4 раза к уровню 2010 года, в результате чего обеспеченность региона собственными первичными энергоресурсами сохранится на уровне 80 процентов.

На первом этапе реализации настоящей Стратегии в электроэнергетике будет происходить замена паросиловых энергоблоков на парогазовые и вывод из работы старого оборудования теплоэлектростанций. Получит дальнейшее развитие использование местных и возобновляемых энергоресурсов (биомасса, солнечная энергия). Значительное внимание будет уделено реализации потенциала энергосбережения. Увеличится пропускная способность транспортной системы Каспийского трубопроводного консорциума.

На втором этапе реализации настоящей Стратегии получит дальнейшее развитие гидроэнергетика.

На третьем этапе реализации настоящей Стратегии увеличится производство электроэнергии на гидроэлектростанциях, а также на основе местных и возобновляемых энергоисточников. Для покрытия энергодефицита будут использоваться преимущественно природный газ. Дальнейшее развитие получит энерготранспортная инфраструктура, а также технологическое энергосбережение.

К 2035 году значительно возрастет энергоэффективность экономики Северо-Кавказского федерального округа. В структуре топливно-энергетического баланса региона увеличится доля гидроэнергетики, а также местных и возобновляемых энергоресурсов. На основе развития энерготранспортной инфраструктуры будет не только обеспечена энергетическая безопасность региона, но и повышена его роль как транзитного узла.

Приволжский федеральный округ

В Приволжском федеральном округе потребление первичной энергии увеличится в 1,1 - 1,2 раза в 2035 году к уровню 2010 года) при сокращении их собственного производства на 65 - 70 процентов. В результате будет нарастать энергодефицитность региона (обеспеченность Приволжского федерального округа собственными первичными энергоресурсами в 2035 году составит 55 - 60 процентов) и его зависимость от поставок энергоносителей извне.

На первом этапе реализации настоящей Стратегии будет происходить стабилизация объемов добычи нефти и газа в традиционных промысловых районах за счет вовлечения в разработку ресурсов высоковязкой нефти, мелких месторождений, применения новых методов нефтеотдачи. В электроэнергетике продолжится замена паросиловых блоков тепловых электростанций на парогазовые, дозагрузка и модернизация существующих угольных энергоблоков, введение в эксплуатацию новых парогазовых теплоэлектростанций. Увеличится производство электроэнергии на действующих

гидроэлектростанциях за счет повышения уровней водохранилищ на Чебоксарском и Нижнекамском гидроузлах до проектных отметок. К окончанию этого этапа будет введена в эксплуатацию первая очередь нового нефтеперерабатывающего завода в Республике Татарстан.

На втором этапе реализации настоящей Стратегии начнется снижение объемов нефтедобычи в Волжско-Уральской нефтегазоносной провинции. Наряду с переработкой собственного углеводородного сырья возрастет переработка сырья, добытого на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири. Будут внедрены новые технологии электрогенерации на основе сжигания твердого топлива широкого фракционного состава; получит дальнейшее развитие атомная энергетика. Завершится формирование трубопроводных систем от вводимых в действие месторождений до существующих нефте-, газоперерабатывающих и нефтехимических предприятий, в том числе строительство нефтепродуктопровода Андреевка - Уфа - Субханкулово - Альметьевск – Кстово. Для покрытия энергодефицита округа будут использоваться нефть и газ из Уральского федерального округа, а также уголь из Кузнецкого угольного бассейна. Получат значительное развитие меры по реализации технологического энергосбережения.

На третьем этапе реализации настоящей Стратегии при дальнейшем снижении нефте- и газодобычи регион сохранит значение крупнейшего нефтеперерабатывающего региона страны. Для покрытия возрастающего энергодефицита будут также использоваться поставки электроэнергии по магистральным линиям электропередач высокого напряжения из восточных районов страны. Получат широкое применение высокочрезвычайные мероприятия в области технологического энергосбережения.

К 2035 году в структуре топливно-энергетического баланса произойдет снижение доли нефти и газа при росте доли угля и энергии гидроэлектростанций. Энергетическая безопасность региона будет базироваться на максимальном использовании структурного и технологического потенциала энергосбережения и межрегиональных энергетических связях, осуществляемых посредством расширенной и модернизированной энерготранспортной инфраструктуры.

Уральский федеральный округ

В Уральском федеральном округе производство первичной энергии увеличится в 1,1 раза при росте ее потребления в 1,3 раза в 2035 году к уровню 2010 года. Несмотря на некоторое снижение показателя самообеспеченности, Уральский федеральный округ останется основным энергопроизводящим регионом страны.

На первом этапе реализации настоящей Стратегии ожидается постепенное снижение объемов нефтедобычи в регионе и значительное наращивание добычи газа. Снижение объемов газодобычи в Надым-Пуртазовском районе будет компенсироваться освоением новых месторождений и на полуострове Ямал. Активное развитие получат меры по утилизации и квалифицированному использованию попутного нефтяного газа. Будут активизироваться работы по строительству трубопроводов от вновь вводимых месторождений северных районов до действующих трубопроводных систем, нефте-, газоперерабатывающих и нефтехимических предприятий. Начнется строительство новых газоперерабатывающих и газохимических комплексов. Получит развитие энергетика Приполярного Урала, в том числе в рамках проекта "Урал Промышленный - Урал Полярный". Будут проводиться работы по реконструкции магистральных нефте- и газопроводов. Продолжится газификация юга Западной Сибири. Получит дальнейшее развитие атомная энергетика на основе инновационных технологий быстрых реакторов.

На втором этапе реализации настоящей Стратегии продолжится рост объемов добычи природного газа. Активное освоение газовых месторождений полуострова Ямал, акватории Обской и Тазовской губ будет компенсировать снижение объемов газодобычи в традиционных промысловых районах. Для утилизации "жирного" газа и газового конденсата в регионе будет создана газоперерабатывающая промышленность и нефтехимия, будет построен завод по производству сжиженного природного газа на п-ве Ямал. Низконапорный газ отработанных крупных месторождений будет использоваться для нужд газохимии и электроэнергетики региона. В нефтедобыче начнется промышленная реализация проектов по разработке трудноизвлекаемых запасов, в том числе баженовской свиты. Начнется освоение месторождений урановых руд в Курганской области (закрытое акционерное общество "Далур"). Получит дальнейшее развитие атомная энергетика на основе инновационных технологий быстрых реакторов.

На третьем этапе реализации настоящей Стратегии при дальнейшем снижении объемов газодобычи в Надым-Пуртазовском районе Тюменской области значительно возрастет газодобыча на полуострове Ямал и в акватории Обской и Тазовских губ. Расширится использование газа как ценного химического продукта, начнется производство синтетического жидкого топлива из газа. Добыча нефти стабилизируется как за счет новых месторождений северных регионов, так и увеличения добычи трудноизвлекаемых запасов. Получит дальнейшее развитие атомная энергетика на основе инновационных технологий быстрых реакторов.

К 2035 году Уральский федеральный округ сохранит за собой позиции главного нефте- и газодобывающего района России, поставляющего энергоносители в энергодефицитные районы страны и на экспорт. Возрастет энергоэффективность экономики региона, будет реализован потенциал энергосбережения, использованы экологически безопасные и эффективные способы добычи и производства энергоресурсов в сложных природно-климатических условиях.

Сибирский федеральный округ

В Сибирском федеральном округе к 2035 году производство первичной энергии увеличится в 1,3 - 1,4 раза к уровню 2010 года, а их потребление - в 1,3 раза. В результате обеспеченность региона собственными первичными энергоресурсами сохранится в пределах 150 - 170 процентов на протяжении всего периода. Также возрастут их поставки в другие регионы страны и на экспорт.

На первом этапе реализации настоящей Стратегии в Сибирском федеральном округе увеличится добыча нефти и природного газа. Продолжится освоение нефтяных месторождений в Красноярском крае (Ванкор-Сузунский центр) и Иркутской области. Будут предприняты активные меры по утилизации и комплексному использованию попутного нефтяного газа, развернуты подготовительные работы по освоению крупных газовых месторождений региона. Начнется создание новых нефте- и газохимических центров. Возрастут объемы добычи угля в Канско-Ачинском угольном бассейне при их стабилизации в Кузнецком угольном бассейне. Будут развернуты работы по газификации промышленности и жилищно-коммунального хозяйства региона. В изолированных промышленных узлах получит развитие производство тепла и электроэнергии на базе возобновляемых источников энергии.

На втором этапе реализации настоящей Стратегии продолжится рост объемов добычи нефти и особенно природного газа в регионе. Начнется эксплуатация Красноярского (на базе Собинско-Пайгинского и Юрубчено-Тохомского месторождений) и Иркутского (на базе Ковыктинского месторождения) газовых центров. Будут созданы крупные нефте- и газохимические комплексы. Значительное внимание будет уделено максимально рациональному использованию многокомпонентных углеводородов, в том числе утилизации гелия. Получит дальнейшее развитие гидроэнергетика и угольная электрогенерация с использованием современных инновационных технологий сжигания твердого топлива. Крупные гидроэлектростанции станут основой для формирования территориальных энергопромышленных комплексов в регионе. Будет активно осваиваться

сырьевая база атомной энергетики на базе урановых месторождений в Забайкальском крае и Республике Бурятия. Получит дальнейшее развитие угольная промышленность, в том числе за счет освоения новых месторождений в Республике Тыва и Забайкальском крае. Будут увеличены поставки угля в европейские регионы России, для чего потребуются расширение пропускной способности железных дорог в западном направлении. Расширится использование возобновляемых источников энергии в удаленных и изолированных районах Сибирского федерального округа. Продолжится газификация региона.

На третьем этапе реализации настоящей Стратегии продолжится наращивание добычи нефти и природного газа, газификация региона. Будет завершено строительство межрегиональных магистральных электрических связей для транспортировки электроэнергии в европейскую часть России.

К 2035 году регион будет устойчиво занимать первое место в России по добыче коксующегося и энергетического угля, второе место по добыче нефти и газа, одно из ведущих мест в российской нефтехимии, а также будет играть лидирующую роль в поставках гелия на российский и мировой рынки.

Благодаря развитию энерготранспортной инфраструктуры и использованию возобновляемых источников энергии будет не только обеспечена энергетическая безопасность всех районов Сибирского федерального округа, но и организованы стабильные поставки энергоресурсов в энергодефицитные районы страны и на экспорт.

Дальневосточный федеральный округ

К 2035 году производство первичной энергии возрастет в 2,6 раза по сравнению с уровнем 2010 года, а потребление – в 1,5 – 1,6 раза, то есть существенно увеличится самообеспеченность региона энергоресурсами.

На первом этапе реализации настоящей Стратегии продолжится освоение нефтегазовых месторождений Сахалинской области (на континентальном шельфе Охотского моря) и залежей нефти на территории Республики Саха (Якутия) (Талаканское и прилегающие месторождения). Особое внимание будет обращено на комплексную утилизацию попутного нефтяного газа и других компонентов добываемого углеводородного сырья, в частности гелия. Продолжится реализация проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», а также проектов по развитию мощностей по производству сжиженного природного газа и увеличению экспорта российского сжиженного природного газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Начнется создание

Якутского газового центра на базе Чаяндинского газоконденсатного месторождения и новой газотранспортной системы «Сила Сибири» от месторождений якутского центра до Владивостока. Увеличится добыча угля в регионе (преимущественно за счет месторождений Южной Якутии). Будут модернизированы нефтеналивные терминалы в г. Находке, Де-Кастри, а также угольные - в портах Ванино и Восточный. В удаленных и изолированных районах получит развитие производство тепла и электроэнергии на основе возобновляемых источников энергии. На юге Приморского края (остров Русский и остров Попова) возможно сооружение ветропарка. Будет введена в эксплуатацию головная плавучая теплоэлектростанция – ПАТЭС в г. Певек Чукотского автономного округа. Продолжится газификация юга Дальневосточного федерального округа на основе сахалинского газа. Начнется широкомасштабный экспорт электроэнергии в Китай.

На втором этапе реализации настоящей Стратегии возрастут объемы нефте- и газодобычи в регионе. Продолжится освоение континентального шельфа Охотского моря (проекты "Сахалин-3", "Сахалин-4" и др.) и развитие Якутского центра газодобычи с подключением новых месторождений. Будут созданы новые газохимические центры, в том числе в п. Белогорье (Амурская обл.), построен нефтеперерабатывающий завод в Приморском крае, новые заводы по производству сжиженного природного газа во Владивостоке и на Сахалине. Расширится экспорт сжиженного природного газа. Начнется эксплуатация Эльгинского угольного месторождения в Якутии. Рост добычи угля потребует расширения пропускной способности железных дорог в западном и восточном (для экспорта в страны Азиатско-Тихоокеанского региона) направлениях. Ускоренными темпами будет развиваться электроэнергетика, преимущественно за счет угольных тепловых электростанций и гидроэлектростанций (в составе энергопромышленных комплексов), а также теплоэлектроцентралей, работающих на газе, в городах. Предусматривается присоединение Центрального энергорайона Якутии к объединенной энергосистеме востока страны.

На третьем этапе реализации настоящей Стратегии будет происходить наращивание нефте- и газодобычи за счет новых месторождений углеводородов (в том числе на шельфе Охотского моря в районе Магадана), расширение производства и экспорта СПГ и сетевого газа в страны АТР. Возрастет добыча угля. Будут продолжены работы по присоединению изолированных энергорайонов Республики Саха (Якутия) и Магаданской области к единой государственной электрической сети. Завершится создание восточной газотранспортной сети, что в случае необходимости позволит подключить ее к Единой системе газоснабжения. Будет осуществлено масштабное развитие электрических

сетей, направленное в том числе на решение стратегической задачи объединения энергосистем Сибири и Дальнего Востока.

В условиях формирования в Дальневосточном федеральном округе территорий опережающего развития, которые характеризуются более быстрыми темпами роста экономики, чем в среднем по стране, энергетика региона будет вынуждена трансформироваться с тем, чтобы обеспечить его растущие потребности. Этот фактор обуславливает активное развитие на территории федерального округа новых добывающих и перерабатывающих мощностей и формирование целых энергетических кластеров в нефтегазовой сфере, нефтегазохимии, угольной промышленности; модернизацию существующей энергетической инфраструктуры, а также преобразование электроэнергетической системы Дальнего Востока. Сетевое строительство будет преследовать цели «расшивки» узких мест и повышения эффективности использования существующих генерирующих мощностей. Техническое перевооружение существующих тепловых станций и строительство новых будет основываться на парогазовых и газотурбинных технологиях - подобная политика позволит оптимизировать топливные балансы территорий. Ключевым направлением является развитие гидроэнергетики, способствующей, в том числе, и решению водохозяйственных проблем. Для повышения топливной самообеспеченности территорий будет развиваться добыча местных видов топлива, в первую очередь газа и угля, а также существенно возрастут масштабы использования локальных возобновляемых источников энергии (ветровой, солнечной, геотермальной энергии, энергии приливов, дров, торфа, биогаза, отходов лесохозяйственного комплекса). Их использование позволит стабилизировать ситуацию с энергообеспечением, особенно в изолированных энергосистемах.

Развитие гидроэнергетики вместе с увеличением в энергопотреблении доли местных энергоресурсов (прежде всего, газа и ВИЭ), стоимость которых ниже дальнепривозного топлива, будет способствовать снижению цен на топливо и электрическую энергию для потребителей Дальневосточного федерального округа. В решении этой задачи большое значение имеет также размещение и развитие на территории Дальнего Востока энергоемких производств, которые обеспечат загрузку электростанций региона и тем самым значительно повлияют на стоимость отпускаемой ими электроэнергии. В некоторых субъектах Дальневосточного федерального округа важную роль в снижении цен на электроэнергию будет играть финансирование мер по ликвидации межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике с

привлечением средств федерального бюджета (например, в Чукотском автономном округе до вывода Билибинской АЭС из эксплуатации).

В 2035 году Дальневосточный федеральный округ будет представлять собой крупный энергоизбыточный регион, полностью обеспечивающий собственные потребности в первичных источниках энергии, в том числе в удаленных районах (за счет использования местных ресурсов и возобновляемых источников энергии) и осуществляющий их экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Будет полностью обеспечена энергетическая безопасность Дальневосточного федерального округа, значительно повышена энергоэффективность его экономики.

7.2. Взаимовлияние развития топливно-энергетического комплекса и отраслей промышленности

Роль топливно-энергетического комплекса в системе «ТЭК-промышленность» определяется двумя видами экономических связей: ТЭК как поставщика топлива, энергии, сырья и ТЭК как потребителя конечной продукции смежных отраслей промышленности.

В настоящее время промышленность потребляет более трети произведенных в стране первичных ТЭР и более 50% электроэнергии.

Основной объем потребления промышленной продукции в ТЭК приходится на продукцию металлургии (в первую очередь трубы), машиностроения (энергетическое оборудование, электротехника, оборудование для нефтегазовой и угольной промышленности) и химической промышленности (реагенты, катализаторы).

В данной системе обратные связи имеют особое значение, так как необоснованно высокие цены на ТЭР могут ограничить развитие отдельных отраслей промышленности и замедлить экономический рост в стране в целом, что приведет к снижению спроса на продукцию ТЭК, росту его инвестиционных издержек, затруднит внедрение новых технологий.

Российский ТЭК в целом надежно удовлетворяет потребности промышленности в энергии и сырье, однако существуют риски негативного влияния резкого повышения цен на ТЭР на развитие промышленности. Прежде всего, это касается отраслей, использующих топливо как сырье (агрохимия, черная металлургия).

Российская промышленность в основном обеспечивает потребности ТЭК. Вместе с тем, по ряду направлений поставок высокотехнологичного оборудования, компонентов и материалов наблюдается высокая доля импорта. Особо сложное положение наблюдается в

сфере поставок оборудования и катализаторов для нефтепереработки. Здесь доля отечественной продукции составляет всего 30 – 40%. Тяжелая ситуация сложилась и с поставками российской машиностроительной продукции в угольную отрасль.

Основная проблема в энергетическом машиностроении - дефицит мощностей по производству необходимой номенклатуры ПГУ и ГТУ, а также высокоэффективных, экологически безопасных энергоблоков, работающих на угле, и существенное отставание отечественного турбостроения в научно-техническом отношении. В целом обеспеченность электроэнергетики ПГУ и ГТУ российского производства не превышает 50% (с учетом производства на совместных предприятиях).

Основное производство энергетических газовых турбин сосредоточено на совместных предприятиях с участием иностранных партнеров таких, как Siemens и General Electric на основании соответствующих лицензионных соглашений, которые, к сожалению, не предусматривают передачу российской стороне технологии производства наиболее ответственных узлов. Импортное оборудование в ряде случаев при закупке оказывается дешевле отечественного, однако с учетом стоимости запасных частей и сервисного обслуживания затраты (в течении всего жизненного цикла) для импортного оборудования существенно выше.

Ключевым условием для снижения стоимости строительства, сохранения компетенций и обеспечения функционирования атомного машиностроительного комплекса является серийное сооружение атомных энергоблоков. Серийное строительство энергоблоков в Российской Федерации также является неотъемлемым условием успешного продвижения российских атомных технологий за рубеж.

Учитывая высокую капиталоемкость и длительные сроки процессов сооружения АЭС, необходимо предусмотреть долгосрочные механизмы финансирования, не зависящие от текущей конъюнктуры, и обеспечивающие гарантированное ритмичное финансирование сооружения атомных энергоблоков и заказа серии оборудования длительного цикла изготовления за 3-4 года до начала сооружения энергоблока, что является неотъемлемым условием снижения сроков и стоимости сооружения энергоблоков.

Для решения стоящих перед энергетическим машиностроением проблем согласно отраслевой стратегии на первом этапе необходимо:

- 1) промышленное освоение, включая полномасштабные испытания и доработку на собственных испытательных стендах, усовершенствованных газотурбинных

установок (ГТУ) мощностью 65 –110 - 270 – 350 МВт и парогазовых установок (ПГУ) на природном газе с повышением их коэффициента полезного действия (КПД) до 60 %;

2) разработка и освоение модульных одновальных ПГУ-ТЭЦ мощностью 40 – 100 – 170 МВт и удельной выработкой на тепловом потреблении 1200 – 1500кВтч/Гкал с коэффициентом использования топлива 85-86%;

3) промышленное освоение передовых технологий производства котлов-утилизаторов для ПГУ;

4) промышленное освоение производства котлов с циркулирующим кипящим слоем мощностью до 330 МВт;

5) промышленное применение ПГУ с внутрицикловой газификацией угля и КПД нетто на уровне 50%.;

6) освоение производства гидроэнергоагрегатов с расширенными диапазонами регулирования частоты вращения;

7) освоение серийного строительства АЭС типа ВВЭР-1200;

8) освоение производства тихоходных турбин для АЭС;

9) разработка и освоение тепловых насосов и типовых технических решений по использованию возобновляемых источников низкопотенциального тепла с коэффициентом преобразования 4 -5 в системах теплоснабжения.

10) переход на преимущественную поставку отечественных материалов и заготовок для нужд энергомашиностроения;

На втором этапе предполагается:

1) промышленное освоение паросиловых угольных энергоблоков на параметры пара 30 МПа, 600–620°С. Освоение первых паросиловых угольных энергоблоков на параметры пара 35 МПа, 700–720°С;

2) освоение демонстрационной гибридной установки малой мощности с ГТУ и высокотемпературными топливными элементами, с КПД при работе на природном газе 65–70 %;

3) освоение головных образцов инновационных энергоблоков атомных станций большой, средней и малой мощности.

На третьем этапе необходимо:

1) опытно-промышленное освоение гибридных установок с ГТУ и высокотемпературными топливными элементами, с КПД при работе на природном газе 70–75% и на угле (после газификации) 60–65%;

2) освоение производства реакторов на быстрых нейтронах (РБН);

- 3) опытно-промышленное освоение энергетических установок, реализующих различные технологии вывода из их циклов CO₂;
- 4) промышленное освоение агрегатов для ПЭС;
- 5) освоение производства энерготехнологических установок с получением искусственного жидкого топлива.

Прогнозируемый рост в ТЭК открывает широкие перспективы для развития производства в России современного оборудования и материалов, создает предпосылки для ускоренного инновационного развития соответствующих отраслей российской промышленности – машиностроительного и оборонно-промышленного комплексов, металлургической и химической отраслей, строительного комплекса. Это направление является важным для реализации экономической политики государства по опережающему развитию производства продукции более высоких стадий обработки.

Важнейшим фактором роста доли производимого для ТЭК отечественного оборудования и материалов, а также спроса на них, становится повышение их конкурентоспособности, что обеспечиваться за счет:

- 1) создания и освоения производства материалов и оборудования с использованием нанотехнологий, явления сверхпроводимости, высокотемпературных сплавов и керамики, износостойких полимеров;
- 2) совершенствования конструкций и технологий изготовления оборудования для ТЭК с использованием современных 3D систем компьютерных расчетов и проектирования, многокоординатных обрабатывающих центров;
- 3) развития химических технологий и процессов, систем для интегрирования химических производств с энергетическими, оснащения энергетических производств современными реагентами, катализаторами и т.п.;
- 4) расширения сортамента и улучшения свойств конструкционных материалов и стандартных изделий, в том числе труб для трубопроводов повышенного давления, паропроводов и котельных на параметры пара свыше 300 атмосфер и температурой 570°C и т.п.;
- 5) разработки и освоения эффективных автоматизированных систем, поддерживающих весь цикл создания совершенных технических средств, систем, алгоритмов и программ управления.

При этом система закупок оборудования и материалов компаниями ТЭК будет строиться на конкурсной основе и в большинстве случаев проводиться методом открытого конкурса.

Взаимодействие предприятий ТЭК и промышленности предполагает использование различных форм сотрудничества, включая:

- 1) совместные программы научно-технического сотрудничества и импортозамещения;
- 2) проведение промысловых испытаний нового оборудования и материалов;
- 3) внедрение фирменных импортных технологий с постепенным снижением доли импортных комплектующих;
- 4) внедрение систем отраслевых стандартов, ужесточающих требования к работоспособности и безопасности применяемого оборудования.
- 5) развитие системы закупок оборудования и материалов компаниями топливно-энергетического комплекса на конкурсной основе (методом открытого конкурса);
- 6) обеспечение на долгосрочной основе поставки машиностроительных и металлургических изделий высокой степени комплектности и заводской готовности для сокращения объемов строительно-монтажных работ в целях обеспечения прогнозируемого ввода в действие новых и реконструируемых мощностей;
- 7) организацию системы качественного сервисного обслуживания оборудования его производителями в течение всего срока эксплуатации;
- 8) создание и развитие современной информационной среды взаимодействия между предприятиями топливно-энергетического комплекса и промышленности (специализированные базы данных, информационно-аналитические и справочные системы, интернет-порталы, электронные торговые площадки и др.).
- 9) развитие специализированных инжиниринговых компаний в сфере создания объектов ТЭК, увеличение мощностей и повышение качества работы строительно-монтажных организаций;
- 10) формирование ключевых технологических альянсов российских промышленных компаний с лидирующими мировыми игроками при содействии компаний ТЭК на базе системной государственной технологической политики.

Одной из важных задач является решение проблемы импортозамещения (производства импортозамещающей продукции и запчастей для импортной техники). Необходимо продолжить работу по организации на российских заводах лицензионного производства продукции, которая не может быть создана российскими учеными и инженерами в ближайшее время. Требуется государственная поддержка импорта ключевых комплексных технологий с обязательствами по их локализации, а также

покупки зарубежных активов - технологических «доноров». Потребность отраслей ТЭК к 2035 году в основном должна удовлетворяться за счет российского оборудования. Доля импортных машин в объеме закупаемого оборудования может составить на конец первого этапа не более 12%, второго этапа - не более 8%, а к 2035 году она снизится до 3 – 5%. Отечественной промышленностью будет освоено до 95 – 98% номенклатуры изделий для ТЭК.

РАЗДЕЛ 8. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И СИСТЕМА РЕАЛИЗАЦИИ НАСТОЯЩЕЙ СТРАТЕГИИ

8.1 Ожидаемые результаты реализации Стратегии

В результате реализации настоящей Стратегии, российский энергетический сектор внесет важнейший вклад в переход к ускоренному инновационному развитию российской экономики и обеспечит достижение следующих качественных результатов:

- 1) обеспечение воспроизводства минерально-сырьевой базы ТЭК за счет государственных и частных инвестиций в геологоразведку;
- 2) устойчивое удовлетворение внутреннего и внешнего спроса на энергетические ресурсы высокого качества с минимальными издержками; обеспечение энергетической безопасности России и ее регионов;
- 3) оптимизация структуры ТЭБ и его диверсификация;
- 4) развитие производства энергоносителей с высокой добавленной стоимостью;
- 5) значительный рост энергетической эффективности, в первую очередь за счет создания системы стимулов и механизмов для технологического энергосбережения;
- 6) формирование стабильной модели эффективных внутренних энергетических рынков с низкой степенью монополизации, высоким уровнем конкуренции, развитыми внутренними механизмами ценообразования, в увязке с развитием внутренней энергетической инфраструктуры и системы регулирования, что в конечном счете должно привести к снижению энергетических издержек потребителей;
- 7) формирование стабильной сбалансированной (между интересами государства и бизнеса, между отраслями, видами экономической деятельности, типами месторождений) системы налогообложения ТЭК с преобладающей ориентацией на финансовый результат, максимизирующей долгосрочный экономический эффект от работы ТЭК;

8) формирование сбалансированной линейки таможенных пошлин и акцизов, стимулирующих инвестиции в производство энергетических продуктов высокого качества и высокой степени переработки и насыщение внутреннего рынка;

9) повышение конкурентоспособности российских энергетических компаний за счет обеспечения достаточной (на фоне других отраслей экономики и энергетического сектора иностранных государств) инвестиционной привлекательности российского энергетического сектора и благоприятного инвестиционного климата;

10) совершенствование государственного ценового (тарифного) регулирования в сфере естественных монополий, учитывающего как настоятельную необходимость защиты интересов потребителей в части снижения энергетических издержек, так и объективный рост издержек добычи, производства и транспортировки энергоносителей на внутреннем рынке и потребность в инвестиционных ресурсах для развития инфраструктурных и инновационных энергетических объектов;

11) достижение развития внутренней энергетической инфраструктуры уровня развитых стран с точки зрения надежности, доступности, качества и издержек энергоснабжения, развитие и диверсификация (технологическая и пространственная) энергетической инфраструктуры и источников энергоснабжения;

12) комплексное техническое перевооружение отраслей топливно-энергетического комплекса, выход технологического уровня ТЭК России на уровень развитых стран с точки зрения экономической и энергетической эффективности и создание соответствующей системы стимулов для внедрения компаниями передовых технологий;

13) создание устойчивой национальной инновационной системы в сфере энергетики и массовое внедрение передовых технологий в ТЭК России, а также значительный вклад ТЭК в развитие российской промышленности, прежде всего – энергетического машиностроения, и диверсификацию экономики через стимулирование развития смежных отраслей;

14) устойчивое развитие энергетики, обеспечивающие сбалансированность энергетического развития регионов России, содействие ТЭК воспроизводству человеческого капитала, минимизация ущерба для окружающей среды;

15) укрепление позиций России на внешних энергетических рынках на базе высокой конкурентоспособности российской энергетики, географической и продуктовой диверсификации экспорта и повышения качества экспортных продуктов;

16) стабилизация отношений с традиционными потребителями российских энергоресурсов и формирование устойчивых отношений на новых энергетических рынках, а также отражение интересов России в формирующемся режиме регулирования мировой энергетики;

17) завершение формирования общих рынков энергоносителей Евразийского экономического пространства с общими принципами регулирования энергетики, обеспечивающими свободное движение энергоносителей, энергетических услуг, технологий и инвестиций.

Реализация целевого сценария настоящей Стратегии обеспечит достижение следующих основных количественных индикаторов:

1) сокращение вклада ТЭК в ВВП в 1,6 - 1,7 раза, снижение доли экспорта топливно-энергетических ресурсов в ВВП почти в 3 раза;

2) рост внутреннего потребления первичной энергии к концу первого этапа реализации Стратегии (2020 год) составит 11% к уровню 2010 года, к концу третьего этапа (2035 год) –27%, потребления электроэнергии – 19% и 54% соответственно, моторного топлива – 28% и 46% соответственно;

3) снижение удельной энергоемкости ВВП к концу первого этапа реализации Стратегии (2020 год) составит 24% к уровню 2010 года, к концу третьего этапа (2035 год) – 50%, снижение электроемкости ВВП – 19% и 39% соответственно;

4) поэтапное увеличение капиталовложений в энергетический сектор (нефтяной комплекс, газовая и угольная промышленность, электроэнергетика, сферы энергоснабжения) с 460 млрд долл. за 2011-2015 года до 793 млрд долл. за 2031-2035 года;

5) одновременное снижение доли ТЭК в общих капиталовложениях в экономику с 25,6% до 17,7%, или в 1,5 раза (доля капитальных вложений в ТЭК в ВВП снизится с 5,6 до 4,6% ВВП);

6) стабилизация доли газа в структуре внутреннего потребления ТЭР на уровне 51-52% с увеличением доли нетопливной энергетики с 12,9% до 15,7% процентов;

7) достижение уровня цен на электроэнергию, природный газ и нефтепродукты для ключевых категорий потребителей в России к концу третьего этапа – не выше уровня цен в США;

8) ограничением объема выбросов парниковых газов к 2035 году до уровня 89,5% объема указанных выбросов в 1990 году.

8.2 Основные риски реализации Стратегии

Развитие энергетического сектора России будет сталкиваться с меняющимися во времени внешними и внутренними рисками. Основными из них являются следующие: 1) ухудшение конъюнктуры мировых энергетических рынков; 2) замедленное развитие экономики России; 3) отсрочка или срыв реализации программ инвестиционного и инновационного развития основных секторов российской энергетики в результате отставания в формировании целостной институциональной системы в энергетическом секторе России. Реализация рисков станет сдерживать развитие энергетического сектора по сравнению с целевым сценарием, а именно:

1) В перспективе на мировых энергетических рынках усилится конкуренция между странами-экспортерами энергоносителей вследствие выхода на глобальный уровень новых игроков и стремления многих стран-импортеров энергии к энергетической самодостаточности за счет освоения нетрадиционных ресурсов углеводородов и ускоренного роста использования возобновляемых энергоресурсов. Развитие мировой энергетики (ускоренное снижение энергоемкости ВВП с замедлением роста общего энергопотребления и особенно спроса на углеводороды) приведет к тому, что «рынок продавца» (производителей энергоресурсов) трансформируется в «рынок покупателя». Россия оказывается наиболее чувствительной к негативным изменениям мировой рыночной конъюнктуры среди крупных экспортеров энергоносителей. Эти факторы обуславливают опасность снижения (по сравнению с целевым сценарием) на 20-25% совокупного экспорта российских энергоресурсов и на 30-35% получаемых от него доходов. Свойственные топливно-энергетическим отраслям сильные мультипликативные эффекты, а также уменьшение притока иностранных инвестиций существенно усилят воздействие спада экспортной выручки и замедлят развитие экономики страны в среднем на 0,5-0,6 процентного пункта ежегодно.

2) Переход экономики России на инновационный тип развития связан с большими неопределенностями и рисками. Реализация этих рисков, согласно прогнозам Министерства экономического развития, способна замедлить рост ВВП России на 1 процентный пункт ежегодно (консервативный сценарий по сравнению с инновационным). Замедление экономического роста предъявит существенно меньшие требования к развитию энергетического комплекса страны и отодвинет необходимость реализации ряда энергетических проектов. Но снижение темпов экономического роста и замедление

диверсификации экономики приведет к ограничению инвестиционных возможностей в энергетическом секторе, значительно затруднит инновационное развитие энергетики.

3) Отставание в формировании целостной институциональной системы в энергетическом секторе России и, как следствие, уменьшение привлекаемых им инвестиций, замедлят реализацию крупных инновационных энергетических программ. В результате на 15-18% уменьшится ежегодное снижение энергоемкости ВВП, отложится на 7-10 лет ускорение электрификации национального хозяйства и создание новой ядерной энергетики. Отсрочатся на 8-12 лет и уменьшатся масштабы технологического переоснащения добычи, транспорта и переработки углеводородов, с уменьшением на 8-12% эффективных производственных мощностей по добыче и переработке нефти. Прирост мощностей по добыче и переработке газа снизится на 30-35%. Торможение крупных энергетических программ уменьшит объем эффективных капиталовложений в энергетический сектор на 9-10%, что с учетом мультипликативного эффекта замедлит рост ВВП России на 0,1 – 0,2 процентных пункта в год.

Названные риски обладают значительными синергетическими эффектами. Реализация внешних рисков повышает вероятность снижения темпов роста российской экономики, что в совокупности делает практически неизбежным замедление реализации крупных инвестиционных и инновационных энергетических программ. Комплексный риск-анализ целевого сценария Стратегии показывает, что при реализации всего комплекса рисков прирост ВВП России в консервативном сценарии снижается на 20% к 2020 году и 45-50% к 2035 году по сравнению с инновационным сценарием. Прирост потребления электроэнергии снизится в консервативном сценарии на 15% к 2020 году и 25-26% к 2035 году по сравнению с инновационным сценарием, прирост потребления первичной энергии – на 15% и 21-22% соответственно. Прирост экспорта первичной энергии в консервативном сценарии будет к 2020 году в 2,5 раза ниже по сравнению с инновационным сценарием и к 2035 году вовсе прекратится.

Прогнозные показатели топливно-энергетического баланса России по результатам риск-анализа приведены в Приложении. Для преодоления указанных рисков необходима реализация ключевых положений настоящей Стратегии в полном объеме, а также гибкая адаптация государственной энергетической политики к меняющимся внешним условиям в рамках системы реализации Стратегии.

Реализация рассмотренных внешних и внутренних угроз развитию экономики и энергетики России в настоящее время представляется очень вероятной. Тем не менее, в основу Стратегии принят целевой сценарий, поскольку отставание от него с небольшими

затратами корректируется замедлением реализации энергетических программ и проектов, а ориентация в долгосрочном прогнозе на замедленное развитие ТЭК чревата очень большими ущербами - вплоть до потери части наших экспортных ниш и прямого сдерживания экономического роста страны нехваткой энергетических мощностей.

8.3 Система реализации настоящей Стратегии

Система реализации настоящей Стратегии исходит из следующих принципов:

- 1) взаимосвязанное осуществление двух процессов - воплощения в жизнь основных положений государственной энергетической политики и гибкая адаптация государственной энергетической политики к меняющимся внешним условиям;
- 2) выделение на каждом этапе реализации настоящей Стратегии важнейших ориентиров и концентрация основных ресурсов для достижения указанных ориентиров;
- 3) организация систематического опережающего мониторинга реализации настоящей Стратегии для сопоставления фактических результатов осуществления государственной энергетической политики с положениями сводного плана («дорожной карты») мероприятий по ее реализации и прогнозными показателями развития ТЭК в увязке с ходом и результатами социально-экономического развития России;
- 4) на основе результатов мониторинга – корректировка текущих ориентиров государственной энергетической политики при сохранении ее главной целевой направленности на снижение рисков реализации настоящей Стратегии.

Система реализации настоящей Стратегии также предусматривает:

- 1) принятие нормативных правовых актов, обеспечивающих реализацию основных положений настоящей Стратегии;
- 2) включение в план действий Правительства Российской Федерации по реализации основных направлений социально-экономического развития Российской Федерации на соответствующий период необходимых мероприятий, обеспечивающих реализацию настоящей Стратегии;
- 3) обеспечение учета основных положений настоящей Стратегии при разработке корпоративных и региональных стратегических документов и формировании инвестиционных планов и программ в сфере энергетики;
- 4) совершенствование системы показателей результативности государственной энергетической политики;

5) формирование системы мониторинга реализации настоящей Стратегии с использованием государственных информационных ресурсов, привлечением различных общественно-политических структур и объединений, представителей законодательной власти, средств массовой информации, научных центров и институтов;

6) своевременное выявление и системный анализ происходящих изменений в целях предупреждения и преодоления негативных тенденций.

Предусмотренные настоящей Стратегией мероприятия государственной энергетической политики группируются по следующим направлениям:

Недропользование и управление государственным фондом недр:

1) Повышение активности геологического освоения новых территорий и акваторий;

2) Стимулирование привлечения частных инвестиций в ГРП и недропользование;

3) Стимулирование полного и комплексного извлечения углеводородного сырья из недр;

Налоговая и таможенная политика в энергетике:

4) Формирование стабильной и сбалансированной системы налогообложения ТЭК;

5) Формирование сбалансированной линейки таможенных пошлин и акцизов;

Развитие внутренних энергетических рынков:

6) Повышение эффективности регулирования энергетических рынков;

7) Формирование эффективной модели отраслевых оптовых и розничных энергетических рынков;

8) Переход к долгосрочному тарифообразованию в сфере естественных монополий с учетом интересов производителей и потребителей;

Формирование рационального топливно-энергетического баланса:

9) Стабилизация доли газа в структуре внутреннего потребления ТЭР;

10) Увеличение доли нетопливной энергетики в структуре топливно-энергетического баланса;

11) Стимулирование производства, экспорта и внутреннего потребления энергоносителей с высокой добавленной стоимостью;

12) Развитие технологического энергосбережения;

Региональная энергетическая политика:

13) Совершенствование взаимодействия федеральных и региональных властей в энергетической сфере;

14) Государственная поддержка развития региональной и межрегиональной энергетической инфраструктуры;

15) Стимулирование комплексного развития региональной энергетики;

Инновационная и научно-техническая политика в энергетике:

16) Создание устойчивой национальной инновационной системы в сфере энергетики;

17) Трансферт передовых зарубежных технологий в ТЭК России;

Социальная политика и развитие человеческого капитала в энергетике:

18) Обеспечение надежного энергоснабжения населения страны по доступным ценам;

19) Развитие человеческого потенциала энергетического сектора;

Экологическая политика в энергетике:

20) Создание экономических стимулов для снижения воздействия ТЭК на окружающую среду;

21) Формирование системы экологических стандартов, регламентов и норм;

Внешняя энергетическая политика:

22) Диверсификация экспортных энергетических рынков;

23) Диверсификация структуры экспорта в пользу продукции с высокой добавленной стоимостью;

24) Обеспечение благоприятного для России режима регулирования мировой энергетики;

25) Формирование общих рынков энергоносителей Евразийского экономического пространства;

26) Развитие взаимовыгодного обмена энергетическими активами.

Доклад о ходе реализации мероприятий, предусмотренных настоящей Стратегией, ежегодно представляется в Правительство Российской Федерации. Доработка и уточнение настоящей Стратегии осуществляется не реже 1 раза в 5 лет с одновременной пролонгацией ее временного диапазона.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1

к Энергетической стратегии России на период до 2035 года

Основные показатели развития экономики и топливно-энергетического комплекса России в 2012 году и прогнозные показатели Энергетической стратегии России на период до 2030 года*

Показатели	2012 год		Отношение фактических показателей к прогнозным показателям Энергетической стратегии России на период до 2030 года (процентов)
	прогнозные показатели Энергетической стратегии России на период до 2030 года	фактические показатели	
Рост валового внутреннего продукта (в процентах к 2008 году)	108	103,9	96,2
Рост добычи и производства первичных топливно-энергетических ресурсов (в процентах к 2008 году)	102,3	102,8	100,5
Объем добычи и производства первичных топливно-энергетических ресурсов (млн. тонн условного топлива)	1860	1868,2	100,4
Объем добычи нефти (млн. тонн)	495	518,8	104,8

Показатели	2012 год		Отношение фактических показателей к прогнозным показателям Энергетической стратегии России на период до 2030 года (процентов)
	прогнозные показатели Энергетической стратегии России на период до 2030 года	фактические показатели	
Объем добычи газа (млрд. куб. м)	705	654,7	92,9
Объем добычи угля (млн. тонн)	331	356,4	107,7
Объем производства электроэнергии (млрд. кВт.ч)	1113	1068,8	96,0
Объем потребления первичных топливно-энергетических ресурсов (млн. тонн условного топлива)	1041	1012,7	97,3
Рост потребления первичных энергоресурсов (в процентах к 2008 году)	104,3	101,5	97,3
Рост экспорта топливно-энергетических ресурсов (в процентах к 2008 году)	103,5	102,9	99,4
Объем экспорта топливно-энергетических ресурсов - всего (млн. тонн условного топлива)	845	901,7	106,7

Показатели	2012 год		Отношение фактических показателей к прогнозным показателям Энергетической стратегии России на период до 2030 года (процентов)
	прогнозные показатели Энергетической стратегии России на период до 2030 года	фактические показатели	
Удельная энергоемкость внутреннего валового продукта (процентов к 2008 году)	98,7	97,9	99,2

* По данным оптимистического варианта Энергетической стратегии России на период до 2030 года

**Прогнозные показатели динамики внутреннего спроса
на основные виды энергоресурсов на период до 2035 года***

Показатели	2010 год факт	2012 год факт	2020 год	2025 год	2035 год
Внутреннее потребление первичных энергетических ресурсов (млн. тонн условного топлива)	993	1013	<u>1100</u> 1086	<u>1158</u> 1136	<u>1260</u> 1212
то же (в процентах к 2010 году)	100	102	<u>111</u> 109	<u>117</u> 114	<u>127</u> 122
Внутреннее потребление нефти (переработка) (млн. тонн)	250	271	<u>275</u> 265	<u>273</u> 262	<u>270</u> 255
то же (в процентах к 2010 году)	100	108	<u>110</u> 106	<u>109</u> 105	<u>108</u> 102
Внутреннее потребление газа (млрд. куб. м)	459	469	<u>523</u> 513	<u>549</u> 536	<u>586</u> 569
то же (в процентах к 2010 году)	100	102	<u>114</u> 112	<u>120</u> 117	<u>128</u> 124
Внутреннее потребление твердого топлива (млн. тонн условного топлива)	177	176	<u>173</u> 172	<u>179</u> 172	<u>192</u> 178
то же (в процентах к 2010 году)	100	100	<u>98</u> 97	<u>101</u> 98	<u>109</u> 101
Внутреннее потребление электроэнергии (млрд. кВт·ч)	1021	1052	<u>1217</u> 1191	<u>1335</u> 1287	<u>1570</u> 1458
то же (в процентах к 2010 году)	100	103	<u>119</u> 117	<u>131</u> 126	<u>154</u> 143

* В настоящей и последующих таблицах даны показатели: вверху - целевого сценария Стратегии; внизу – сценария риск-анализа.

**Прогнозные показатели динамики экспорта
российских энергоресурсов на период до 2035 года**

Показатели	2010 год факт	2012 год факт	2020 год	2025 год	2035 год
Экспорт - всего (млн. тонн условного топлива)	890	902	<u>982</u> 926	<u>1034</u> 918	<u>1087</u> 892
то же (в процентах к 2010 году)	100	101	<u>110</u> 104	<u>116</u> 103	<u>122</u> 100
в том числе:					
сырая нефть (млн. тонн)	249	239	<u>246</u> 241	<u>253</u> 227	<u>254</u> 189
природный газ (млрд. куб. м)	223	215	<u>262</u> 240	<u>309</u> 262	<u>360</u> 301
уголь (млн. тонн условного топлива)	78	100	<u>117</u> 100	<u>123</u> 96	<u>123</u> 87
электроэнергия (нетто-экспорт, млрд. кВт·ч)	17	17	<u>30</u> 19	<u>35</u> 23	<u>45</u> 32

ПРИЛОЖЕНИЕ № 2

к Энергетической стратегии России на период до 2035 года

Индикаторы энергетической безопасности

1-й этап	2-й этап	3-й этап
<p>Отношение годового прироста балансовых запасов различных видов первичных топливно-энергетических ресурсов к объемам их добычи</p> <p>не менее 1</p>		
<p>Динамика внутренних цен на газ, нефтепродукты, уголь и электроэнергию для промышленности</p> <p>не выше уровня инфляции</p>		
<p>Снижение среднего износа основных производственных фондов (в процентах к 2010 году)</p> <p>на 10 процентов на 10 процентов на 5 процентов</p>		
<p>Ликвидация дефицита и поддержание устойчивого резерва электро- и теплогенерирующих мощностей, включающих поддержание резерва мощности электростанций на уровне 17 процентов общей установленной мощности электростанций в ЕЭС России</p>		
<p>Доля экспорта топливно-энергетических ресурсов в общем стоимостном объеме экспорта России</p> <p>не более 60 процентов не более 55 процентов не более 45 процентов</p>		
<p>Доля продукции нефтепереработки и нефтехимии в общем стоимостном объеме российского экспорта топливно-энергетических ресурсов</p> <p>не менее 32 процентов не менее 37 процентов не менее 40 процентов</p>		
<p>Доля стран Азиатско-Тихоокеанского региона в общем объеме экспорта топливно-энергетических ресурсов России</p> <p>не менее 18 процентов не менее 26 процентов не менее 31 процентов</p>		

Индикаторы энергетической эффективности экономики

1-й этап	2-й этап	3-й этап
Удельная энергоемкость валового внутреннего продукта (в процентах к 2010 году)		
не более 76 процентов	не более 65 процентов	не более 50 процентов
Удельная электроемкость валового внутреннего продукта (в процентах к 2010 году)		
не более 81 процента	не более 73 процентов	не более 61 процента
Среднее ежегодное снижение удельных потерь и расходов на собственные нужды на предприятиях ТЭК (в процентах к предыдущему году)		
не менее 1 процента	не менее 1 процента	не менее 0,5 процента
Снижение удельных расходов топлива на выработку электроэнергии (в процентах к 2010 году)		
не менее 10 процентов	не менее 15 процентов	не менее 18 процентов

Индикаторы экономической и бюджетной эффективности энергетики

1-й этап	2-й этап	3-й этап
----------	----------	----------

Отношение валовой добавленной стоимости, производимой в ТЭК, к налоговым доходам консолидированного бюджета Российской Федерации от ТЭК

не менее 1,25

не менее 1,30

не менее 1,35

Доля затрат на топливо и энергию в расходах домохозяйств

не более 7 процентов

Доля затрат на топливо и энергию в общих расходах в целом по экономике

не более 9 процентов

Индикаторы экологической безопасности энергетики

1-й этап	2-й этап	3-й этап
<p>Снижение удельных показателей выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, сброса загрязненных сточных вод в водоемы, образования отходов предприятиями энергетического сектора (в процентах к 2010 году)</p>		
не менее 25 процентов	не менее 40 процентов	не менее 50 процентов
<p>Обеспечение уровня эмиссии парниковых газов (в процентах к 2010 году)</p>		
не более 110 процентов	не более 115 процентов	не более 120 процентов
<p>Коэффициент утилизации попутного нефтяного газа</p>		
95 процентов	95 процентов	95 процентов

ПРИЛОЖЕНИЕ № 3

к Энергетической стратегии России на период до 2035 года

Индикаторы стратегического развития минерально-сырьевой базы топливно-энергетического комплекса на период до 2035 года

Индикаторы/направления	2020 год	2025 год	2035 год
Прирост запасов нефти (млн. тонн)			
Российская Федерация - всего	5573	3123	6508
Прирост запасов природного газа (млрд. куб. м)			
Российская Федерация - всего	9925	6240	11275
Объемы глубокого бурения (тыс. метров)			
Российская Федерация - всего	9248	5780	11560
Прирост запасов угля (процентов)			
Среднегодовые темпы роста балансовых запасов	не менее 0,5	не менее 1	не менее 2
Доля балансовых запасов угля, экономически эффективных для извлечения согласно мировым стандартам	не менее 48	не менее 55	не менее 60

Прирост запасов и ресурсов урана

Обеспечение прироста запасов к 2035 году в объеме (тыс. тонн):

C₁ - 150, C₂ - 300; прогнозных ресурсов - P₁ - 1200, P₂ - 2000, P₃ - 1700

**Индикаторы стратегического развития нефтяного комплекса
на период до 2035 года**

Индикаторы/направления	2010 год (факт)	2020 год	2025 год	2035 год
Эффективность недропользования				
Коэффициент извлечения нефти (процентов)	31	34	37	40
Добыча нефти				
Доля Восточной Сибири и Дальнего Востока в добыче нефти (процентов)	7	17	18	20
Нефтепереработка				
Глубина переработки нефти (процентов)	71,1	82,7	86,3	89,6
Экспорт нефти и нефтепродуктов				
Доля восточного направления в общем объеме экспорта нефти и нефтепродуктов (процентов)	12	17	22	23

**Индикаторы стратегического развития газовой
промышленности на период до 2035 года**

Индикаторы/направления	2010 год (факт)	2020 год	2025 год	2035 год
Добыча газа				
Доля Ямала, Восточной Сибири и Дальнего Востока в суммарных объемах добычи (процентов)	5	25	36	43
Доля независимых производителей газа и вертикально интегрированных нефтяных компаний в суммарных объемах добычи (процентов)	20	31	28	33
Транспортировка газа				
Рост протяженности магистральных газопроводов (в процентах к 2010 году)	-	14,2	19,1	22,2
Экспорт газа				
Доля стран Азиатско-Тихоокеанского региона в структуре экспорта (процентов)	6	13	25	33
Доля сжиженного природного газа в структуре экспорта (процентов)	6	12	19	30

**Индикаторы стратегического развития угольной промышленности
на период до 2035 года**

Индикаторы/направления	2010 год (факт)	2020 год	2025 год	2035 год
Добыча и транспортировка угля				
Удельный вес вновь вводимых мощностей по добыче в общем объеме добычи угля (процентов)	6	8	15	25
Доля Восточных регионов страны (Канско-Ачинский бассейн, Восточная Сибирь, Дальний Восток) в общем объеме добычи угля (процентов)	36	41	43	48
Объем мощностей угольных терминалов морских портов (млн т)	91	125	140	170
Переработка угля				
Охват обогащением каменного энергетического угля (процентов)	32	40	50	70
Научно-технический прогресс и инновации				
Доля открытого способа разработки (процентов)	69	75	75	80
Экономическая эффективность угольной промышленности				
Темп роста производительности труда по добыче (процентов к 2010 году)	-	180	220	380
Экологическая эффективность угольной промышленности				
Уровень рекультивации земель от годового нарушения (процентов)	33,1	65-70	70	90

**Индикаторы стратегического развития
электроэнергетики на период до 2035 года**

Индикаторы/направления	2010 год (факт)	2020 год	2025 год	2035 год
Производство электроэнергии				
Доля нетопливных источников энергии в структуре производства электроэнергии (процентов)	33	33	34	39
Топливообеспечение тепловых электростанций				
Доля угля в структуре топливообеспечения (процентов)	28,8	27	28	29
Энергетическая безопасность и надежность электроснабжения				
Вероятность бездефицитной работы энергосистем России	0,9960	не менее 0,9991	не менее 0,9994	не менее 0,9997
Эффективность электроэнергетики				
Коэффициент полезного действия угольных электростанций (процентов)	34	не менее 35	не менее 38	не менее 41
Коэффициент полезного действия газовых электростанций (процентов)	38	не менее 45	не менее 50	не менее 53
Коэффициент полезного действия атомных электростанций (процентов)	32	не менее 32	не менее 34	не менее 36
Удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии от тепловых электростанций, граммов условного топлива / кВт.ч	338	не более 315	не более 302	не более 284
Потери в электрических сетях (процентов отпуска электроэнергии в сеть)	11,5	не более 10	не более 9	не более 8

**Индикаторы стратегического развития
теплоснабжения на период до 2035 года**

Индикаторы/направления	2010 год (факт)	2020 год	2025 год	2035 год
Энергетическая безопасность и надежность теплоснабжения				
Частота отключений теплоснабжения, 1/(км·год)	0,23	не более 0,20	не более 0,15	не более 0,10
Частота нарушений теплоснабжения по вине источников, 1/(источник·год)	0,10	не более 0,05	не более 0,03	не более 0,01
Обновление тепловых сетей (процентов общей протяженности сетей)	2,8	не менее 10	не менее 25	не менее 90
Инновационное развитие теплоснабжения				
Доля систем, оснащенных приборами учета тепловой энергии (процентов)	30	не менее 80	не менее 90	100
Эффективность теплоснабжения				
Коэффициент полезного использования тепла топлива на теплоэлектроцентралях (в процентах к 2010 году)	-	не менее 15	не менее 28	не менее 50
Средний удельный расход топлива в котельных (в процентах к 2010 году)	100	не более 99	не более 98	не более 90
Уровень тепловых потерь (процентов общего производства тепла)	18,1	не более 16	не более 14	не более 10

ПРИЛОЖЕНИЕ № 4

к Энергетической стратегии России на период до 2035 года

**Прогнозный топливно-энергетический баланс России
на период до 2035 года**

	2010 год факт	2012 год факт	2020 год	2025 год	2035 год
Внутреннее потребление (млн. тонн условного топлива)	993	1013	<u>1100</u> 1086	<u>1158</u> 1136	<u>1260</u> 1212
то же (процентов к 2010 году)	100	102	<u>111</u> 109	<u>117</u> 114	<u>127</u> 122
в том числе из общего потребления (млн. тонн условного топлива):					
газ	512	524	<u>582</u> 567	<u>609</u> 590	<u>644</u> 627
жидкие (нефть и конденсат)	175	187	<u>208</u> 205	<u>222</u> 219	<u>227</u> 237
твердое топливо (уголь и прочее)	177	176	<u>173</u> 172	<u>179</u> 172	<u>192</u> 178
нетопливные	128	127	<u>137</u> 143	<u>148</u> 154	<u>197</u> 171
то же (процентов):					
газ	51,6	51,6	<u>52,9</u> 52,2	<u>52,6</u> 52,0	<u>51,1</u> 51,7
жидкие (нефть и конденсат)	17,7	18,5	<u>18,9</u> 18,8	<u>19,2</u> 19,2	<u>18,0</u> 19,5
твердое топливо (уголь и прочее)	17,8	17,4	<u>15,8</u> 15,8	<u>15,5</u> 15,2	<u>15,3</u> 14,7
нетопливные	12,9	12,5	<u>12,4</u>	<u>12,8</u>	<u>15,7</u>

	2010 год факт	2012 год факт	2020 год	2025 год	2035 год
Вывоз (млн. тонн условного топлива)	890	902	13,2 <u>982</u> 926	13,6 <u>1034</u> 917	14,1 <u>1087</u> 891
в том числе:					
СНГ	128	145	<u>121</u> 122	<u>113</u> 113	<u>95</u> 95
из них газ	72	82	<u>64</u> 66	<u>58</u> 62	<u>52</u> 56
дальнее зарубежье	763	757	<u>861</u> 804	<u>921</u> 804	<u>992</u> 796
из них газ	185	165	<u>237</u> 210	<u>297</u> 240	<u>366</u> 290
Прирост запасов (млн. тонн условного топлива)	1	8	<u>3</u> 3	<u>3</u> 3	<u>3</u> 3
Итого расход (млн. тонн условного топлива)	1884	1923	<u>2085</u> 2015	<u>2195</u> 2056	<u>2350</u> 2106
Ресурсы (млн. тонн условного топлива)	1884	1923	<u>2085</u> 2015	<u>2195</u> 2056	<u>2350</u> 2106
в том числе:					
импорт	61	54	<u>31</u> 35	<u>29</u> 29	<u>22</u> 22
из них газ	41	38	<u>25</u> 25	<u>23</u> 23	<u>18</u> 18
Производство - всего (млн. тонн условного топлива)	1823	1869	<u>2054</u> 1981	<u>2166</u> 2027	<u>2328</u> 2084
то же (в процентах к 2010 году)	100	103	<u>113</u> 109	<u>119</u> 111	<u>128</u> 114

	2010 год факт	2012 год факт	2020 год	2025 год	2035 год
из общего производства (млн. тонн условного топлива):					
газ	748,0	752,8	<u>888,4</u> 852,9	<u>974,5</u> 908,5	<u>1084,9</u> 997,4
жидкие (нефть и конденсат)	718,5	737,5	<u>749,4</u> 729,4	<u>756,5</u> 711,1	<u>753,4</u> 668,3
твердое топливо (уголь и прочее)	223,0	246,6	<u>270,7</u> 249,3	<u>278,0</u> 246,7	<u>281,2</u> 239,6
нетопливные	133,3	131,9	<u>145,5</u> 148,9	<u>157,3</u> 161,0	<u>208,8</u> 179,1
то же (в процентах):					
газ	41,0	40,3	<u>43,3</u> 43,1	<u>45,0</u> 44,8	<u>46,6</u> 47,9
жидкие (нефть и конденсат)	39,4	39,5	<u>36,5</u> 36,8	<u>34,9</u> 35,1	<u>32,4</u> 32,1
твердое топливо (уголь и прочее)	12,2	13,2	<u>13,2</u> 12,6	<u>12,8</u> 12,2	<u>12,1</u> 11,5
нетопливные	7,3	7,1	<u>7,1</u> 7,5	<u>7,3</u> 7,9	<u>9,0</u> 8,6

**Прогноз поэтапного развития добычи нефти
на период до 2035 года**

	2010 год факт	2012 год факт	2020 год	2025 год	2035 год
Добыча нефти - всего (млн. тонн)	505,3	519	<u>527</u> 513	<u>532</u> 500	<u>530</u> 470
то же (в процентах к 2010 году)	100	103	<u>104</u> 102	<u>105</u> 99	<u>105</u> 93
в том числе из общей добычи (млн. тонн):					
Сев-Западный ФО	32,2	29	<u>35</u> 35	<u>37</u> 37	<u>40</u> 40
Поволжский ФО	107,3	112	<u>99</u> 99	<u>88</u> 88	<u>68</u> 66
Южный ФО	8,9	10	<u>18</u> 18	<u>18</u> 17	<u>17</u> 15
Сев-Кавказский ФО, российский участок дна Каспийского моря	2,2	2	<u>2</u> 2	<u>2</u> 2	<u>1</u> 1
Уральский ФО	308	302	<u>272</u> 260	<u>280</u> 249	<u>288</u> 236
Западная Сибирь	13,2	14	<u>13</u> 13	<u>13</u> 13	<u>9</u> 9
Восточная Сибирь	15,6	27	<u>54</u> 54	<u>61</u> 61	<u>69</u> 68
Дал-Восточный ФО	18,3	23	<u>33</u> 31	<u>34</u> 34	<u>38</u> 35

**Прогноз поэтапного развития переработки нефти и производства
основных нефтепродуктов на период до 2035 года**

	2010 год факт	2012 год факт	2020 год	2025 год	2035 год
Переработка - всего (млн. тонн)	250	271	<u>275</u> 265	<u>273</u> 262	<u>270</u> 255
то же (в процентах к 2010 году)	100	107	<u>110</u> 106	<u>109</u> 105	<u>108</u> 102

Производство по видам нефтепродуктов (млн. тонн):

моторные топлива	113	115	<u>153</u> 147	<u>161</u> 155	<u>167</u> 158
автобензин	36	38	<u>47</u> 45	<u>50</u> 48	<u>51</u> 49
дизельное топливо	70	69	<u>91</u> 88	<u>96</u> 92	<u>99</u> 94

**Прогноз потребности в капитальных вложениях
для развития нефтяного комплекса на период до 2035 года**

(млрд. долларов США, в ценах 2010 года)

Капиталовложения	До 2020 года	2021 - 2025 годы	2026 - 2035 годы	Всего 2011 - 2035 годы
Всего	<u>416</u> 413	<u>239</u> 229	<u>560</u> 510	<u>1216</u> 1152
в том числе:				
добыча с геолого- разведочными работами	<u>359</u> 356	<u>214</u> 205	<u>511</u> 465	<u>1085</u> 1027
переработка	<u>33</u> 32	<u>17</u> 16	<u>32</u> 31	<u>82</u> 79
транспорт	<u>25</u> 25	<u>8</u> 7	<u>17</u> 14	<u>49</u> 46

**Прогноз поэтапного развития добычи газа
на период до 2035 года
(млрд. куб. м)**

	2010 год факт	2012 год факт	2020 год	2025 год	2035 год
Добыча газа - всего	651	655	<u>770</u> 739	<u>842</u> 785	<u>936</u> 860
в том числе:					
Уральский ФО (Тюменская область)	566	565	<u>624</u> 608	<u>633</u> 596	<u>639</u> 601
в том числе по районам:					
Надым - Пуртазовский	531	518	<u>471</u> 471	<u>431</u> 431	<u>333</u> 333
Обско-Тазовская губа и Большехетская впадина	35,2	41	<u>41</u> 41	<u>41</u> 41	<u>88</u> 86
Ямал	0,0	6	<u>112</u> 96	<u>161</u> 124	<u>218</u> 182
Томская область	5,0	5	<u>4</u> 4	<u>4</u> 4	<u>4</u> 4
Европейские районы	45	48	<u>56</u> 55	<u>58</u> 78	<u>103</u> 102
в том числе:					
Южный ФО, включая российский участок дна Каспийского моря	16	19	<u>28</u> 28	<u>28</u> 28	<u>26</u> 26
Приволжский ФО	24	24	<u>21</u> 21	<u>20</u> 20	<u>16</u> 16
С-Западный ФО, включая Штокмановское месторождение	4	5	<u>7</u> 6	<u>10</u> 30	<u>61</u> 60
Восточная Сибирь	6	7	<u>24</u> 23	<u>70</u> 30	<u>89</u> 60
Дальний Восток	26	30	<u>58</u> 48	<u>70</u> 73	<u>94</u> 87
в том числе:					

	2010 год факт	2012 год факт	2020 год	2025 год	2035 год
остров Сахалин	22	27	<u>45</u> 33	<u>45</u> 41	<u>45</u> 41

**Прогноз потребности в капитальных вложениях
для развития газовой промышленности на период до 2035 года**
(млрд. долларов США, в ценах 2010 года)

Капиталовложения	До 2020 года	2021 - 2025 годы	2026 - 2035 годы	Всего 2011 - 2035 годы
Всего	<u>239</u> 237	<u>142</u> 134	<u>340</u> 316	<u>720</u> 687
в том числе:				
добыча	<u>78</u> 78	<u>51</u> 48	<u>126</u> 117	<u>255</u> 243
транспорт	<u>131</u> 130	<u>74</u> 70	<u>169</u> 157	<u>374</u> 356
подземные хранилища газа, переработка, прочие	<u>30</u> 29	<u>17</u> 16	<u>45</u> 42	<u>92</u> 88

**Прогноз поэтапного развития добычи угля
на период до 2035 года
(млн. тонн)**

	2010 год факт	2012 год факт	2020 год	2025 год	2035 год
Добыча угля	323	356	<u>392</u> 361	<u>400</u> 355	<u>415</u> 354
из них коксующийся	73	78	<u>105</u> 67	<u>108</u> 66	<u>120</u> 63
в том числе:					
Донецкий бассейн	4,7	6	<u>5</u> 5	<u>4</u> 4	<u>2</u> 2
Уральский бассейн	2,2	2	<u>1</u> 1	<u>0</u> 0	<u>0</u> 0
Печорский бассейн	13,6	13	<u>13</u> 12	<u>19</u> 10	<u>20</u> 9
Кузнецкий бассейн	185	202	<u>209</u> 201	<u>200</u> 196	<u>190</u> 190
Восточная Сибирь (включая Канско-Ачинский бассейн)	83,6	91	<u>101</u> 100	<u>107</u> 102	<u>118</u> 108
Дальний Восток	31,4	35	<u>58</u> 37	<u>65</u> 38	<u>80</u> 40
Прочие	2,5	8	<u>5</u> 5	<u>5</u> 5	<u>5</u> 5

**Прогноз поэтапного развития производства
электроэнергии на период до 2035 года**

	2010 год факт	2012 год факт	2020 год	2025 год	2035 год
Потребление электроэнергии, внутренний спрос, (млрд. кВт. ч)	1021	1052	<u>1217</u> 1191	<u>1335</u> 1287	<u>1570</u> 1458
Экспорт электроэнергии, сальдо, (млрд. кВт.ч)	17	17	<u>30</u> 19	<u>35</u> 23	<u>45</u> 32
Производство электроэнергии - всего (млрд. кВт.ч)	1038	1069	<u>1247</u> 1210	<u>1370</u> 1310	<u>1615</u> 1490
в том числе:					
атомные электростанции	170	178	<u>205*</u> 205	<u>248*</u> 245	<u>363</u> 293
генерирующие объекты, использующие возобновляемые источники энергии, и гидроаккумулирующие электростанции	172	165	<u>204</u> 204	<u>219</u> 218	<u>262</u> 245
конденсационные электростанции	321	335	<u>424</u> 397	<u>464</u> 424	<u>495</u> 502
теплоэлектроцентрали	375	391	<u>414</u> 404	<u>439</u> 422	<u>495</u> 450
Структура производства электроэнергии (процентов):					
атомные электростанции	16,4	16,6	<u>16,4</u> 16,9	<u>18,1</u> 18,7	<u>22,5</u> 19,6
генерирующие объекты,	16,5	15,4	<u>16,4</u>	<u>16,0</u>	<u>16,2</u>

	2010 год факт	2012 год факт	2020 год	2025 год	2035 год
использующие возобновляемые источники энергии, и гидроаккумулирующие электростанции			16,9	16,7	16,5
конденсационные электростанции	30,9	31,4	<u>34,0</u> 32,8	<u>33,9</u> 32,4	<u>30,7</u> 33,7
теплоэлектроцентрали	36,1	36,6	<u>33,2</u> 33,4	<u>32,0</u> 32,2	<u>30,6</u> 30,2

* В соответствии с Государственной программой «Развитие атомного энергопромышленного комплекса» выработка электроэнергии атомными электростанциями в 2020 и 2025 годах предусматривается на уровне 244 и 294 млрд кВт-ч соответственно

**Прогноз поэтапного изменения установленной мощности
электростанций России по видам генерации
на период до 2035 года
(млн. кВт)**

	2010 год факт	2012 год факт	2020 год	2025 год	2035 год
Установленная мощность - всего	230,2	238,3	<u>258</u> 255	<u>276</u> 270	<u>321</u> 303
в том числе:					
атомные электростанции	24,3	25,3	<u>29*</u> 29	<u>35*</u> 34	<u>50</u> 41
генерирующие объекты, использующие возобновляемые источники энергии, и гидроаккумулирующие электростанции	48,4	48,8	<u>55,0</u> 54,8	<u>58,6</u> 58,6	<u>72,5</u> 67,2
конденсационные электростанции	72,7	73,6	<u>82</u> 81	<u>87</u> 84	<u>92</u> 96
теплоэлектростанции	84,8	90,4	<u>91</u> 90	<u>95</u> 93	<u>106</u> 99

* В соответствии с Государственной программой «Развитие атомного энергопромышленного комплекса» установленная мощность атомных электростанций в 2020 и 2025 годах предусматривается на уровне 32,7 и 39,7 ГВт соответственно

**Прогноз потребности тепловых электростанций
в топливе на период до 2035 года**
(млн. тонн условного топлива)

	2010 год факт	2012 год факт	2020 год	2025 год	2035 год
Суммарная потребность в топливе	307	312	<u>329</u> 324	<u>338</u> 330	<u>363</u> 351
в том числе:					
газ	209	218	<u>234</u> 228	<u>237</u> 231	<u>253</u> 243
твердое топливо (уголь и прочее)	88	87	<u>89</u> 89	<u>95</u> 94	<u>107</u> 106
мазут	5	2	<u>2</u> 2	<u>2</u> 2	<u>1</u> 1

**Прогноз капитальных вложений, необходимых для развития электроэнергетики
России на период до 2035 года**

(млрд. долларов США, в ценах 2010 года)

	До 2020 года	2021 - 2025 годы	2026 - 2035 годы	Всего 2011 - 2035 годы
Капиталовложения в электроэнергетику	<u>194</u> 174	<u>157</u> 140	<u>376</u> 261	<u>727</u> 576
в том числе:				
атомные электростанции	<u>35</u> 30	<u>42</u> 36	<u>147</u> 74	<u>224</u> 141
гидроэлектростанции мощностью более 25 МВт и гидроаккумулирующие электростанции	<u>18</u> 18	<u>8</u> 8	<u>19</u> 13	<u>44</u> 39
тепловые электростанции (конденсационные электростанции и теплоэлектроцентрали)	<u>64</u> 56	<u>51</u> 48	<u>80</u> 78	<u>195</u> 182
сети	<u>77</u> 70	<u>56</u> 48	<u>131</u> 95	<u>264</u> 214

**Прогноз поэтапного изменения сводного баланса тепла
России на период до 2035 года
(млн. Гкал)**

	2010 год факт	2012 год факт	2020 год	2025 год	2035 год
Производство - всего	1938	1902	<u>2000</u> 1940	<u>2040</u> 1970	<u>2110</u> 2040
Централизованные источники теплоснабжения	1340	1304	<u>1345</u> 1330	<u>1397</u> 1370	<u>1510</u> 1435
в том числе:					
электростанции	618	605	<u>622</u> 612	<u>660</u> 635	<u>755</u> 687
центральные котельные	632	607	<u>620</u> 618	<u>627</u> 631	<u>629</u> 635
атомные теплоэлектроцентрали и атомные станции теплоснабжения	3	4	<u>6</u> 5	<u>7</u> 6	<u>13</u> 8
вторичные энергоресурсы	82	84	<u>95</u> 92	<u>98</u> 95	<u>105</u> 100
электроустановки	5	5	<u>3</u> 3	<u>4</u> 3	<u>8</u> 5
нетрадиционные источники	20	20	<u>22</u> 20	<u>24</u> 21	<u>27</u> 22
децентрализованные источники теплоснабжения	526	528	<u>536</u> 528	<u>543</u> 529	<u>562</u> 542
в том числе:					
котельные	184	180	172	165	152
автономные источники	342	348	<u>364</u>	<u>378</u>	<u>410</u>

	2010 год факт	2012 год факт	2020 год	2025 год	2035 год
Потери тепловой энергии - всего	350	346	356 314	364 <u>282</u> 277	390 <u>204</u> 179
Потребление - всего	1588	1556	<u>1686</u> 1626	<u>1763</u> 1688	<u>1931</u> 1836

**Прогноз необходимых инвестиций в развитие топливно-
энергетического комплекса и энергоснабжение экономики России
на период до 2035 года**
(млрд. долларов США, в ценах 2010 года)

		До 2020 года	2021 - 2025 годы	2026 - 2035 годы	Всего 2011 - 2035 годы
Отрасли	топливно-	<u>876</u>	<u>557</u>	<u>1325</u>	<u>2758</u>
энергетического		851	521	1131	2503
комплекса - всего					
в том числе:					
нефтяная промышленность		<u>416</u>	<u>239</u>	<u>560</u>	<u>1216</u>
		413	229	510	1152
газовая промышленность		<u>239</u>	<u>142</u>	<u>340</u>	<u>720</u>
		237	134	316	687
угольная промышленность		<u>28</u>	<u>19</u>	<u>48</u>	<u>95</u>
		27	18	44	89
электроэнергетика		<u>194</u>	<u>157</u>	<u>376</u>	<u>727</u>
		174	140	261	576
Сферы энергоснабжения - всего		<u>132</u>	<u>81</u>	<u>197</u>	<u>410</u>
		122	70	152	343
в том числе:					
возобновляемые источники энергии*		<u>6</u>	<u>7</u>	<u>24</u>	<u>37</u>
		6	5	14	24
централизованное теплоснабжение		<u>63</u>	<u>33</u>	<u>64</u>	<u>160</u>
		61	32	62	156
автономная энергетика		<u>12</u>	<u>9</u>	<u>25</u>	<u>47</u>
		11	8	22	41
энергосбережение в экономике		<u>51</u>	<u>32</u>	<u>84</u>	<u>166</u>
		43	25	54	122
Итого на реализацию Стратегии		<u>1008</u>	<u>638</u>	<u>1522</u>	<u>3168</u>
		973	591	1283	2846

*За исключением гидроэлектростанций мощностью более 25 МВт

ПРИЛОЖЕНИЕ №5

к Энергетической стратегии России на период до 2035 года

Сводный план («дорожная карта») мероприятий первого этапа реализации Энергетической стратегии России на период до 2035 года

Задача	Мероприятия первого этапа ЭС-2035
Недропользование и управление государственным фондом недр	
1. Повышение активности геологического освоения новых территорий и акваторий	
Реализация программ геологоразведки перспективных территорий и акваторий (континентального шельфа) и их стимулирование	<ul style="list-style-type: none"> – Обеспечение финансирования государственной программы Российской Федерации «Воспроизводство и использование природных ресурсов» в полном объеме – Обеспечение финансирования разведки угольных ресурсов в освоенных бассейнах, где возможен открытый способ добычи, а также на новых площадях в Сибирском и Дальневосточном ФО – Доработка и принятие проекта Программы разведки континентального шельфа Российской Федерации и разработки его минеральных ресурсов на долгосрочную перспективу, обеспечив полное финансирование мероприятий программы – Сохранение действующих льгот по НДС при добыче нефти и природного газа на шельфе Арктических морей и на Ямале и тарифно-таможенного регулирования экспорта СПГ из указанных районов – Рассмотрение вопроса о внесении изменений в Налоговый кодекс Российской Федерации, позволяющие производить вычеты из затрат на ГРП, проводимых за счет пользователей недр, из суммы подлежащего уплате НДС – Рассмотрение вопроса о внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах», устанавливающих возможность проведения геологического изучения на всем протяжении действия лицензии на право пользования недрами без ограничений, как по глубине, так и площади лицензионного участка
2. Стимулирование привлечения частных инвестиций в ГРП и недропользование	
Устранение избыточных административных барьеров в	– Принятие проекта федерального закона «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (в части внесения изменений в Закон Российской Федерации «О недрах» и

недропользовании	<p>Градостроительный кодекс Российской Федерации, направленных на сокращение количества экспертиз, снижения перечня заявочных документов)</p> <ul style="list-style-type: none"> – Уточнение и упрощение порядка санкционирования отступления от уровней добычи, установленных лицензией, а также расширения лицензии на прилегающие глубокие горизонты и прилегающие залежи в случае доразведки, если это не затрагивает интересы других недропользователей – Реализация заявительного принципа получения лицензий на право ведения работ по поиску ресурсов и разведке запасов нефти, упрощение процедур получения разрешений на строительство скважин и промысловых сооружений и порядка досрочного прекращения права пользования недрами – Реализация приоритетного права на разработку и добычу углеводородного сырья предприятий недропользователя, открывшего месторождение – Перераспределение полномочий по регулированию недропользования в пользу субъектов Российской Федерации, в первую очередь для малых и истощенных месторождений
Стандартизация процедур в недропользовании	<ul style="list-style-type: none"> – Разработка и внедрение типовых проектов недропользования – Разработка прозрачных критериев отнесения месторождений полезных ископаемых к стратегическим и уточнение их перечня применительно к топливно-энергетическим полезным ископаемым с исключением из него месторождений, не соответствующим указанным критериям
Сбалансированное обеспечение прав и интересов государства и недропользователей	<ul style="list-style-type: none"> – Разработка прозрачных процедур разрешения конфликтных ситуаций, связанных с освоением участков недр, в том числе усиление роли саморегулируемых организаций и объединений – Разработка и применение процедур формирования проектных альянсов и групп для совместного освоения и разработки участков недр – Переход к обороту прав на пользование недрами – Совершенствование механизмов государственного контроля за выполнением условий лицензионных соглашений и введение прозрачной системы санкций за их нарушение – Рассмотрение возможности использования механизма СРП (на новых условиях) для особо сложных проектов разведки и разработки нефтегазовых ресурсов – Рассмотрение вопроса о внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах», предусматривающих выдачу лицензии по результатам аукциона, признанного несостоявшимся по причине наличия одного участника, единственному участнику аукциона, с условием выплаты разового платежа в размере стартового платежа аукциона плюс один шаг – Определение правового статуса испытательных полигонов, с целью добычи нетрадиционных видов углеводородного сырья, а также специального порядка предоставления их в пользование
Гармонизация российской и	<ul style="list-style-type: none"> – Реализация приказа Минприроды Российской Федерации «Об утверждении классификации запасов и

международной классификации запасов энергетических ресурсов	ресурсов нефти и горючих газов», предполагающего гармонизацию российской и международной классификации запасов топливно-энергетических ресурсов
3. Стимулирование полного и комплексного извлечения углеводородного сырья из недр	
Государственная поддержка внедрения инновационных технологий, повышающих коэффициент извлечения нефти и газа	<ul style="list-style-type: none"> – Создать систему стимулирования современных методов повышения нефтеотдачи – Налоговое стимулирование добычи низконапорного газа старых месторождений – Освоение комплекса технологий добычи трудноизвлекаемых запасов нефти (пластов с низкой проницаемостью, повышенной вязкостью и т.п.) и нетрадиционных запасов (сланцевой нефти и т.п.) – Освоение комплекса технологий эксплуатации комплексных нефтегазовых месторождений сложнокомпонентного состава – Освоение комплекса технологий для поддержания добычи на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, а также значительных трудноизвлекаемых запасов низконапорного газа, залежей ачимовского нефтегазоносного комплекса Надым-Пур-Тазовского района и залежей жирных сероводородсодержащих газов Прикаспийского региона
Снятие инфраструктурных, технологических и иных барьеров, препятствующих утилизации ПНГ	<ul style="list-style-type: none"> – Обеспечение эффективной реализации решений о предоставлении первоочередного доступа к свободным мощностям газотранспортных и газораспределительных сетей для транспортировки отбензиненного сухого газа, получаемого в результате переработки ПНГ, а для электроэнергии, выработанной в результате сжигания ПНГ – приоритетного доступа на оптовый рынок электроэнергии – Обеспечение ускоренной амортизации оборудования для утилизации попутного нефтяного газа – Продолжение внедрения дополнительных коэффициентов при расчете платы за выбросы вредных (загрязняющих) веществ, образующихся при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках – Освобождение от таможенного обложения машин и оборудования для утилизации попутного нефтяного газа, не имеющие российских аналогов – Освоение комплекса технологий использования ПНГ и газоконденсатных жидкостей
Стимулирование формирования российских независимых инжиниринговых компаний	– Реализация Стратегии локализации производства оборудования и развития нефтегазосервисного сектора для шельфовых месторождений и участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти на период до 2020 года
Налоговая и таможенная политика в энергетике	
4. Формирование стабильной и сбалансированной системы налогообложения ТЭК	

<p>Формирование условий для перехода к рентной системе налогообложения недропользователей</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Продолжение работы по повышению гибкости и систематизации ставок НДС на нефть и газ – В более отдаленной перспективе – осуществление перехода от НДС на нефть к налогообложению финансового результата в форме налога на добавочный доход (НДД) или налога на сверхприбыль при добыче углеводородов. Разработка концепции и механизма налогообложения финансового результата, предусматривающие введение НДД в первую очередь для новых месторождений – Разработка нормативно-правовой базы классификации месторождений и признания их принадлежности к категориям малых, истощенных и низкодебитных месторождений в целях совершенствования системы налогообложения в сфере добычи углеводородов – Разработка и внедрение новых подходов к налогообложению добычи угля, включая привязку НДС на уголь к мировым ценам, а в долгосрочной перспективе – внедрение рентного подхода при налогообложении добычи угля – Продолжение поэтапного повышения ставки НДС на природный газ при сохранении для независимых производителей природного газа понижающих коэффициентов – Внедрение установленного Федеральным закон от 30.09.2013 N 263-ФЗ нового порядка исчисления суммы налога на добычу полезных ископаемых при добыче природного газа и газового конденсата с учётом особенностей их добычи, глубины залегания залежи, геологических и географических особенностей месторождений, а также ценовой конъюнктуры на мировом и внутреннем рынках сбыта
<p>5. Формирование сбалансированной линейки таможенных пошлин и акцизов</p>	
<p>Таможенное стимулирование производство энергетических продуктов высокого качества и насыщение внутреннего рынка</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Продолжение работы по мониторингу системы таможенных ставок на экспорт сырой нефти и различных нефтепродуктов – Сохранение дифференциации акцизов на нефтепродукты – Сохранение регрессивной ставки акцизов в зависимости от качества (класса) топлива – Рассмотрение вопроса о переходе к механизму установления «плавающей» ставки акцизов на различные виды моторного топлива в зависимости от изменения мировых цен на нефть; – Установление таможенных пошлин на импортируемый уголь при освобождении от обложения таможенными пошлинами машин и оборудования для угольной промышленности, не имеющих российских аналогов
<p>Развитие внутренних энергетических рынков</p>	
<p>6. Повышение эффективности регулирования энергетических рынков</p>	

Повышение эффективности антимонопольной политики в энергетике	<ul style="list-style-type: none"> – Обеспечение эффективного выполнения Федеральной антимонопольной службой функций по контролю за перераспределением долей (акций) в уставных капиталах субъектов оптового рынка и их имущества, суммарной величиной установленной генерирующей мощности электростанций, включаемых в состав генерирующих компаний – Ограничение роста концентрации производства электроэнергии и иных видов энергетических товаров
Развитие отечественных систем биржевой торговли всеми видами топливно-энергетических ресурсов	<ul style="list-style-type: none"> – Обеспечение поэтапного повышения требований к минимальной величине нефтепродуктов, подлежащих реализации на биржевых торгах крупнейшими нефтяными компаниями страны – Внедрение обязательного проведения крупных контрактов на государственные закупки энергоносителей через биржевые механизмы
Повышение прозрачности энергетического сектора	<ul style="list-style-type: none"> – Формирование и эффективное функционирование государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса в соответствии с Федеральным законом от 3 декабря 2011 года № 382-ФЗ и создание на ее основе интегрированной системы мониторинга энергетических рынков – Переход на формирование отчетных и прогнозных топливно-энергетических балансов в структуре, соответствующей международным стандартам – Повышение роли отчетных и прогнозных топливно-энергетических балансов как инструмента анализа и управления развитием ТЭК (без придания балансам директивного характера)
7. Формирование эффективной модели отраслевых оптовых и розничных энергетических рынков	
Формирование эффективной модели оптовых рынков электроэнергии и мощности	<ul style="list-style-type: none"> – Совершенствование модели функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности в ценовых зонах оптового рынка, направленное на создание условий для привлечения инвестиций в модернизацию генерирующего оборудования на рыночных условиях при соблюдении прогнозируемой ценовой ситуации для потребителей электрической энергии – Совершенствование системы государственного регулирования оптового рынка электрической энергии и мощности в неценовых зонах оптового рынка, направленное на создание условий для привлечения инвестиций в модернизацию генерирующего оборудования при соблюдении прогнозируемой ценовой ситуации для потребителей электрической энергии
Формирование эффективной модели розничных рынков электроэнергии	<ul style="list-style-type: none"> – Разработка и реализация мероприятий направленных на постепенную либерализацию отношений на розничных рынках электрической энергии в ценовых зонах оптового рынка – Введение экономической ответственности электросбытовых организаций и предприятий сетевого комплекса за выполнение гарантированных стандартов надежности и качества обслуживания потребителей
Формирование эффективной	<ul style="list-style-type: none"> – Повсеместное создание и уточнение роли единой теплоснабжающей организации (далее - ЕТО), в том

<p>модели рынка в теплоснабжении</p>	<p>числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ назначение ЕТО вне процедуры утверждения схем теплоснабжения; ○ установление обязательных требований к претендентам на получение статуса ЕТО, направленных на выбор организаций, способных добросовестно обеспечить выполнение функции ЕТО; ○ исполнение ЕТО функций, связанных с оперативным управлением системой теплоснабжения, с усилением требований к публичности и прозрачности деятельности ЕТО; ○ наделение ЕТО функциями «одного окна» для потребителей по поставке всех товаров и услуг в сфере теплоснабжения в границах зоны своей деятельности по цене не выше установленной государством цены и ответственным за надежное и качественное теплоснабжение и горячее водоснабжение (далее - ГВС) перед потребителями; ○ сохранение у ЕТО выгоды от мероприятий по оптимизации и развитию системы теплоснабжения, что обеспечит ее прямую заинтересованность в эффективном функционировании и развитии системы теплоснабжения в рамках ценовых ограничений; ○ поэтапный переход на свободные договорные отношения между ЕТО и поставщиками товаров и услуг в системе теплоснабжения; ○ поэтапная отмена регулирования закупочных цен на тепловую энергию (мощность), теплоноситель, услуги по передаче тепловой энергии при достижении предельного уровня цены («альтернативной котельной»); ○ введение компенсации за нарушение согласованного с потребителем уровня надежности и качества теплоснабжения, ГВС, начисляемой и выплачиваемой ЕТО напрямую потребителю, с ответственностью за недостоверную информацию; ○ введение экономических санкций за несоблюдение ЕТО своих функций; ○ введение иных инструментов контроля за деятельностью ЕТО. <p>– Усиление требований к учету тепловой энергии (введение обязательности использования приборов учета тепловой энергии для всех категорий потребителей, с введением упрощенного или группового учета для потребителей с потреблением менее 0,2 Гкал/ч).</p> <p>– Установление в двухставочном режиме тарифа для производителей тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО до полной либерализации договорных отношений с ЕТО.</p> <p>– Осуществление перехода к индикативному планированию развития теплоснабжения с разработкой соответствующих государственных стандартов, что предполагает формирование и отслеживание оптимального баланса производства и потребления тепла, надежность, качество и эффективность теплоснабжения, параметры комфорта, предельную долю расходов населения и бюджета на теплоснабжение и другие показатели</p>
--------------------------------------	---

	<ul style="list-style-type: none"> – Разработка комплекса мер, стимулирующих развитие теплофикации (когенерации) и использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии – Создание эффективной многоуровневой (теплоснабжающая организация – теплоснабжающая система – населенный пункт – регион – страна) системы мониторинга в сфере теплоснабжения, включая статистическую отчетность, с обеспечением принципов прозрачности и доступности – Формирование розничных рынков тепловой энергии с выводом на них всех ТЭЦ, котельных и других теплоисточников, а также тепловых сетей с принятием необходимых нормативно-правовых актов – Осуществление постепенного прекращения перекрестного субсидирования между видами энергии, между тепловыми узлами (системами), между группами потребителей. Переход от расчета тарифов в соответствии с затратами по всем видам деятельности к формированию верхнего предельного уровня тарифов на производство и передачу тепловой энергии по установленной «формуле цены» для потребителя, ориентированной на нормативные показатели работы оборудования и не превышающей уровня тарифа альтернативного теплоснабжения – Принятие дополнительных мер по повышению платежной дисциплины потребителей, в том числе исполнителей коммунальных услуг, социально значимых потребителей коммунальных услуг
8. Переход к долгосрочному тарифообразованию в сфере естественных монополий с учетом интересов потребителей	
Ликвидация перекрестного субсидирования на всех уровнях	<ul style="list-style-type: none"> – Продолжение работы по предоставлению субсидий из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации на ликвидацию межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике – Определение порядка расчета размера возмещения организациями коммунального комплекса недополученных доходов, связанных с осуществлением ими регулируемых видов деятельности, за счет средств бюджетной системы Российской Федерации
Регулирование электросетевого комплекса	<ul style="list-style-type: none"> – Обеспечение внедрения методик ФСТ России для расчета тарифов на услуги по передаче электроэнергии по распределительным сетям и публикации параметров, используемых при расчете котловых тарифов – Введение критериев для признания юридического лица (индивидуального предпринимателя) электросетевой организацией для целей установления регулируемых тарифов на электрическую энергию, создание региональных вертикально-интегрированных энергоснабжающих компаний, с организацией работы независимых производителей электроэнергии по схеме «единого покупателя»
Обеспечение равного доступа к	<ul style="list-style-type: none"> – Обеспечение прозрачного и недискриминационного порядка доступа для всех участников рынка к

энергетической инфраструктуре	<p>энергетической инфраструктуре (трубопроводам, электрическим и тепловым сетям) и инфраструктуре общего назначения, используемой для транспортировки энергоносителей (железные дороги, порты и т. п.);</p> <ul style="list-style-type: none"> – Обеспечение обязательного резервирования мощностей транспортных систем для функционирования биржевой торговли природным газом – Завершение разделения естественно-монопольных видов деятельности от конкурентных в системе ОАО «Газпром»
Регулирование рынка природного газа	<ul style="list-style-type: none"> – Продолжение работы по поэтапному приведению внутренних цен на природный газ к уровню равнодоходности с экспортными поставками (с использованием формулы цены и понижающих коэффициентов), учитывая необходимость сглаживания ценовых шоков для потребителей и в увязке с изменением ставок НДС и таможенных пошлин на природный газ – На следующем этапе - переход от регулирования оптовых цен на газ к регулированию тарифов на транспортировку газа по магистральным газопроводам – Обеспечение поэтапного расширения биржевой торговли природным газом в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации № 323 от 16 апреля 2012 года с дальнейшим наращиванием объемов и последующим переходом к использованию их биржевых цен в основном ценовом маркере для внутреннего рынка – Создание системы внутренних ценовых индикаторов на нефть и нефтепродукты, основанных на внутренних биржевых ценах, и систему использования указанных индикаторов в антимонопольном регулировании
Регулирование цены на тепло	<ul style="list-style-type: none"> – Отмена регулирования цен на тепловую энергию, теплоноситель для потребителей, теплотребляющие установки которых подключены к коллекторам источников тепловой энергии, и по всей цепочке производства, передачи и поставки потребителям тепловой энергии и теплоносителя в виде пара (за исключением населения); – Переход от полного регулирования тарифов на тепловую энергию по всей цепочке создания ценности в сфере теплоснабжения к регулированию конечной цены посредством определения справедливой цены для потребителей тепловой энергии не выше устанавливаемого государством предельного уровня, в том числе с использованием метода альтернативной котельной; – Определение предельного уровня цены на тепловую энергию с использованием, метода «альтернативной котельной» и установление этого уровня Правительством Российской Федерации или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти по утвержденной Правительством Российской Федерации формуле, включающей технико-экономические параметры альтернативной котельной (удельный расход условного топлива, коэффициент использования установленной мощности

	<p>(КИУМ), удельные капитальные и эксплуатационные затраты, затраты на содержание тепловых сетей, потери в тепловых сетях, норма доходности, срок возврата инвестированного капитала и др.);</p> <ul style="list-style-type: none"> – Верификация предельного уровня цены на тепловую энергию, определенного методом «альтернативной котельной» с использованием иных методов тарифного регулирования.
<p>Формирование рационального топливно-энергетического баланса</p> <p>9. Стабилизация доли газа в структуре внутреннего потребления ТЭР</p>	
<p>Внедрение экономического механизма межтопливной конкуренции</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Обеспечение равной доходности поставок энергоносителей на внутренний рынок и на экспорт при ограничении роста цен на внутреннем рынке
<p>Усиление стимулов для инвестиций в ТЭК и снижение капиталоемкости инвестиционных проектов в ТЭК, в первую очередь в секторе естественных монополий</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Разработка нового механизма привлечения инвестиций в электроэнергетику с целью упорядочивания инвестиционного процесса в 2016-2020 годах и последующие годы (после реализации уже заключенных ДПМ в 2012-2015 годах) – Усиление контроля за эффективностью расходов и совершенствование системы закупок субъектов естественных монополий, переход к применению долгосрочных тарифов и повышение прозрачности и информационной открытости регулируемых организаций – Совершенствование амортизационной политики путем предоставления режима ускоренной амортизации основных фондов для стимулирования инвестиций в их замену и обновление – Упрощение процедуры согласования проектной документации для типовых проектов энергетических объектов с высокими технологическими и экологическими показателями, упрощение процедуры (схемы) сертификации для генерирующего оборудования, в отношении которого подтверждено соответствие передовым международным стандартам – Установление приоритета использования передовых международных стандартов проектирования, изготовления и эксплуатации энергетического оборудования – Развитие системы страхования рисков долгосрочного инвестирования в энергетический сектор
<p>Государственная поддержка развития угольной генерации</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Стимулирование развития угольной энергетики (стимулирующее налогообложение, ускоренная амортизация, льготное кредитование, страхование рисков, упрощение процедур землеотвода и прочее) – Государственная поддержка освоения технологий «чистого угля» – Государственная поддержка проектов глубокой переработки и обогащения угля, развития производства синтетического жидкого топлива и развития энерготехнологических кластеров – Развитие сервисных и вспомогательных предприятий (аутсорсинг) для обслуживания основного бизнеса угледобывающих компаний, создание специализированных компаний, выполняющих комплекс

	<p>научно-исследовательских, проектно-конструкторских и внедренческих работ, в том числе в области дегазации шахт.</p> <p>– Регулярный технический аудит состояния основных фондов угледобывающих предприятий, разработка и внедрение технических регламентов, включая установление стандартов качества по видам потребления угля, организация сертификации продукции, внедрение на предприятиях международных стандартов качества</p>
<p>10. Увеличение доли нетопливной энергетики в структуре топливно-энергетического баланса</p>	
<p>Государственная поддержка развития атомной генерации в стране</p>	<p>– Продолжение работы в рамках принятой Постановлением Правительства Российской Федерации от 3 февраля 2010 года №50 Федеральной целевой программы «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010 - 2015 годов и на перспективу до 2020 года». Цель - разработать ядерные энерготехнологии нового поколения на базе реакторов на быстрых нейтронах с замкнутым ядерным топливным циклом для атомных электростанций и повысить эффективность использования природного урана и отработавшего ядерного топлива</p> <p>– Поддержка работы по увеличению выработки электроэнергии на атомных электростанциях на основе реализации проектов серийного строительства атомных электростанций; по продлению срока эксплуатации действующих энергоблоков, программы интенсификации и увеличения коэффициента использования установленной мощности на всех этапах</p> <p>– Формирование структуры ядерной энергетической системы с реакторами на тепловых и быстрых нейтронах, работающими в замкнутом ядерном топливном цикле, и развитие инжиниринга в сооружении объектов ЯЭ и производстве оборудования: сооружение типового серийного энергоблока проекта ВВЭР-ТОИ; разработка и сооружение АЭС с реакторами на быстрых нейтронах; разработка и сооружение энергоблоков атомных станций малой и средней мощности; работы по энерготехнологическому применению атомных станций</p> <p>– Поддержка развития ядерного топливного цикла на основе газовых центрифуг нового поколения, модернизации разделительно-сублиматных комбинатов (с обеспечением потребностей российских атомных электростанций и сохранением лидирующих позиций на мировом рынке услуг по обогащению урана), повышения экономической эффективности фабрикации (с обеспечением конкурентоспособности российского ядерного топлива на мировых рынках), создания производств для выпуска новых типов топлива</p> <p>– Поддержка создания системы замкнутого топливного цикла, включая обращение с отработавшим ядерным топливом, производство по переработке отработавшего ядерного топлива, производство по рециркулу топлива, по обращению с радиоактивными отходами и технологию вывода из эксплуатации</p>

	<p>остановленных атомных энергоблоков</p> <ul style="list-style-type: none"> – Поддержка разработки и создания информатизированной инфраструктуры управления жизненным циклом атомных электростанций, включая всю структуру атомного энергопромышленного комплекса: АЭС, ядерный топливный цикл, строительный комплекс, машиностроительную и приборную базы, информационные технологии, инжиниринговые структуры, исследования, разработку и проектирование объектов атомной энергетики, системы обращения с отработавшим ядерным топливом, обращения с радиоактивными отходами и развития технологий вывода из эксплуатации остановленных атомных энергоблоков – Развитие сырьевой базы атомной энергетики на основе развития урановых месторождений на территории России; увеличение добычи на зарубежных совместных предприятиях; разведка и разработка новых месторождений в наиболее перспективных урановых регионах мира; расширение долевого участия российских компаний в уранодобывающих активах за пределами России, в первую очередь в Казахстане
<p>Вывод ВИЭ на рынки электроэнергетики</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Принятие разработанного Минэнерго Российской Федерации Проекта распоряжения Правительства Российской Федерации об установлении величины предельных капитальных и эксплуатационных затрат на производство электрической энергии квалифицированными генерирующими объектами, осуществляющими производство электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии и функционирующих на розничных рынках электрической энергии – Принятие разработанного Минэнерго Российской Федерации Проекта постановления Правительства Российской Федерации «Об утверждении порядка ведения реестра выдачи и погашения сертификатов, подтверждающих объем производства электрической энергии на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам сертификации объемов электрической энергии, производимой на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах» – Принятие разработанного Минэнерго Российской Федерации Проекта постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам квалификации генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии» – Устранение барьеров при подключении установок возобновляемой энергетики к сетям общего пользования
<p>Интеграция ВИЭ в стратегические планы развития энергетики</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Обеспечение интеграции программ развития ВИЭ в стратегические документы в электроэнергетике, учет задач развития ВИЭ в управлении отраслью – Создание системы контроля и статистической отчетности о выполнении целевых показателей по вводу

	мощности и производству электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии
11. Стимулирование производства, экспорта и внутреннего потребления энергоносителей с высокой добавленной стоимостью	
Стимулирование повышения качества моторных топлив и глубины переработки нефти	<ul style="list-style-type: none"> – Завершение работы по внедрению стандартов качества моторного топлива (до Класс 5 включительно) – Сохранение дифференциации акцизов на нефтепродукты – Сохранение дифференциации акцизов в зависимости от класса бензина и дизельного топлива – Дифференциация таможенных пошлин на импортируемые автомобили в пользу дизельных транспортных средств – Обеспечение реализации комплекса мер по стимулированию использования газомоторного топлива
Стимулирование развития нефте- и газохимии	<ul style="list-style-type: none"> – Государственная поддержка проектов по развитию трубопроводного транспорта сырья для нефте- и газохимии – Совершенствование технического регулирования строительства и эксплуатации нефтегазохимических производств – Государственное финансирование приоритетных направлений НИОКР, учитывающих потребности нефтегазохимических организаций, обеспечение отрасли требуемым количеством квалифицированных специалистов со знанием современных технологий и достижений – Освоение современных нефтегазохимических технологий и процессов, обеспечивающих получение из природного и попутного нефтяного газа жидкого топлива и эффективную конверсию метана в низшие олефины (этилен, пропилен и бутилены) – Формирование в технологической платформе «Глубокая переработка углеводородной базы» отдельного направления «Глубокая переработка газа», включающего метановую химию и этановую химию и объединяющего технологические процессы и разработки по этому вопросу – Обеспечение государственной поддержки формирования нескольких групп нефтегазохимических кластеров (Поволжской, Прикаспийской, Западно-Сибирской, Восточно-Сибирской и Дальневосточной). с обеспечением для малых и средних компаний доступа к получаемым ранним стадиям передела полупродуктов (с целью расширения выпуска малотоннажной наукоемкой химической продукции более высоких стадий передела)
12. Развитие технологического энергосбережения	
Повышение вклада государства в развитие технологического энергосбережения	<ul style="list-style-type: none"> – Софинансирование из федерального бюджета расходных обязательств субъектов Российской Федерации на реализацию лучших региональных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности – Финансирование создания государственных информационных систем в области энергоэффективности

	<p>и энергосбережения, финансирование научно-исследовательских работ,</p> <ul style="list-style-type: none"> – Финансирование обучения лиц, ответственных за энергосбережение и повышение энергетической эффективности – Реализация комплекса мер по популяризации и пропаганде энергосбережения и повышения энергетической эффективности среди различных групп населения – Государственная поддержка создания энергосберегающих технологий нового поколения и реализации пилотных энергосберегающих проектов
<p>Обеспечение экономических стимулов для энергосбережения</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Организация льготного финансирования проектов по повышению энергоэффективности (включая компенсацию процентной ставки по соответствующим кредитам) – Повышение энергоэффективности бюджетного сектора, в том числе за счет предоставления бюджетным организациям права на распоряжение средствами, сэкономленными в результате реализации проектов по энергосбережению, в соответствии с бюджетным законодательством Российской Федерации – Развитие механизмов государственных гарантий по проектам в области энергоэффективности и энергосбережения, смягчение условий предоставления таких гарантий – Развитие механизмов налогового стимулирования приобретения энергоэффективного оборудования и техники (посредством ускоренной амортизации, налогового кредита, льгот по налогу на имущество) – Реализация специальных мер по повышению энергетической эффективности жилищно-коммунального комплекса, в том числе путем внедрения тарифного метода расчета доходности инвестированного капитала, внедрения новых обязательных строительных норм и правил эффективного использования энергии не только для объектов жилищно-коммунального хозяйства, но и для общественных, коммерческих и производственных зданий – Заключение целевых соглашений об энергосбережении с крупными предприятиями-потребителями энергоресурсов – Развитие механизма энергосервисных контрактов; рассмотрение вопроса о внесении изменений в Гражданский кодекс, Налоговый кодекс и правила бухгалтерского учета для возможности внедрения энергосервисных контрактов без налоговых последствий, снижающих их инвестиционную привлекательность – Создание более четкой системы аккредитации энергоаудиторов, стандартов их деятельности и порядка проведения энергоаудитов, стимулирование развития энергетического аудита путем создания специальных проектов, реализуемых в рамках программы поддержки развития малого бизнеса (бизнес-инкубаторы, программы обучения и др.), организация обязательного энергетического аудита организаций (предприятий) с определенной периодичностью

	<ul style="list-style-type: none"> – Создание системы государственных выплат (субсидий) за приобретение энергоэффективного оборудования, техники или реализацию проектов в области энергоэффективности и энергосбережения (при необходимости)
<p>Формирования системы перспективных регламентов, стандартов и норм в области энергоэффективности</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Разработка и внедрение актов технического регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в том числе разработка и совершенствование СНиПов, методик и стандартов для измерения и верификации энергопотребления – Разработка справочников наилучших доступных технологий, пакетов тиражируемых типовых инженерных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, примеров лучших практик их применения, обеспечение доступа к этой информации заинтересованных сторон – Подготовка программ обучения и методических материалов для систем профессиональной подготовки в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности – Корректировка системы классификации и маркировки зданий и сооружений с целью сделать ее наглядной и информативной для принятия управленческих решений, создать основы для развития рынка оказания соответствующих услуг – Расширение практики маркировки на различные виды типового промышленного оборудования (электродвигатели, привода и др.), а также создание системы тестирования оборудования на соответствие требованиям и стандартам
<p>Региональная энергетическая политика</p>	
<p>13. Совершенствование взаимодействия федеральных и региональных властей в энергетической сфере</p>	
<p>Оптимизация распределения полномочий и ответственности между органами федеральной и региональной исполнительной власти</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Завершение законодательного разграничения полномочий и ответственности в сфере энергосбережения, в отношении обеспечения надежности и безопасности энергоснабжения, а также мер регулирования в энергетическом секторе между федеральными, региональными органами исполнительной власти и органами местного самоуправления – Создание эффективной системы выработки и реализации единой государственной политики в сфере теплоснабжения, включая регламентацию распределения полномочий и ответственности между органами федеральной и региональной исполнительной власти.
<p>Гармонизация федеральных программ и стратегий развития отдельных отраслей топливно-энергетического комплекса с программами и стратегиями</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Повышение качества проработки, степень стандартизации и реализации региональных программ развития энергетики и энергосбережения, обеспечение их согласованности между собой и с федеральным законодательством в соответствующей области – Создание системы координации региональных энергетических стратегий и программ с Энергетической стратегией России и Генеральными схемами размещения отраслей ТЭК

социально-экономического развития регионов	
14. Государственная поддержка развития региональной и межрегиональной энергетической инфраструктуры	
Развитие электросетевой инфраструктуры	<ul style="list-style-type: none"> – Аудит состояния электросетевого комплекса и создание системы мониторинга распределительных электрических сетей с точки зрения надежности и достаточности пропускной способности – Сокращение удельных затрат на электросетевое строительство и числа необоснованно вводимых объектов при ускоренном вводе ключевых объектов, смягчающих сетевые ограничения на межсистемные и межрегиональные перетоки электроэнергии
Ликвидация «узких мест» в энергоснабжении регионов	<ul style="list-style-type: none"> – Обеспечение достаточной пропускной способности энерготранспортной инфраструктуры (газопроводы, электрические сети) в пиковые периоды энергопотребления – Своевременное обновление оборудования и труб газотранспортной системы, исключая снижение ее пропускной способности, а также дальнейшее строительство региональной магистральной и газораспределительной инфраструктуры – Создание отечественного оборудования, технологий и материалов для строительства и эксплуатации магистральных трубопроводных систем повышенных параметров и распределительных сетей из полимерных материалов
Проведение срочных мер по восстановлению инфраструктуры теплоснабжения	<ul style="list-style-type: none"> – Осуществление экстренной замены ветхих и предельно изношенных тепловых сетей, теплогенерирующего и вспомогательного оборудования. – Обеспечение проведения теплогидравлической наладки режимов, повышение качества строительно-монтажных и ремонтных работ, своевременное выполнение регламентных мероприятий, оснащение важнейших потребителей стационарными и передвижными установками теплоснабжения в качестве резервных и (или) аварийных источников теплоснабжения
Формирование обязательной системы резервирования топлива	<ul style="list-style-type: none"> – Обеспечение эффективного использования государственного материального резерва для оказания регулирующего воздействия на рынок в форме товарных интервенций, а также в случае возникновения чрезвычайных ситуаций – Создание системы контроля за исполнением северного завоза, резервами топлива и энергетических мощностей в потенциально уязвимых регионах – Разработка методики мониторинга состояния энергетической безопасности страны и ее регионов
15. Стимулирование комплексного развития региональной энергетики	
Стимулирование использования	– Разработка во всех субъектах Российской Федерации схемы размещения объектов возобновляемой энергетики с учетом возможности их работы на оптовом и розничном рынках

ВИЭ в местных ТЭБ	
Стимулирование использования местных ТЭР	– Разработка программ поддержки проектов по добыче, переработке, выпуску торфосодержащей продукции
Повышение доли местных источников энергии в региональных ТЭБ	<ul style="list-style-type: none"> – Внедрение современных высокоэффективных технологий и оборудования для добычи, агломерации и сжигания торфяной продукции для нужд малой и средней энергетики – Разработка комплекса мер по государственной поддержке производителей древесных и торфяных пеллет и котельного оборудования, работающего на пеллетах – Стимулирование внедрения новых методов переработки ТБО, постепенное внедрение отдельного сбора ТБО и сжигания горючих ТБО на мусоросжигающих заводах, стимулирование освоения технологии сооружения полигонов с выработкой биогаза и его использования для производства тепловой и электрической энергии
Формирование эффективной федеральной политики, стимулирующей модернизацию региональных систем теплоснабжения	<ul style="list-style-type: none"> – Создание эффективной системы выработки и реализации государственной политики в сфере теплоснабжения на основе государственно-частного партнерства, которая будет охватывать управление муниципальными, промышленными, сельскими и другими системами теплоснабжения, принадлежащими разным собственникам – Разработка механизма государственного управления в сфере теплоснабжения, который должен обеспечить эффективность, гибкость и единство технической, структурно-инвестиционной, организационной, экономической, топливной, тарифной, кадровой политики в сфере теплоснабжения, а также создание эффективных механизмов ее реализации. – Разработка Государственной программы «Тепло России» – программы комплексного развития, модернизации и реформирования теплоснабжения
Модернизация региональных систем теплоснабжения на основе экономически эффективного сочетания централизованного и децентрализованного теплоснабжения	<ul style="list-style-type: none"> – Проведение независимого технического, экономического и кадрового аудита всех существующих систем теплоснабжения, поселений и предприятий (с особым вниманием к средним и малым городам и поселениям), с защитой составленного отчета об аудите (паспорта) и предложений по путям улучшения существующего положения в местном органе исполнительной власти – Осуществление разработки схем теплоснабжения муниципальных образований в соответствии с законом «О теплоснабжении» и с учетом итогов независимого аудита - оптимизация структуры теплоисточников по типам, составу и территориальному размещению, оптимизация параметров тепловой сети при обеспечении минимально избыточных по условиям надежности и управляемости – Осуществление перехода к индикативному планированию развития теплоснабжения с разработкой соответствующих государственных стандартов, формирование и отслеживание стандартов теплоснабжения, включая оптимальный баланс производства и потребления тепла, надежность, качество

	<p>и эффективность теплоснабжения, параметры комфорта, предельную долю расходов населения и бюджета на теплоснабжение и другие показатели.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Создание эффективной многоуровневой (теплоснабжающая система – населенный пункт – регион – страна) системы мониторинга и статистической отчетности в теплоснабжении с обеспечением принципов прозрачности, доступности, достоверности, оговоренной точности – Создание системы муниципального энергетического планирования и проектирования теплоснабжающих систем, включая обязательную разработку схем теплоснабжения городов и других населенных пунктов с организацией соответствующей процедуры их согласования, утверждения, корректировки, контроля реализации – Разработка комплекса мер по стимулированию долгосрочных вложений в системы теплоснабжения со стороны муниципальных бюджетов (включая систему долгосрочного бюджетного финансирования и кредитования проектов модернизации системы теплоснабжения) и частных инвесторов (с использованием механизмов частно-государственного партнерства)
<p>Инновационная и научно-техническая политика в энергетике</p>	
<p>16. Создание устойчивой национальной инновационной системы в сфере энергетики</p>	
<p>Повышение вклада государства в инновационное развитие энергетики</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Обеспечение финансирования фундаментальной науки в энергетической сфере на основе целевых научно-технических и инновационных программ, финансовое участие государства в создании пилотных образцов оборудования и технологий – Разработка механизма координации и оценки эффективности государственного заказа на НИОКР в энергетике, программ инновационного развития государственных компаний, ключевых инновационных проектов в рамках технологических платформ – Создание государственной системы технологического прогнозирования в энергетике в увязке со стратегией развития энергетического машиностроения и стратегическими документами развития топливно-энергетического комплекса (Генеральными схемами, программами, Схемами территориального планирования, стратегиями) – Создание объединенных лизинговых компаний для обеспечения организаций энергетического сектора передовыми технологиями и оборудованием – Реализация программ инновационного развития акционерных обществ с государственным участием, государственных корпораций и федеральных государственных унитарных предприятий во взаимодействия с ведущими вузами, научными организациями, малыми и средними инновационными предприятиями, а также технологическими платформами

	<ul style="list-style-type: none"> – Стимулирование внедрения компаниями наилучших доступных технологий, в том числе разработка системы утверждения, обновления и применения справочников наилучших доступных технологий в целях технического и экологического регулирования
Создание системы экономических стимулов для развития инновационной деятельности в ТЭК	<ul style="list-style-type: none"> – Создание в топливно-энергетическом комплексе целостной системы взаимодействия науки и бизнеса и развитой инновационной инфраструктуры (центры трансфера технологий, технопарки, бизнес-инкубаторы, центры подготовки кадров для инновационной деятельности и др.) – Развитие стимулирующего налогообложения для инжиниринговых и проектных фирм, а также любых компаний, внедряющих передовые технологии в энергетике – Предоставление льготных налоговых условий компаниям энергетического сектора на первоначальный период освоения отечественных образцов новой техники и технологий – Создание реестра не производимого в России оборудования, используемого в отраслях топливно-энергетического комплекса, обеспечение его беспрошльного импорта в сочетаниями с мероприятиями по локализации его производства – Государственная поддержка импорта ключевых комплексных технологий с обязательствами по их локализации, а также покупки зарубежных активов - технологических "доноров"
17. Техническая политика в энергетике	
Совершенствование системы технического регулирования в ТЭК	<ul style="list-style-type: none"> – Упорядочивание нормативно-правовых актов по техническому регулированию в ТЭК и отраслях энергетического сектора

Освоение комплекса технологий добычи нефти и природного газа на арктическом шельфе	<ul style="list-style-type: none"> – Реализация «Стратегии локализации производства оборудования и развития нефтегазосервисного сектора для шельфовых месторождений и участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти на период до 2020 года», включая строительство буровых платформ и производство необходимого оборудования – Организация совместных предприятий ведущих российских нефтегазовых компаний, отечественных судостроительных компаний и ведущих иностранных компаний – мировых технологических лидеров по строительству буровых платформ – Предоставление льготных условий для производства оборудования для добычи углеводородов на арктическом шельфе на отечественных промышленных площадках (требования по локализации, механизмы таможенных пошлин) – Освоение в России производства широкой гаммы современных технических средств (исходя из многообразия климатических, гидрологических и ледовых условий шельфа), включая морские буровые установки различного типа (СПБУ, ППБУ, МЛБУ, буровые суда и т.д.), добывающие технологические платформы (стационарные ледостойкие, судового типа, а также типа SPAR, TLP и т.д.), суда-газовозы – Освоение в России строительства современных объектов береговой инфраструктуры, включая специализированные порты с отгрузочными терминалами для транспортировки СПГ и для обслуживания судов обеспечения, базы ремонта технологического оборудования, в том числе оборудования подводных комплексов – Проведение фундаментальных и прикладных исследований рисков освоения Арктики, связанные с глобальным потеплением климата
Развитие систем учета энергопотребления	<ul style="list-style-type: none"> – Реализация утвержденной Программы развития систем коммерческого учета электроэнергии на основе интеллектуальных приборов учета по электросетевым организациям – Полное оснащение приборами учета расхода энергии потребителей розничного рынка, в первую очередь бытовых потребителей, развития автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии розничного рынка, создания системы метрологического контроля измерительных приборов учета топливно-энергетических ресурсов в реальных условиях эксплуатации – Разработка и внедрение системы стандартов и требований к оборудованию, применяемому в теплоснабжении, а также к энергоэффективности зданий
Техническая политика в теплоснабжении	<ul style="list-style-type: none"> – Разработка системы стандартов и требований к оборудованию, применяемому в теплоснабжении – Формирование пакета нормативно-методических и нормативно-технических документов, информационных и методических материалов по вопросам развития и функционирования теплоснабжающих систем, привести его в соответствие с требованиями закона «О теплоснабжении»

<p>Техническая политика в области ВИЭ</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Разработка и принятие законодательных и нормативных документов, обеспечивающих стандартизацию и контроль качества оборудования ВИЭ – Создание промышленности по производству ветроустановок большой и малой мощности – Расширение и/или модернизацию существующей базы промышленности по производству оборудования для малых ГЭС, геотермальных электростанций, тепловых электростанций с использованием биомассы и фотоэлектрических станций – Создание системы координации научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в области использования ВИЭ – Создание системы научно-технической информации о возможностях возобновляемой энергетики, проводимых исследованиях и разработках, опыта эксплуатации объектов возобновляемой энергетики, технико-экономических показателей. – Устранение барьеров при импорте оборудования для ВИЭ, которое не выпускается в России – Государственное финансирование научно-исследовательских работ и пилотных проектов в возобновляемой энергетике, а также подготовки кадров – Интенсификация международного сотрудничества в области передачи технологий и обмена опытом развития ВИЭ, использование механизмов ЭнергодIALOGA Россия-ЕС для передачи передовых технологий и обмена опытом
<p>Социальная политика и развитие человеческого капитала в энергетике</p>	
<p>18. Обеспечение надежного энергоснабжения населения страны по доступным ценам</p>	
<p>Повышение ответственности энергетических организаций за качество энергоснабжения населения</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Обеспечение разработки и внедрения Правил предоставления коммунальных услуг, которые определяют ключевые параметры услуг теплоснабжения (температура, влажность, воздухообмен в помещении, качество горячего водоснабжения), что устраним неоднозначность приобретаемого продукта или услуги – Завершение регламентации взаимоотношений поставщиков коммунальных ресурсов (электроэнергия, тепло, горячая и холодная вода, водоотведение, поставка газа) и исполнителей коммунальных услуг (управляющих компаний и ТСЖ) – Ликвидация практики ведомственного энергоснабжения населения за счет крупных промышленных предприятий и организаций
<p>Совершенствование системы адресной социальной защиты населения в рамках мероприятий по ликвидации</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Продолжение и расширение эксперимента по введению адресных субсидий населению за счет средств бюджетов субъектов Российской Федерации на оплату энергоносителей и определению порядка расчета социальной нормы потребления электроэнергии с учетом межрегиональных различий на основе федеральных стандартов оплаты жилого помещения и коммунальных услуг

перекрестного субсидирования	– Усиление общественного и государственного контроля за соблюдением платежной дисциплины за услуги ЖКХ
Повышение публичности энергетического сектора	<ul style="list-style-type: none"> – Расширение использования механизма публичных слушаний при реализации инвестиционных проектов для более полного учета экологических и социальных ограничений – Стимулирование создания публичных энергетических компаний за счет обеспечения им льготных условий получения государственных гарантий и кредитов, страхования инвестиций – Привлечение населения к участию в управлении публичными компаниями через пенсионные фонды и иные формы организации коллективных инвестиций – Привлечение населения к обсуждению крупных энергетических проектов в регионах, обязательный учет интересов местного населения при их реализации
19. Развитие человеческого потенциала энергетического сектора	
Повышение уровня профессиональной подготовки работников ТЭК	<ul style="list-style-type: none"> – Принятие Стратегии развития человеческого капитала ТЭК и ее реализация – Включение оценки текущего состояния и перспективных прогнозов потребности в кадрах в государственную информационную систему ТЭК в соответствии с разработкой прогноза на краткосрочный, среднесрочный и долгосрочный периоды – Формирование государственного заказа системе образования (в том числе контрольных цифр приема в государственные образовательные учреждения по направлению ТЭК) – Разработка отраслевого стандарта по подготовке персонала, работающего на морских нефтегазовых сооружениях на основе международных требований и стандартов – Предоставление налоговых льгот для предприятий и организаций, инвестирующих в государственные образовательные учреждения в части улучшения материально-технической базы государственных образовательных учреждений профессионального образования; выделения ресурсов на разработку программ профессионального образования; выделения персонала для осуществления преподавательской деятельности на предприятии; финансирования зарплаты преподавателям государственных учреждений профессионального образования и стипендий – Включение в перечень специальностей в учреждениях высшего профессионального образования и специальностей научных работников, соответствующих приоритетным направлениям модернизации и технологического развития российской экономики, специальностей «Нефтегазовое дело», «Горное дело», «Прикладная геология», «Технология геологической разведки» – Включение отраслей ТЭК в приоритетные направления развития науки, технологий и техники в Российской Федерации и перечень критических технологий Российской Федерации, утвержденные Указом Президента Российской Федерации № 899 от 7 июля 2011 года

	<ul style="list-style-type: none"> – Развитие системы целевой контрактной подготовки кадров для предприятий ТЭК – Разработка профессиональных стандартов для отраслей ТЭК и развитие системы образовательных программ на базе утвержденных профессиональных стандартов – Инициирование и реализация молодежных проектов с целью выявления талантливой молодежи для отраслей ТЭК и формирование кадрового резерва отрасли
Снижение травматизма работников ТЭК и обеспечение их социальной защищенности	<ul style="list-style-type: none"> – Создание и обеспечение эффективного функционирования комплексной системы профилактики заболеваемости и травматизма на предприятиях топливно-энергетического комплекса и восстановления здоровья работников – Создание единой системы управления охраной труда и промышленной безопасностью в угольной промышленности, разработка комплексных систем жизнеобеспечения и современных средств индивидуальной защиты – Разработка новой редакции нормативных документов в области безопасности в угольной промышленности, разработка социальных стандартов, создание системы обязательного страхования промышленного персонала на угледобывающих предприятиях – Обеспечение всех социальных условий работы персонала в сложных природных условиях освоения новых районов, в том числе вахтовым способом за счет использования мобильных систем социальной инфраструктуры – Выполнение проектов ликвидации организаций угольной промышленности, направленных на завершение реструктуризации отрасли, в увязке с мерами социальной защиты высвобождаемых работников – Введение компетенций в области охраны труда и управления профессиональными рисками в федеральные государственные образовательные стандарты высшего профессионального образования для инженерных и управленческих специальностей – Налоговое стимулирование строительства малосемейных общежитий для молодых специалистов, инженерной и социальной инфраструктуры (жилья, школ, детских дошкольных учреждений, медицинских учреждений, учреждений культуры и спорта, автодорог) как на региональном, так и на муниципальных уровнях за счет средств работодателей. – Внесение в трудовое законодательство Российской Федерации понятия «джоб-оффер» («приглашение на работу»), содержащего четкие условия по приглашению на работу из другого региона специалиста/рабочего (итоговый перечень гарантий и компенсаций и их размер на усмотрение работодателя)
Экологическая политика в энергетике	

20. Создание экономических стимулов для снижения воздействия ТЭК на окружающую среду	
Создание системы оплаты предприятиями нанесенного экологического ущерба	<ul style="list-style-type: none"> – Обязательное формирование угольными компаниями ликвидационного фонда для ликвидации нерентабельных производств и последствий ведения горных работ – Обеспечение обязательного проведения рекультивационных и других технических и организационных мероприятий по компенсации ущерба, наносимого природной среде – Внедрение обязательных норм страхования экологических рисков – Принятие проекта федерального закона «О внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» (в части финансового обеспечения работ по ликвидации или консервации горных выработок и иных сооружений, связанных с пользованием недрами, рекультивации использованных земель и ликвидации экологических последствий ведения горных работ)
Повышение заинтересованности компаний ТЭК в снижении экологического ущерба	<ul style="list-style-type: none"> – Создание системы учета эколого-экономических и природоохранных рисков наравне с традиционными финансово-экономическими параметрами при разработке проектов и их реализации – Повышение квалификации персонала, обслуживающего энергообъекты, ответственного за промышленную и экологическую безопасность производства – Развитие системы экологического аудита применительно к организациям всех форм собственности, осуществляющим хозяйственную деятельность в топливно-энергетическом комплексе – Интеграция показателей устойчивого развития в систему ключевых показателей деятельности на корпоративном уровне и корпоративное управление, развитие нефинансовой отчетности, повышение качества отчетности по устойчивому развитию, внедрение международных стандартов социальной ответственности, включая ISO 26000, стандарта экологического менеджмента ISO 14001 – Рассмотрение вопроса о восстановлении механизма льготного налогообложения имущества, используемого для целей охраны окружающей среды, обеспечения экологической безопасности и рационального использования природных ресурсов
21. Формирование системы перспективных регламентов, стандартов и норм, обеспечивающих минимизацию негативного воздействия энергетики на окружающую среду	
Внедрение перспективных регламентов, стандартов и норм, соответствующих мировым стандартам, и обеспечение их	<ul style="list-style-type: none"> – Ужесточение контроля за соблюдением экологических требований при реализации инвестиционных проектов в энергетике и текущей эксплуатации энергетических объектов – Принятие комплекса мер по развитию систем экологического мониторинга и информационно-аналитических систем контроля и управления безопасностью

исполнения	– Последовательное приведение нормативных требований к организациям угольной отрасли в сфере охраны окружающей среды в соответствие с мировыми стандартами
Внешняя энергетическая политика	
22. Диверсификация экспортных энергетических рынков	
Наращивание присутствия России на энергетических рынках стран Азиатско-Тихоокеанского региона	– Завершение переговоров с Китаем по вопросам условий поставок природного газа по восточному и западному маршрутам – Осуществление строительства объектов инфраструктуры для экспорта ТЭР на рынке АТР – Развитие энергодиалога и системы взаимоотношений с азиатскими потребителями природного газа
23. Диверсификация структуры экспорта в пользу продукции с высокой добавленной стоимостью	
Развитие экспорта высококачественных нефтепродуктов и продукции нефтехимии	– Сохранение системы таможенных ставок на экспорт сырой нефти и различных нефтепродуктов, стимулирующих экспорт высококачественных нефтепродуктов – Регулирование экспортных пошлин на СУГ и нефть с целью предоставления ценовых преимуществ внутренним производителям – Стимулирование развития нефте- и газохимии в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке
24. Обеспечение благоприятного для России режима регулирования мировой энергетики	
Снижение рисков транзита российских энергоносителей на экспортные рынки	– Расширение долевого участия российских компаний в собственности и управлении транзитной энергетической инфраструктуры и защита уже существующих инвестиций – Реализация достигнутых договоренностей о долгосрочных условиях транзита российских энергоносителей со странами – транзитерами – Заключение новых долгосрочных соглашений по транзиту топливно-энергетических ресурсов, унификации технических условий работы энергосистем, техническому регулированию в энергетике – Формирование маркерного сорта нефти ВСТО
Продвижение интересов России системе международных энергетических отношений	– Активное участие в международном переговорном процессе по энергетическим вопросам, обеспечение баланса интересов импортеров, экспортеров и транзитеров энергоресурсов в международных договорах и деятельности международных организаций – Активное участие в международном переговорном процессе климатическим вопросам, обеспечение баланса между обязательствами России и получаемыми выгодами – Продвижение нового проекта Конвенции по обеспечению международной энергетической

	<p>безопасности («Концептуальный подход к новой правовой базе международного сотрудничества в сфере энергетики (цели и принципы)») в целях замены Энергетической хартии более современным международным документом</p> <ul style="list-style-type: none"> – Создание российской системы анализа и прогнозирования мировой энергетики
Развитие отношений с ключевыми игроками на мировых энергетических рынках	<ul style="list-style-type: none"> – Интенсификация энергодиалога с ключевыми потребителями энергетических ресурсов и координация внешней энергетической политики России с перспективными планами и энергетическими стратегиями других участников рынка – Координация деятельности на мировых рынках нефти и газа со странами Организации стран - экспортеров нефти и Форума стран - экспортеров газа
Адаптация системы взаимоотношений с европейскими потребителями природного газа к современным условиям при обеспечении интересов России	<ul style="list-style-type: none"> – Интенсификация энергодиалога с Европейским Союзом – Адаптация политики России на газовом рынке к новым тенденциям развития и трансформации регулирования (имплементация Третьего энергетического пакета, ожидаемое введение Целевой модели рынка природного газа) и защита интересов российских компаний, затрагиваемых указанными изменениями – Развитие системы долгосрочных контрактов на поставку российских энергетических ресурсов и повышение их гибкости
Решение в интересах России проблем урегулирования правового статуса в спорных регионах, в т. ч. в Арктике и Каспийском море	<ul style="list-style-type: none"> – Проведение необходимых гидрографических работ, обеспечение международно-правового документального оформления внешней границы континентального шельфа Российской Федерации в Северном Ледовитом океане (в рамках утвержденной 20 февраля 2013 года Президентом Российской Федерации Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года) – Признание спорной территории (континентальной части арктического шельфа) исключительной экономической зоной России – Продолжение переговоров относительно урегулирования правового статуса зоны недропользования на дне Каспийского моря и обеспечение благоприятных для России условий и сроков их завершения
25. Формирование общих рынков энергоносителей Евразийского экономического пространства	
Обеспечение свободного движения энергоносителей, энергетических товаров и услуг в странах ЕЭП на основе с общих принципов регулирования	<ul style="list-style-type: none"> – Формирование общих рынков энергоносителей Евразийского экономического пространства (сырой нефти, нефтепродуктов, природного газа, угля и электроэнергии) – Внедрение общих принципов регулирования энергетики в странах Евразийского экономического пространства, обеспечивающих свободное движение энергоносителей, энергетических услуг и технологий, а также инвестиций в энергетический сектор – Проведение согласованной политики в области налогообложения энергетики и недропользования

энергетики	
Формирование общего инвестиционного пространства стран ЕЭП и реализация совместных инвестиционных проектов	<ul style="list-style-type: none"> – Реализация совместных проектов стран ЕЭП, включая трансграничное сотрудничество в вопросах освоения зоны недропользования на дне Каспийского моря и решении водно-энергетических проблем, – Модернизация и создание общей транспортной и энергетической инфраструктуры (в т.ч. для транзита энергоресурсов) – Создание общих ресурсно-производственных кластеров и производственных цепочек (в частности, в атомно-энергетическом, нефте- и газохимическом комплексах)
26. Развитие взаимовыгодного обмена энергетическими активами	
Укрепление позиций ведущих российских энергетических компаний за рубежом	<ul style="list-style-type: none"> – Формирование стратегических альянсов и партнерств российских энергетических компаний с ведущими мировыми энергетическими компаниями – технологическими и рыночными лидерами – Государственная поддержка сделок по приобретению российскими компаниями активов за рубежом, особенно обеспечивающих производство продукции с высокой добавленной стоимостью, выход на конечных потребителей, а также потенциальных технологических доноров – Содействие обеспечению благоприятного и недискриминационного режима деятельности отечественных энергетических компаний (а также иностранных компаний с долевым участием российских лиц) на мировых рынках, включая их доступ к зарубежным рынкам энергоресурсов и рынкам конечного энергопотребления – Информационная, политическая и экономическая поддержка деятельности российских энергетических компаний за рубежом – Заключение межправительственных соглашений о сотрудничестве с учетом продвижения интересов российских энергетических компаний
Создание благоприятных условий для привлечения иностранных партнеров в режиме международной кооперации	<ul style="list-style-type: none"> – Расширение права доступа к лицензиям на геологическое изучение, разведку и разработку месторождений углеводородов на континентальном шельфе для компаний, зарегистрированных в России

