

Проект

УТВЕРЖДЕНА
распоряжением Правительства
Российской Федерации

от _____ г. № _____

**Энергетическая стратегия Российской Федерации
на период до 2035 года**

Оглавление

Введение	3
I. Цель, приоритеты и направления развития энергетики.....	5
II. Оценка состояния и тенденций развития мировой и российской энергетики	8
2.1. Оценка состояния и тенденции развития российской энергетики	8
2.1.1. Общая характеристика, вызовы и угрозы.....	8
2.1.2. Недропользование.....	10
2.1.3. Нефтяная отрасль	10
2.1.4. Газовая отрасль	12
2.1.5. Нефтегазохимия	13
2.1.6. Угольная отрасль	14
2.1.7. Электроэнергетика.....	15
2.1.8. Атомная энергетика	16
2.1.9. Возобновляемая энергетика и местные виды топлива.....	17
2.1.10. Теплоснабжение	19
2.1.11. Энергосбережение и энергоэффективность	19
2.1.12. Охрана окружающей среды и противодействие изменениям климата	20
2.2. Тенденции и вызовы развития мировой энергетики.....	20
2.2.1. Мировой топливно-энергетический баланс	20
2.2.2. Мировые рынки нефти и нефтепродуктов	21
2.2.3. Мировой рынок газа	22
2.2.4. Мировой рынок угля.....	22
2.2.5. Электроэнергетика.....	23
2.2.6. Развитие и распространение прорывных технологий	24
2.3. Сценарные условия развития российской энергетики	25
III. Задачи и ключевые меры развития.....	27
3.1. Эффективное обеспечение потребностей социально-экономического развития Российской Федерации соответствующими объемами производства и экспорта продукции и услуг отраслей ТЭК	27
3.1.1. Нефтяная отрасль	27
3.1.2. Газовая отрасль	29
3.1.3. Нефтегазохимия	31
3.1.4. Угольная отрасль	32
3.1.5. Электроэнергетика.....	33
3.1.6. Атомная энергетика	35
3.1.7. Водородная энергетика	36
3.1.8. Энергосбережение и энергоэффективность в сфере энергетики	37
3.2. Пространственное и региональное развитие сферы энергетики	38
3.2.1. Реализация пространственных приоритетов государственной энергетической политики	38
3.2.2. Нефтяная отрасль	39
3.2.4. Газовая отрасль	40
3.2.5. Нефтегазохимия	41
3.2.6. Угольная отрасль	41

3.2.7. Электроэнергетика.....	42
3.2.8. Возобновляемая энергетика.....	43
3.2.8. Теплоснабжение.....	44
3.2.9. Охрана окружающей среды и противодействие изменениям климата	45
3.3. Достижение технологической независимости ТЭК и повышение его конкурентоспособности.....	47
3.3.1. Недропользование.....	47
3.3.2. Научно-техническая и инновационная деятельность.....	48
3.3.3. Развитие кадрового потенциала и социальная защита.....	51
3.4. Совершенствование государственного управления и развитие международных отношений в сфере энергетики	53
3.4.1. Совершенствование государственного и корпоративного управления в отраслях ТЭК.....	53
3.4.2. Развитие международных отношений в сфере энергетики	56
IV. Механизм, этапы и основные результаты реализации Стратегии	59
Заключение	61
Приложение А. Показатели реализации Стратегии	62
Приложение Б. Прогнозный топливно-энергетический баланс.....	66
Приложение В. Перечень технологического оборудования, востребованного организациями ТЭК, создание или локализация которого необходимы на территории Российской Федерации.....	68

Введение

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года (далее – Стратегия) разработана в соответствии с Федеральным законом от 28 июня 2014 г. № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации», Правилами разработки, корректировки, осуществления мониторинга и контроля реализации отраслевых документов стратегического планирования Российской Федерации по вопросам, находящимся в ведении Правительства Российской Федерации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2015 г. № 1162, и является межотраслевой стратегией для совокупности отраслей и сфер государственного управления в сфере энергетики.

2. Стратегия обеспечивает реализацию в сфере энергетики положений Указа Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года», Стратегии национальной безопасности Российской Федерации, утвержденной Указом Президента Российской Федерации от 31 декабря 2015 г. № 683, Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации, утвержденной Указом Президента Российской Федерации от 1 декабря 2016 № 642 (далее – Стратегия научно-технологического развития), Стратегии пространственного развития Российской Федерации на период до 2025 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 февраля 2019 г. № 207-р (далее – Стратегия пространственного развития), Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации, утвержденной Указом Президента Российской Федерации от 13 мая 2019 г. № 216 (далее – Доктрина энергетической безопасности).

3. При разработке Стратегии учтены прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (далее – долгосрочный прогноз социально-экономического развития), Прогноз научно-технологического развития Российской Федерации на период до 2030 года, Стратегический прогноз Российской Федерации на период до 2035 года, Стратегия экономической безопасности Российской Федерации на период до 2030 года, утвержденная Указом Президента Российской Федерации от 13 мая 2017 г. № 208, Стратегия экологической безопасности Российской Федерации на период до 2025 года, утвержденная Указом Президента Российской Федерации от 19 апреля 2017 г. № 176, Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 декабря 2018 г. № 2914-р (далее – Стратегия развития минерально-сырьевой базы), а также другие документы стратегического планирования Российской Федерации.

4. В Стратегии учтены опыт и результаты реализации Энергетической стратегии России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 19 ноября 2009 г. № 1715-р (далее – ЭС-2030).

5. При разработке Стратегии учитывалась принципиальная взаимозависимость развития энергетики и обеспечения национальной безопасности, прежде всего – энергетической безопасности. Направления развития энергетики согласованы с основными направлениями деятельности по обеспечению энергетической безопасности, определенными в Доктрине энергетической безопасности.

6. Неотъемлемой частью Стратегии являются указанные в Доктрине энергетической безопасности вызовы, угрозы и риски в области энергетической безопасности. Кроме того, в Стратегии дополнительно учтены вызовы и риски, специфические для развития отраслей топливно-энергетического комплекса Российской Федерации (далее – ТЭК).

7. При постановке задач и в прогнозных расчетах учитывалось возможное влияние на развитие энергетики реализации Стратегии научно-технологического развития, а также широкого круга прорывных и приоритетных технологий, рассмотренных в Прогнозе научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года (далее – прогноз НТР ТЭК), который составляет со Стратегией единое целое.

8. Для оценки предлагаемых мер и перспектив развития энергетики с учетом факторов неопределенности и вариативности развития энергетических рынков сформированы два прогнозных сценария, определяющих нижнюю и верхнюю границу значений целевых показателей и возможных изменений параметров топливно-энергетического баланса (далее – ТЭБ), в диапазоне которых отрасли ТЭК и российская энергетика в целом гарантировано сохраняет устойчивость. При этом нижняя граница гарантирует выполнение требований энергетической безопасности, определенных Доктриной энергетической безопасности.

9. Период реализации Стратегии разделен на два этапа: первый этап – до 2024 года, второй – с 2025 по 2035 год. В качестве года для установления базового уровня показателей и параметров выбран 2018 год.

I. Цель, приоритеты и направления развития энергетики

10. В рамках ресурсно-сырьевого и технологического уклада мировой энергетики, который сформировался в конце XX века, Россия занимает уникальное место, будучи одновременно крупным производителем, потребителем и экспортером всех видов углеродных энергоресурсов, а также одним из мировых лидеров в атомной энергетике и гидроэнергетике. Однако с начала XXI века в мировой энергетике, включая российскую, происходят процессы, которые с большой долей вероятности на горизонте 30-х – 40-х годов приведут к смене указанного уклада.

11. В российской экономике ТЭК занимает существенное место и играет роль базовой инфраструктуры, основы формирования доходов бюджетной системы Российской Федерации и крупнейшего заказчика для других отраслей.

12. Целью развития российской энергетики является, с одной стороны, максимальное содействие социально-экономическому развитию России, а с другой – укрепление и сохранение позиций в мировой энергетике, как минимум, на период до 2035 года.

13. Для достижения поставленной цели в условиях прогнозируемых изменений мировой и российской экономики потребуются ускоренный переход (модернизационный рывок) к более эффективной, гибкой и устойчивой энергетике, способной адекватно ответить на вызовы и угрозы в своей сфере и преодолеть имеющиеся проблемы.

Характеристики указанного рывка включают:

а) структурную диверсификацию, в рамках которой углеродная энергетика дополнится неуглеродной, централизованное энергоснабжение – децентрализованным, экспорт энергоресурсов – экспортом российских технологий, оборудования и услуг в сфере энергетики, расширится спектр применений электрической энергии, сжиженного природного газа и газомоторного топлива;

б) цифровую трансформацию и интеллектуализацию отраслей ТЭК, в результате которой новое качество приобретут все процессы в сфере энергетики, новые права и возможности получают потребители продукции и услуг отраслей ТЭК;

в) оптимизацию пространственного размещения энергетической инфраструктуры, в рамках которой в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и в Арктической зоне Российской Федерации сформируются нефтегазовые минерально-сырьевые центры, нефтегазохимические комплексы, расширится инфраструктура транспортировки энергоресурсов, Россия станет ведущим игроком на рынках Азиатско-Тихоокеанского региона (далее – АТР);

г) уменьшение негативного воздействия отраслей ТЭК на окружающую среду и адаптацию их к изменениям климата, в результате чего Россия внесет существенный вклад в декарбонизацию

мировой экономики, в усилия по сохранению окружающей среды и противодействию изменениям климата.

14. Приоритетами государственной энергетической политики являются:

- а) гарантированное обеспечение энергетической безопасности страны в целом и на уровне субъектов Российской Федерации, в особенности расположенных на геостратегических территориях;
- б) первоочередное удовлетворение внутреннего спроса на продукцию и услуги в сфере энергетики;
- в) переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике;
- г) развитие конкуренции в конкурентных видах деятельности ТЭК на внутреннем рынке;
- д) рациональное природопользование и энергетическая эффективность;
- е) максимально возможное использование оборудования, имеющего подтверждение производства на территории Российской Федерации;
- ж) повышение результативности и эффективности всех уровней управления в отраслях ТЭК;
- з) максимальное использование преимуществ централизованных систем энергоснабжения.

15. Основными направлениями деятельности по достижению поставленной цели являются:

- а) эффективное обеспечение потребностей социально-экономического развития Российской Федерации соответствующими объемами производства и экспорта продукции и услуг отраслей ТЭК;
- б) пространственное и региональное развитие сферы энергетики;
- в) достижение технологической независимости отраслей ТЭК и повышение их конкурентоспособности;
- г) совершенствование государственного управления и развитие международных отношений в сфере энергетики.

16. В приведенных выше формулировках основных направлений деятельности:

- а) эффективное обеспечение потребностей социально-экономического развития означает эффективное удовлетворение внутреннего спроса, в том числе формируемого в рамках реализации национальных программ и проектов, и основывается на балансе, с одной стороны, доступности и полезности для потребителя энергетической продукции или услуг, а с другой – эффективности производства указанной продукции или услуг;
- б) пространственное и региональное развитие сферы энергетики означает трансформацию и оптимизацию энергетической инфраструктуры с учетом развития внутренних и внешних рынков продукции и услуг в сфере энергетики, политических и экономических интеграционных процессов и изменений в международных отношениях;

в) технологическая независимость отраслей ТЭК означает достаточный для устойчивого функционирования и развития уровень обеспеченности организаций ТЭК собственными компетенциями и производимыми на территории Российской Федерации и территориях, находящихся под юрисдикцией Российской Федерации, технологическими комплексами, оборудованием, материалами, программным обеспечением и соответствующими услугами.

17. Показатели реализации Стратегии и их значения, характеризующие целевое состояние энергетики Российской Федерации, приведены в Приложении А.

18. Достижение поставленной цели в рамках указанных направлений потребует:

а) поддержания добычи нефти и газового конденсата в период до 2024 года в диапазоне 555 – 560 млн т, а в период до 2035 года – в диапазоне 490 – 555 млн т;

б) обеспечения добычи газа в период до 2024 года в диапазоне 795 – 820 млрд м³, а в период до 2035 года – в диапазоне 850 – 924 млрд м³;

в) обеспечения добычи угля в период до 2024 года в диапазоне 448-530 млн т, а в период до 2035 года – в диапазоне 485-668 млн т;

г) поддержания установленной мощности электростанций в энергосистемах в период до 2024 года на уровне 254 ГВт, а в период до 2035 года – в диапазоне 251 – 264 ГВт.

Прогнозный топливно-энергетический баланс Российской Федерации приведен в Приложении Б.

II. Оценка состояния и тенденций развития мировой и российской энергетики

2.1. Оценка состояния и тенденции развития российской энергетики

2.1.1. Общая характеристика, вызовы и угрозы

19. Энергетика Российской Федерации, основой которой является ТЭК, вносит значительный вклад в национальную безопасность и социально-экономическое развитие страны.

20. ТЭК Российской Федерации включает в себя нефтяную, газовую, угольную и торфяную отрасли, электроэнергетику и теплоснабжение, играет ключевую роль в формировании доходов бюджетной системы Российской Федерации. Доля ТЭК в инвестициях в основной капитал составляет около одной трети, в структуре доходов федерального бюджета – около половины, а в российском экспорте (в стоимостном выражении) – более половины, при доле занятых в отраслях ТЭК менее 4 % от общей численности занятого в экономике населения.

21. Объемы добычи и производства энергетических ресурсов из добытого сырья, производство топлива и электрической энергии, в России устойчиво превышают внутреннее потребление: по нефти – более, чем в 1,9 раза; по газу – в 1,5 раза; по углю – в 1,8 раза; по дизельному топливу – в 2,6 раза, по автомобильному бензину – в 1,1 раза.

22. Россия входит в число мировых лидеров по запасам углеводородного сырья, объемам производства и экспорта энергоресурсов, а также по развитию, использованию и экспорту технологий атомной энергетики.

23. Среди крупнейших экономик мира ТЭБ Российской Федерации является одним из самых экологически чистых (низкоуглеродных): более трети генерации электрической энергии приходится на атомную энергетику, гидроэнергетику и другие ВИЭ; около половины – на природный газ.

24. Российская энергетическая инфраструктура, основу которой составляют Единая энергетическая система России (далее – ЕЭС), Единая система газоснабжения (далее – ЕСГ), система магистральных трубопроводов для транспортировки нефти и нефтепродуктов, является одной из самых протяженных в мире и функционирует в различных природно-климатических условиях: от арктической до субтропической зоны.

25. Российская Федерация, исходя из своих национальных интересов, своего ресурсного и интеллектуального потенциала, с учетом необходимости достижения целей устойчивого развития, одобренных Генеральной Ассамблеей ООН, вносит существенный вклад в обеспечение глобальной энергетической безопасности.

26. Для российской энергетики в полной мере актуальны вызовы, стоящие перед мировой энергетикой, в то время как угрозы имеют специфику, определяемую следующими общими для большинства отраслей ТЭК проблемами:

а) недостаточный для инновационного развития текущий и перспективный объем спроса на внутреннем рынке на основные виды продукции российского ТЭК, обостряющий зависимость от объема спроса и конъюнктуры мировых рынков традиционных энергоресурсов;

б) критическая зависимость организаций ТЭК от импорта технологий, оборудования, материалов, услуг и программного обеспечения по ряду наиболее перспективных направлений развития энергетики;

в) дефицит инвестиционных ресурсов, в том числе вследствие сдерживания роста тарифов в сфере энергетики, ограничения возможности привлечения организациями ТЭК долгосрочного финансирования со стороны иностранных инвесторов и слабого развития венчурного кредитования;

г) сохранение наряду с рыночными нерыночных отношений и обременений в сфере конечного потребления продукции и услуг отраслей ТЭК, в том числе наличие перекрестного субсидирования;

д) высокая неопределенность и нередко непредсказуемость внешних условий и факторов, влияющих на развитие энергетики, включая условия и факторы культуры, социальных изменений, международных отношений, научных открытий и технических изобретений;

е) вызовы пространственному развитию, указанные в Стратегии пространственного развития;

ж) «большие вызовы» научно-технологическому развитию, указанные в Стратегии научно-технологического развития, в частности качественное изменение характера глобальных и локальных энергетических систем, рост значимости энерговооруженности экономики и наращивания объема выработки и сохранения энергии, ее передачи и эффективного использования.

27. Среди вызовов пространственному развитию Российской Федерации следует отметить дисбаланс размещения центров производства и потребления энергоресурсов, что порождает беспрецедентно большой и постоянно растущий объем наиболее дорогих сухопутных перевозок топлива на дальние расстояния. С одной стороны, происходит все большая концентрация экономического роста и энергопотребления в центральных районах европейской части страны, доля которых превысила 60 % потребления энергии в стране, с другой стороны, происходит смещение добычи и производства энергетических ресурсов в северные и восточные районы с ростом их доли свыше 80 %.

2.1.2. Недропользование

28. Основой гарантированного обеспечения экономической и энергетической безопасности страны, удовлетворения текущих и перспективных потребностей экономики Российской Федерации является одна из крупнейших в мире минерально-сырьевая база ТЭК.

29. Прирост запасов с 2008 года (базовый год в ЭС-2030, далее приводится сравнение значений показателей 2018 года с уровнем 2008 года) составил: жидких углеводородов (нефть и конденсат) по категории АВ₁С₁ – 7,1 млрд т; газа (свободный газ и газ газовых шапок) по категории АВ₁С₁ – 8,1 трлн м³, угля – 2,2 млрд т; урана – 337,7 тыс. т.

30. Основные вызовы, угрозы и факторы риска в области минерально-сырьевой базы сформулированы в Стратегии развития минерально-сырьевой базы. Среди них следует отметить:

а) практическое отсутствие в нераспределенном фонде недр крупных разведанных месторождений углеводородного сырья и крайне малое количество месторождений с небольшими, но экономически эффективными в разработке запасами;

б) низкий уровень инвестиций в геологоразведочные работы, вследствие чего динамика разведки новых месторождений, начиная с 2008 года, падает;

в) отставание отечественных технологий геологоразведки от передового уровня, повышающее зависимость российских организаций от импортного оборудования, технологий и сервисных услуг.

2.1.3. Нефтяная отрасль

31. Добыча нефти с конденсатом по сравнению с 2008 годом выросла более чем на 14 %, в том числе за счет начала широкомасштабного освоения месторождений в Восточной Сибири (Ванкорский кластер) и Республике Саха (Якутии), а также месторождений, расположенных в акватории Каспийского моря. На арктическом континентальном шельфе Российской Федерации начата разработка Приразломного месторождения. В 2016 году вступил в строй уникальный нефтеналивной терминал «Ворота Арктики».

32. В результате принятых мер, в том числе налогового стимулирования, добыча нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке выросла в 5 раз (с 14,3 до 74,6 млн т); на континентальном шельфе Российской Федерации более, чем в 2 раза (с 12,7 до 29,1 млн т); трудноизвлекаемых запасов (далее – ТРИЗ) – на 6 млн т (до 38 млн т).

33. Достигнутый уровень добычи нефти существенно превышает прогнозные внутренние потребности Российской Федерации до 2035 года.

34. Объем переработки нефтяного сырья с 2008 года увеличился на 22,9 %, глубина переработки – на 10,1 п.п., выход светлых нефтепродуктов – на 5,4 п.п. В результате масштабной модернизации российских нефтеперерабатывающих заводов введено в эксплуатацию 83 установки вторичной переработки нефти, созданы все условия для перехода внутреннего рынка

нефтепродуктов с 1 января 2016 года на использование моторных топлив высшего экологического класса.

35. В части трубопроводного транспорта в целом завершены крупномасштабные проекты по развитию системы магистральных трубопроводов для транспортировки нефти и нефтепродуктов, направленные на диверсификацию маршрутов экспортных поставок и повышение конкурентоспособности российских нефти и нефтепродуктов на мировых рынках. Введены в эксплуатацию первая и вторая очередь трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) до порта Козьмино, нефтепровод «Сковородино – Мохэ – Дацин», «Балтийская трубопроводная система – 2». В новых нефтедобывающих районах построены нефтепроводы «Пурпе – Самотлор», «Заполярье – Пурпе», «Куюмба – Тайшет». Реализованы проект «Север» развития системы магистральных трубопроводов для увеличения поставок нефтепродуктов в порт Приморск и проект «Юг» – в порт Новороссийск. По ряду направлений нефтепроводов достигнут профицит мощностей, обеспечивающий возможность оперативного изменения направлений перекачки нефти.

36. Сформирована система биржевой торговли нефтью и нефтепродуктами на Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой бирже. В 2016 году началась торговля фьючерсами Urals с условиями поставки FOB в порту Приморск.

37. Объем экспорта сырой нефти на 7,2% превысил уровень 2008 года. При этом объемы поставок нефти на традиционные для российских производителей рынки Европы и стран СНГ снижались, а в страны АТР – увеличились более чем в 3 раза.

38. Несмотря на сложности с расширением российской доли на мировом рынке нефтепродуктов из-за жесткой конкуренции, экспорт нефтепродуктов вырос на 27,2 %, причем преимущественно за счет роста поставок светлых нефтепродуктов.

39. Наряду с указанными выше общими для ТЭК проблемами и факторами риска в нефтяной отрасли являются:

а) увеличение себестоимости добычи вследствие преобладания ТРИЗ в составе запасов, вводимых в разработку, и высокой выработанности «зрелых» месторождений, что усложняет удержание достигнутых уровней добычи нефти и обуславливает необходимость применения дорогостоящих технологий добычи;

б) ухудшение физико-химических характеристик добываемой нефти, включая повышение плотности и содержания серы, что требует внедрения новых технологических решений и инвестиций и повышает себестоимость переработки нефти;

в) незавершенность процесса формирования долгосрочных механизмов налогообложения нефтяной отрасли, в том числе недостаток стимулов для инвестиций в нефтепереработку и нефтегазохимию, сложность стабилизации ценообразования на внутреннем рынке нефтепродуктов

в условиях завершения «налогового маневра», уменьшения демпфирующего механизма и ограничения роста розничных цен на моторное топливо в пределах инфляции;

г) сохранение торговли суррогатным топливом на внутреннем рынке.

2.1.4. Газовая отрасль

40. Добыча газа по сравнению с 2008 годом увеличилась на 9,1 %, существенно вырос производственный потенциал отрасли. Ведется разработка крупных месторождений на полуострове Ямал (Бованенковское, Хасавейское, Южно-Тамбейское и др.), в Восточной Сибири (Ковыктинское, Ванкорское и др.) и Республике Саха (Якутия) (Чаяндинское, Талаканское и др.), Иркутской области (Верхнечонское). Начато освоение глубоко залегающих пластов и залежей Заполярного и Уренгойского месторождений. Реализуется инновационный проект добычи метана из угольных пластов в Кузбассе. Началась добыча газа с использованием подводных добычных комплексов в рамках проекта «Сахалин-3».

41. Дальнейшее развитие получила инфраструктура магистральных газопроводов и газотранспортных систем (ГТС). Введены в эксплуатацию первая и вторая очереди ГТС нового поколения «Бованенково – Ухта», обеспечивающие вывод в ЕСГ газовых ресурсов полуострова Ямал. Началось формирование ГТС на Дальнем Востоке: завершено строительство первого пускового комплекса ГТС «Сахалин – Хабаровск – Владивосток». Завершилось расширение Уренгойского газотранспортного узла и магистрального газопровода «Северные районы Тюменской области (СРТО) – Торжок».

42. Принципиально новым маршрутом экспорта российского газа в Европу стал газопровод «Северный поток» (Nord Stream). Реализуются проекты расширения инфраструктуры поставок в Европу («Турецкий поток», «Северный поток – 2»), в Восточном направлении завершено строительство магистрального газопровода «Сила Сибири», рассматриваются другие возможности наращивания экспорта в страны АТР.

43. На 1 января 2019 года средний по стране уровень газификации составил 68,6 % (рост на 6,2 п.п. к 2008 году), в том числе в городах – 71,9 % (рост на 4,6 п.п.), в сельской местности – 59,4 % (рост на 14,5 п.п.).

44. Новым направлением развития отрасли стало производство сжиженного природного газа (далее – СПГ). В 2009 году в России введен первый завод по производству СПГ – «Сахалин – 2» с проектной мощностью 9,6 млн т в год, в 2017-2018 годах – три производственных линии с суммарной проектной мощностью 16,5 млн т в год второго завода – «Ямал СПГ», ресурсной базой которого является Южно-Тамбейское месторождение. Планируется к запуску дополнительная 4-я линия «Ямал СПГ» мощностью 0,95 млн т с использованием новой

технологии сжижения «Арктический каскад». В рамках реализации проекта создана транспортная инфраструктура, включающая морской порт и аэропорт Сабетта.

45. Расширяется география производства и потребления природного газа в качестве газомоторного топлива (далее – ГМТ). Общее число введенных в эксплуатацию стационарных объектов газомоторной инфраструктуры к концу 2018 года достигло 419 (рост на 80 %), а объем реализации газа на АГНКС – 680 млн м³. Несколько лет действует программа субсидирования из федерального бюджета затрат на приобретение газомоторной техники, также в 50 субъектах Российской Федерации реализуются региональные программы развития этого рынка. Развиваются проекты по использованию СПГ как моторного топлива на автомобильном, железнодорожном и водном транспорте, при использовании карьерной техники, а также как бункерного топлива для судов.

46. Наряду с указанными выше общими для ТЭК проблемами и факторами риска в газовой отрасли являются:

а) увеличение затрат при добыче и транспортировке газа на внутренние и внешние рынки в связи с сокращением находящихся в разработке высокопродуктивных и неглубоко залегающих запасов, переходом к разработке месторождений со сложными природно-климатическими и геологическими условиями, удаленностью новых районов добычи от центров потребления газа;

б) отсутствие полноценного, конкурентного внутреннего рынка газа, необходимость которого обостряется ввиду принятого решения о создании общего рынка газа Евразийского экономического союза (ЕАЭС).

в) незавершенность процесса формирования законодательных и нормативно-правовых основ функционирования внутреннего рынка СПГ.

2.1.5. Нефтегазохимия

47. Производство нефтегазохимического сырья (этан, СУГ, нефтя) по сравнению с 2008 годом увеличилось на 64 %, а его использование для производства нефтегазохимической продукции и крупнотоннажных полимеров возросло почти на 43 %. С 2012 года в нефтегазохимии началась активная стадия реализации целого ряда крупных инвестиционных проектов. Введены в эксплуатацию мощности по производству полистирола, АБС-пластиков, полиэтилентерефталата, пропилена, полипропилена и поливинилхлорида. Построен ШФЛУ-провод Пуровск – Тобольск.

48. Основными проблемами и факторами риска в нефтегазохимической отрасли являются:

а) низкий уровень спроса традиционных отраслей-потребителей нефтехимической продукции на внутреннем рынке (строительство, ЖКХ, автомобилестроение, приборостроение, электроника и электротехника, упаковка и др.);

б) дефицит мощностей для производства мономеров (прежде всего, мощностей пиролизных);

в) инфраструктурные ограничения транспортировки нефтегазохимического сырья;

г) зависимость внутреннего рынка от импорта нефтегазохимической продукции, а нефтегазохимических производств – от импорта оборудования и материалов.

2.1.6. Угольная отрасль

49. Добыча угля в России по сравнению с 2008 годом увеличилась на 35 %, в основном за счет открытого способа отработки месторождений, доля которого в общем объеме добычи в 2018 года превысила 75 %. Объем переработки угля на обогатительных фабриках увеличился с 2008 года почти в 2,0 раза.

50. Около половины из действующих в настоящее время 58 шахт и 133 разрезов введена после 2000 года, оснащена высокопроизводительной техникой и использует современные технологии угледобычи. По прогрессивной технологии «шахта-лава» работают 42 шахты (72 % общего числа действующих шахт). Среднемесячная производительность труда работника угольной промышленности увеличилась с 2008 года в 1,5 раза. Более чем в 5 раз снизился удельный коэффициент смертельного травматизма.

51. Наряду с продолжением развития традиционных центров угледобычи (Печорского, Кузнецкого, Канско-Ачинского, Горловского и Минусинского угольных бассейнов) идет освоение новых месторождений в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке (Улуг-Хемского бассейна, Эльгинского угольного месторождения в Южно-Якутском угольном бассейне), а также в Арктической зоне Российской Федерации (Верхне-Алькатваамского и Амаамского угольных месторождений в Чукотском автономном округе, Малолемберовского, Нижнелемберовского и Сырадасайского месторождений в Таймырском угольном бассейне).

52. Обеспечена экономическая стабильность функционирования угольной промышленности, ежегодные инвестиции в основной капитал угольных организаций выросли за 2008 – 2018 года в 2,5 раза: с 60 до 144 млрд рублей.

53. Доля экспорта в общем объеме поставок угля увеличились с 33,4 до 54 %, в том числе за счет укрепления позиций на рынках стран АТР, прежде всего Японии, Южной Кореи, Китая, Тайваня, Индии, Малайзии и Вьетнама.

54. Развивалась транспортно-логистическая инфраструктура, в том числе портовые мощности для экспорта угля (Восточный, Ванино, Посьет, Находка, Мурманск, Усть-Луга и др.). Объем мощностей угольных терминалов морских портов по сравнению с уровнем 2008 года увеличился более, чем в 3,2 раза. В 2018 году утвержден Комплексный план модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года (далее – Комплексный план), включающий мероприятия по увеличению пропускной способности транспортной

инфраструктуры до уровня, достаточного для обеспечения внутреннего спроса и экспортного потенциала отрасли.

55. Наряду с указанными выше общими для ТЭК проблемами и факторами риска в угольной отрасли являются:

- а) снижение внутреннего спроса и конкуренция угольного топлива с природным газом;
- б) несбалансированный рост операционных затрат на производство, транспортировку и перевалку в портах угольной продукции;
- в) замедление структурной перестройки шахтного фонда с выводом из эксплуатации неперспективных шахт с особо опасными горно-геологическими условиями работы;
- г) сохраняющиеся до завершения реализации Комплексного плана ограничения пропускной способности на отдельных участках железных дорог, прежде всего Восточного полигона в направлении поставок угля на растущий рынок стран АТР, сдерживающие реализацию экспортного потенциала отрасли;
- д) международная кампания против использования угля под предлогом реализации экологической повестки.

2.1.7. Электроэнергетика

56. Производство электрической энергии по сравнению с 2008 годом увеличилось на 5,3 %, потребление – на 5,4 %, установленная мощность электростанций – на 11 %. В рассматриваемый период введено 43,4 ГВт новой установленной мощности. Завершено восстановление Саяно-Шушенской ГЭС после аварии 2009 года.

57. Введено в работу и реконструировано около 300 линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше, в том числе: объекты энергообеспечения саммита АТЭС в 2012 году во Владивостоке, Олимпиады–2014 в Сочи, энергомост через Керченский пролив мощностью 800 МВт, обеспечивающий связь энергосистемы Крыма с ЕЭС России, ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская – Хэйхэ, обеспечивающая экспорт электрической энергии в Китай.

58. В целом сформирован и успешно функционирует рынок электрической энергии и мощности. В 2015 году внесены изменения в модель конкурентного отбора мощности (далее – КОМ), с 2019 года КОМ проводится на шесть лет вперед, что позволяет участникам оптового рынка электрической энергии (мощности) прогнозировать финансовые потоки в долгосрочной перспективе. Кроме того, проведение долгосрочных КОМ обеспечивает оптимизацию операционных и инвестиционных затрат в отрасли, а также стимулирует генерирующие организации выводить неэффективное генерирующее оборудование из эксплуатации. С 2019 года введен новый механизм обновления и модернизации существующих тепловых электростанций на период до 2031 года.

59. В 2018 году фактический удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии на источниках комбинированного производства электрической и тепловой энергии с установленной мощностью 25 МВт и более (пропорциональный метод разделения топлива) составил 309,8 г у.т./кВт-ч. Данный показатель является минимальным за последние двадцать лет, от уровня 2008 года снижение составило 26,2 г у.т./кВт-ч, или 7,8 %.

60. Новый импульс развитию электроэнергетики может дать рост спроса на электрическую энергию со стороны сферы транспорта, жилищно-коммунального хозяйства, а также возможное развитие энергоемких промышленных производств в восточных регионах Российской Федерации и на приграничных территориях соседних государств, в первую очередь – государств-членов ЕАЭС, Китая и других стран АТР.

61. Наряду с указанными выше общими для ТЭК проблемами и факторами риска в электроэнергетике являются:

а) диспропорция между заявляемыми характеристиками электропотребления при технологическом присоединении и их последующими фактическими значениями;

б) низкая платежная дисциплина потребителей на оптовом и розничном рынке электрической энергии;

в) несовершенство действующей модели отношений и ценообразования в сфере энергоснабжения и теплоснабжения и недостаток конкуренции на оптовом и розничном рынках энергии и мощности;

г) сохранение перекрестного субсидирования, снижающее эффективность централизованной системы энергоснабжения;

д) недостаточный уровень автоматизации технологических процессов и повышение уязвимости объектов, связанное с усложнением систем и алгоритмов управления этими объектами.

2.1.8. Атомная энергетика

62. Выработка электрической энергии атомными электростанциями (АЭС) в период с 2008 по 2018 годы увеличилась на 25 %. Начиная с 2008 года введены в эксплуатацию энергоблоки № 2, 3 и 4 Ростовской АЭС, энергоблок № 4 Калининской АЭС, энергоблок № 4 Белоярской АЭС, энергоблоки № 1 и 2 Нововоронежской АЭС-2 и энергоблок № 1 Ленинградской АЭС-2. Продолжается строительство других энергоблоков атомных электростанций с реакторами большой мощности, в том числе энергоблок № 2 Ленинградской АЭС-2 и энергоблоки № 1 и 2 Курской АЭС-2.

63. В целях замещения выбывающих мощностей Билибинской АЭС и обеспечения энергией потребителей Чаун-Билибинского энергоузла в г. Певек Чукотского автономного округа планируется ввод в эксплуатацию плавучей атомной теплоэлектростанции мощностью 70 МВт.

64. В период с 2008 года Российская Федерация принимала активное участие в строительстве АЭС за рубежом (энергоблоки № 1 и № 2 АЭС «Куданкулам» в Республике Индия, энергоблоки № 3 и № 4 АЭС «Тяньвань» в Китайской Народной Республике), подписаны соглашения о строительстве атомных электростанций на территории Республики Беларусь, Народной Республики Бангладеш, Турецкой Республики, Финляндской Республики, Республики Индия, Венгрии, Арабской Республики Египет, Китайской Народной Республики, Республики Узбекистан и др.

65. Российская Федерация лидирует в создании новой энергетической технологии атомной энергетики, предполагающей параллельную эксплуатацию реакторов на тепловых и быстрых нейтронах, объединенных общим замкнутым ядерным топливным циклом. Такая система способствует решению проблем воспроизводства ядерного топлива, минимизации радиоактивных отходов и соблюдению режима нераспространения ядерных материалов.

66. С учетом сложившейся конъюнктуры рынка урана в последние годы расширяются совместные проекты добычи урана на базе зарубежных месторождений с низкой себестоимостью добычи для увеличения объема продвижения на мировой рынок низкообогащенного урана. Основными направлениями увеличения его отечественного производства являются развитие действующих предприятий с добычей с низкой себестоимостью в Курганской области и в Республике Бурятия и строительство нового уранодобывающего рудника в Забайкальском крае.

67. Основные проблемы и риски развития атомной энергетики связаны со сравнительно высокими затратами на обеспечение ядерной и радиационной безопасности и необходимостью обращения с отработавшим ядерным топливом и радиоактивными отходами с учетом требований экологической безопасности. Кроме того, доля рентабельных запасов урана в минерально-сырьевой базе Российской Федерации составляет всего около 7 %.

2.1.9. Возобновляемая энергетика и местные виды топлива

68. Основным видом возобновляемой энергетики Российской Федерации является гидроэнергетика, которая вносит заметный вклад в деятельность всей электроэнергетической отрасли. Выработка электрической энергии гидроэлектростанциями (далее – ГЭС) за период с 2008 по 2018 годы увеличилась на 15,8%. Доля ГЭС, включая гидроаккумулирующие электростанции (далее – ГАЭС), в структуре генерирующих мощностей России составляет около 20%. Гидроэнергетический потенциал России составляет около 9% от мирового и обеспечивает масштабные возможности развития гидроэнергетики.

69. Получила развитие выработка электрической энергии на основе возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ). Установленная мощность возобновляемой энергетики (без

учета гидроэнергетики) в ЕЭС России в 2018 году достигла 1,018 ГВт (СЭС – 0,834 ГВт, ВЭС – 0,184 ГВт). Общая мощность малых гидроэлектростанций превышает 1,2 ГВт.

70. Использование местных видов топлива (торф, отходы лесной промышленности и сельского хозяйства и твердые бытовые отходы) занимает в региональных ТЭБ незначительное место. Добыча торфа с 2008 года остается приблизительно на одном уровне и составляет в среднем за период с 2008 по 2018 год 1,2 млн т, наибольший объем добычи достигнут в 2013 году (1,5 млн т). Основным направлением использования торфа остается удовлетворение коммунально-бытовых потребностей в тех регионах, где данный вид топлива экономически выгоден, а также потребностей сельского хозяйства и смежных отраслей.

71. Механизм государственной поддержки использования ВИЭ на оптовом рынке электрической энергии и мощности России посредством договоров на поставку мощности (далее – ДПМ) позволил повысить инвестиционную привлекательность отрасли ВИЭ. Создано и развивается производство высокотехнологичного инновационного оборудования и рынок инжиниринговых услуг по созданию объектов солнечной энергетики и ветроэнергетики различной мощности и сложности. В ряде российских университетов появились учебные специальности, связанные со строительством, проектированием и эксплуатацией объектов энергетики с использованием ВИЭ.

72. На базе российских технологий создано высокотехнологичное производство высокоэффективных гетероструктурных фотоэлектрических модулей с КПД фотоэлектрической ячейки более 23 % (далее – ФЭМ). Последние научные разработки позволяют получать устойчивую энергию при рассеянном свете в крайне низких и высоких температурах. Начиная с 2017 года осуществляются экспортные поставки ФЭМ российского производства, а также инжиниринговых услуг в области солнечной энергетики, география которых постоянно расширяется.

73. В Российской Федерации локализуется производство оборудования и компонентов для ветроэнергетических установок, в том числе гондол, стальных башен, лопастей, безредукторного генератора. Развиваются отечественные компетенции в сфере проектирования, строительства, инжиниринга ветроэнергетических установок. Кроме того, российской промышленностью производится оборудование для микро- и малых гидроэлектростанций с единичной мощностью от 5 кВт до 1 МВт.

74. Основными проблемами факторами риска для развития гидроэнергетики являются длительные сроки строительства объектов гидроэнергетики, неурегулированность правового статуса водохранилищ для целей гидроэнергетики, растущие затраты на обеспечение безопасности гидротехнических сооружений и отсутствие механизма возврата инвестиций в строительство новых объектов гидроэнергетики.

75. Основной проблемой использования ВИЭ является их недостаточная экономическая конкурентоспособность по отношению к иным технологиям производства электрической энергии.

2.1.10. Теплоснабжение

76. В соответствии с Федеральным законом от 29 июля 2017 г. № 279-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» и отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам совершенствования системы отношений в сфере теплоснабжения» и сформированной нормативной правовой базой в отрасли осуществляется переход на новую целевую модель рынка тепловой энергии. В ценовых зонах теплоснабжения созданы условия для финансирования мероприятий по повышению эффективности систем централизованного теплоснабжения и эффективности потребления тепловой энергии, а также для мероприятий по модернизации основных фондов.

77. Основными проблемами неценовых зон, сдерживающими приток инвестиций в теплоэнергетику, являются фактическое отсутствие долгосрочных правил регулирования цен (тарифов) и короткий горизонт планирования.

2.1.11. Энергосбережение и энергоэффективность

78. Энергоемкость российской экономики с 2008 года по 2018 год снизилась на 9,3 %: с 10,8 до 9,8 т у.т./млн руб. ВВП в ценах 2016 года. Основными факторами, которые обеспечили снижение энергоемкости стал технологический фактор (рост энергоэффективности энергопотребляющего оборудования) и уровень загрузки производственных мощностей.

79. В стране имеется потенциал энергосбережения, достигающий третьей части текущего энергопотребления, и существуют возможности значительного повышения экономической эффективности проектов в сфере энергетики. Уровни энергоемкости производства важнейших отечественных промышленных продуктов выше (хуже) среднемировых в 1,2 – 2 раза, а по отношению к лучшим мировым практикам – в 1,5 – 4 раза.

80. По сравнению с 2008 годом достигнуто снижение энергоемкости в отраслях ТЭК: коэффициент полезного использования попутного нефтяного газа (далее – ПНГ) увеличился на 9,2 п.п. и достиг 85,1%; удельный расход топлива на отпуск электрической энергии на ТЭС снизился на 7,8 % и составил 309,8 г у.т./кВт ч, потери электрической энергии в электрических сетях снизились с 13 % до 10,6 %.

81. В сфере энергосбережения потенциал текущего цикла структурных сдвигов в отношении снижения энергоемкости в основном исчерпан, а технологическое сбережение сдерживается дефицитом инвестиций, недостаточной эффективностью мер государственной

политики по их мобилизации и ограниченной мотивацией потребителей энергии к повышению энергоэффективности.

2.1.12. Охрана окружающей среды и противодействие изменениям климата

82. В сфере охраны окружающей среды и противодействия изменениям климата в энергетике за период 2008 – 2019 годы предпринят ряд шагов, в том числе:

а) ужесточены экологические требования в области недропользования;

б) разработан комплекс мер по стимулированию компаний к эффективному использованию ПНГ;

в) разработаны и приняты меры по стимулированию производства и потребления моторного топлива с улучшенными экологическими характеристиками, соответствующими международным нормам и стандартам;

г) в рамках комплекса мероприятий по реструктуризации угольной промышленности проведены работы по рекультивации земель и улучшению экологической ситуации;

д) принято Парижское соглашение по климату, предусматривающее, в том числе, разработку национальной стратегии долгосрочного развития с низким уровнем выбросов парниковых газов на период до 2050 года.

83. В 2017 году эмиссия парниковых газов в России без учета абсорбирующего эффекта лесов составляла 67,6 % от уровня 1990 года, а с учетом – 50,7 %. Удельные выбросы парниковых газов по итогам 2017 г. в сравнении с 2008 годом в электроэнергетике снижены на 15,6 %, в нефтяной отрасли – на 13 %, в газовой отрасли – на 15,9 %.

2.2. Тенденции и вызовы развития мировой энергетики

2.2.1. Мировой топливно-энергетический баланс

84. Перспективы роста мирового энергопотребления неразрывно связаны с изменением численности населения и темпами экономического роста в различных регионах мира. При этом наиболее существенный рост энергопотребления ожидается в АТР, прежде всего в Китае и Индии.

85. Ожидается, что темпы роста мировой экономики (около 3 %) будут существенно опережать темпы роста энергопотребления (1 – 1,2 % в год).

86. В структуре мирового потребления первичной энергии будет продолжена тенденция к сближению вклада основных энергоресурсов: снижение долей нефти и угля, рост долей газа и неуглеродной энергии. В конечном потреблении вырастет доля электрической энергии.

87. Мировые энергетические рынки, конъюнктура которых долгое время обеспечивала динамичное развитие энергетики и экономики России, охвачены процессами глубокой

трансформации, которые в перспективе способны существенно изменить облик мировой энергетики и формируют новые вызовы ее развитию. На рынках сохраняется состояние нестабильности и достаточно высокой неопределенности.

88. Вызовы развитию мировой энергетики указаны в Доктрине энергетической безопасности в составе внешнеэкономических и внешнеполитических вызовов энергетической безопасности.

2.2.2. Мировые рынки нефти и нефтепродуктов

89. Прогнозируется замедление роста мирового спроса на нефть после 2025 года с возможным достижением пика спроса ранее 2030-х годов. Спрос на нефтепродукты будет формироваться под влиянием роста потребления в транспортном секторе при одновременном снижении спроса в бытовом, коммерческом секторах и электроэнергетике.

90. Развитие технологий добычи нефти (сланцевой нефти, других ТРИЗ, глубоководных и арктических месторождений) увеличило экономически эффективную ресурсную базу углеводородного сырья и, начиная с 2014 года, создало избыток предложения нефти на мировом рынке с последующим падением цен. В результате согласованных действий стран-членов ОПЕК, России и других основных экспортеров нефти, не входящих в указанную организацию, к настоящему времени рынок удалось сбалансировать по спросу и предложению, однако, ситуация остается неустойчивой, подверженной геополитическим угрозам, и может потребовать продолжения скоординированных мер экспортеров.

91. В среднесрочной перспективе уровень нефтяных цен будет определяться целым рядом факторов, как общеэкономических (темпы роста мировой экономики, ситуация на финансовых рынках, уровень безубыточности разработки сланцевой нефти в США и т. д.), так и политических. Однако ускоренная отработка наиболее эффективных запасов и снижение инвестиций в геологоразведку и в нефтегазовые проекты в различных регионах мира создадут предпосылки для снижения предложения нефтяного сырья после 2020 года, которое потребует интенсивных инвестиций в шельфовые и другие дорогостоящие проекты и может привести к началу нового цикла роста цен.

92. В прогнозном периоде ожидается рост спроса на моторные топлива (автомобильные бензины, дизельное топливо и топливо для реактивных двигателей) с одновременным снижением потребления мазута и прочих темных нефтепродуктов, в особенности на европейском рынке в качестве топлива для электростанций и судов. При этом прирост потребности в использовании моторных топлив на транспорте, обусловленный в первую очередь развивающимися странами мира, во многом компенсируется ростом энергетической эффективности транспортных средств, а

также межтопливной конкуренцией, в первую очередь с набирающими популярность электромобилями и ГМТ.

93. Прирост мощностей первичной переработки ожидается в АТР, в первую очередь за счет вводов новых НПЗ на территории Китая и Индии, что будет способствовать усилению конкуренции на рынках нефтепродуктов. Некоторый рост первичной переработки ожидается в странах Африки, где строительство низкокомплексных НПЗ может стать альтернативой наращиванию импорта высококачественных нефтепродуктов из других регионов. В Европе и Северной Америке из-за низкой маржи объемы первичной переработки будут снижаться.

2.2.3. Мировой рынок газа

94. Лидером по темпам роста спроса среди ископаемых видов топлива в рассматриваемой перспективе станет газ – ископаемое топливо с самыми низкими выбросами CO₂. Условия для указанного роста спроса на газ формируются, прежде всего, приростом потребления электрической энергии, а также факторами климатической политики и экологической безопасности

95. В среднесрочной перспективе завершится формирование мирового (глобального) рынка газа, в результате которого произойдет сближение цен на газ в различных регионах мира.

96. Ключевую роль в процессе формирования мирового (глобального) рынка газа будет играть развитие производства и поставок СПГ. Доля СПГ в международной торговле газом существенно вырастет.

97. Перспективным направлением диверсификации и повышения эффективности использования природного газа является производство из него водорода и метано-водородных смесей.

2.2.4. Мировой рынок угля

98. Уголь в рассматриваемой перспективе останется одним из самых дешевых и доступных источников энергии, основой экономического роста в развивающихся странах, в первую очередь государствах АТР и Африки. Неизбежное снижение потребления угля в странах Организации экономического сотрудничества и развития и прохождение пика или стабилизация спроса в развивающихся странах при непредсказуемости скорости этих изменений создают крайне высокую неопределенность относительно перспектив международного угольного рынка.

99. Объемы торговли и цены на рынке будут зависеть, прежде всего, от политических решений, которые будут приняты в отношении потребления угля Китаем и Индией. Снижение спроса на уголь на европейском направлении будет компенсироваться ростом объема импорта в странах Южной и Юго-Восточной Азии (где будет увеличиваться потребность в

высококачественных углях), а также в странах Ближнего Востока и Африки. В Китае и развитых странах Азии (Япония, Южная Корея) возможна стабилизация объемов импорта угля.

100. В виду того, что ряд производителей по разным причинам в дальнейшем будут сокращать свои объемы экспорта (Колумбия на горизонте до 2030 года исчерпает основные месторождения, а Индонезия будет вынуждена перенаправить часть экспортного угля на удовлетворение внутреннего спроса), основными поставщиками угля на мировой рынок останутся Австралия и Россия.

101. На угольном рынке цены будут ограничены межтопливной конкуренцией с природным газом, в том числе с учетом дополнительных мер государственного регулирования, в частности – возможности введения дополнительных углеродных налогов. В перспективе рост цен ожидается на высококачественные коксующиеся угли и угли для пылеугольной технологии PCI (вдувание пылевидного угля) в доменном производстве, по основной номенклатуре энергетических углей изменения в ценовой конъюнктуре будут связаны с развитием угольной генерации в странах АТР, Ближнего Востока и Африки.

2.2.5. Электроэнергетика

102. Важным структурным изменением мировой энергетики станет рост доли электрической энергии в конечном потреблении – около 25 % от общего энергопотребления в 2040 г. (рост примерно на 60 % по сравнению с 2017 г.) – и, соответственно, рост доли первичных энергоресурсов, используемых для ее выработки. Ожидается, что более 40 % указанного прироста обеспечат неуглеродные ресурсы.

103. Основу электроэнергетики большинства стран мира в прогнозном периоде будут составлять существующие системы централизованного электроснабжения, базирующиеся на крупных электростанциях: традиционных (ТЭС, АЭС, ГЭС) или на базе ВЭС и СЭС, функционирующих в составе электроэнергетических систем.

104. Новые технологии распределенного производства, микрогенерации, управляемого потребления, виртуального агрегирования ресурсов создают принципиально новые условия для развития конкурентного розничного рынка, построенного на базе автоматизированных локальных торговых площадок по торговле электрической энергией, что с одной стороны ведет к сдерживанию роста цен на электроэнергию, является источником дополнительных инвестиций в развитие систем управления гибкостью на стороне потребителей, а с другой – снижает предсказуемость для инвесторов в отношении возврата инвестиций в объекты оптовой генерации.

2.2.6. Развитие и распространение прорывных технологий

105. К прорывным технологиям, способным вызвать существенный передел мировых энергетических рынков, относятся технологии разработки запасов гидратов метана и углеводородов нефтематеринских пород.

106. К технологиям, способным привести к организационным и технологическим изменениям в управлении и функционировании электроэнергетических систем, и способствовать переходу энергетики на новый технологический базис («энергетический переход»), относятся:

- а) ВИЭ и накопители энергии;
- б) гибридные и электромобили, включая автомобили на водородном топливе;
- в) технологии беспилотного и «подключенного» транспорта;
- г) сетевые технологии в электроэнергетике (активно-адаптивные сети, распределенная генерация, «энергетический интернет» и т.п.);
- д) энергоэффективные технологии в секторе жилых, коммерческих и административных зданий (дом с нулевым потреблением энергии, «умный дом», «умный город»);
- е) информационно-технологические платформы планирования (прогнозирования) и управления энергетической инфраструктурой и энергоприемниками на стороне потребителей электрической энергии, обеспечивающие минимизацию стоимости потребляемых энергоресурсов за счет оптимизации режимов работы технологического оборудования у потребителей, а также способных участвовать в оптовом рынке.

107. К технологиям, которым отводится особая роль в низкоуглеродном развитии, относятся водородные энергетические технологии. Прогнозируется, что водород, используемый сегодня в основном в химической и нефтехимической промышленности, в перспективе способен стать новым энергоносителем, замещающим углеводородные энергоносители, и сформировать «водородную экономику». Россия обладает значительным потенциалом производства водорода.

108. Растет интерес к технологиям улавливания, хранения и использования углерода, которые в перспективе могут оказать существенное влияние на использование ископаемых видов топлива.

109. Перечисленные технологии в настоящее время находятся на разных стадиях развития и распространения. Их внедрение, с одной стороны, стимулируется политическими мерами (включая субсидии), а с другой – сдерживается рыночными экономическими условиями, в том числе уровнями цен на традиционные энергоресурсы.

110. Быстрыми темпами разрабатываются и внедряются, в том числе в отраслях ТЭК, цифровые технологии, в состав которых включают Интернет вещей, 3D-моделирование, моделирование и прогнозирование на основе Big Data, нейросети, облачные и туманные

вычисления, виртуальную и дополненную реальность, машинное обучение, компьютерную имитацию на основе цифровых двойников, интеллектуальные датчики, роботизацию производства, аддитивные технологии.

111. Развитие и распространение прорывных технологий в мире может не только усилить конкуренцию, но и значительно изменить структуру международных потоков продукции, технологий и услуг в сфере энергетики. Вместе с тем, учитывая значительную инерционность энергетики, выраженную в высокой капиталоемкости и ресурсоемкости инвестиционных проектов и их долговременном характере, в перспективе до 2035 года ископаемые виды топлива продолжают составлять основу мировой энергетики, с постепенным ростом доли возобновляемой энергетики в мировом и национальных ТЭБ.

2.3. Сценарные условия развития российской энергетики

112. В основу прогнозных оценок возможностей и рисков развития российской энергетики положены два сценария, условно именуемые «нижним» и «верхним», сформированных с учетом основных параметров долгосрочного прогноза социально-экономического развития. Сценарии определяют диапазон возможных изменений показателей развития отраслей ТЭК (параметров ТЭБ) и значений целевых показателей реализации Стратегии. Выход за пределы указанного диапазона может свидетельствовать о необходимости принятия дополнительных мер или пересмотра стратегических ориентиров развития ТЭК.

113. В обоих сценариях предполагается:

а) сохранение в качестве основы мировой энергетики ископаемых видов топлива, с постепенным увеличением доли ВИЭ в мировом и национальных ТЭБ;

б) долговременный характер начатой в 2014 году рядом государств дискриминационной по отношению к России и российскому ТЭК политики;

в) преимущественно эволюционный (при этом нуждающийся в постоянном мониторинге с целью упреждающей реакции на резкие изменения) характер мирового научно-технологического развития.

114. В число ключевых предпосылок сценариев входят следующие допущения:

а) рост ВВП Российской Федерации с 2019 по 2035 год в среднем на 2,3 % ежегодно – в нижнем сценарии, и на 3 % – в верхнем;

б) рост электропотребления к 2035 году в 1,18 – 1,25 раза до 1310 – 1380 млрд кВт-ч, в том числе до 1275 – 1345 млрд кВт-ч в зоне централизованного энергоснабжения (в нижнем и верхнем сценарии соответственно), в том числе за счет электрификации железнодорожного транспорта и распространения электромобилей;

в) увеличение внутреннего потребления энергоресурсов на 6 – 10 % (при сдерживании его роста за счет реализации потенциала энергосбережения и повышения энергоэффективности);

г) умеренный рост внутреннего потребления автомобильного бензина (на 4 – 5 %) на первом этапе реализации Стратегии с последующей стабилизацией и более высокий рост объемов потребления дизельного топлива (на 8 – 11 % на первом и на 16-21% на втором этапе реализации Стратегии);

д) рост потребления ГМТ на транспорте в 4 раза к 2024 году и в 15 – 19 раз к 2035 году;

115. Одним из основных сценарных условий при прогнозировании развития ТЭК является развитие энергосбережения и повышение энергоэффективности в секторах-потребителях энергии. Прогнозируется, что при средних темпах роста ВВП в 2,3 – 3,0 % в год благодаря соответствующим мероприятиям средний темп роста энергопотребления составит 0,3 – 0,6. В частности, к 2035 году ожидается снижение удельного расхода топлива на транспорте на 13 % в нижнем и на 15 % в верхнем сценарии за счет оптимизации двигателей внутреннего сгорания и использования новых материалов в автомобилестроении.

116. Нижний сценарий предусматривает умеренные темпы роста экономики в сочетании с консервативным прогнозом мирового спроса и цен на энергоресурсы.

117. Верхний сценарий предполагает достижение темпов экономического роста, заданных в Указе Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года», – выше среднемировых при сохранении макроэкономической стабильности, в том числе инфляции на уровне, не превышающем 4%, в сочетании с более оптимистичным прогнозом мирового спроса и цен на энергоресурсы.

118. Риски в области энергетической безопасности и развития энергетики, их актуальность и острота существенным образом зависят от действий или бездействия соответствующих субъектов (прежде всего в отношении вызовов и угроз) в рамках различных сценариев развития ситуации, поэтому в обоих сценариях предусмотрено управление рисками энергетической безопасности и развития российской энергетики.

119. В процессе разработки Стратегии рассматривались также стрессовые по уровню мировых цен и спроса на российские энергоресурсы сценарии, негативное влияние которых на российский ТЭК непредсказуемо на данном этапе, но может оказаться значительным. Реализация таких сценариев потребует перехода от стратегического планирования к антикризисному управлению, поэтому в Стратегии они не рассматриваются, однако их возможность систематически будет оцениваться в рамках ежегодного мониторинга реализации Стратегии с выработкой соответствующих рекомендаций.

III. Задачи и ключевые меры развития

3.1. Эффективное обеспечение потребностей социально-экономического развития Российской Федерации соответствующими объемами производства и экспорта продукции и услуг отраслей ТЭК

3.1.1. Нефтяная отрасль

120. Задачами нефтяной отрасли по обеспечению потребностей социально-экономического развития Российской Федерации соответствующими объемами производства и экспорта продукции и услуг отраслей ТЭК являются:

- а) обеспечение стабильного, при благоприятных условиях – растущего, уровня добычи нефти;
- б) повышение эффективности, доступности и качества удовлетворения внутреннего спроса на нефтепродукты.

121. Решение поставленных задач потребует поддержания добычи нефти и газового конденсата в период до 2024 года в диапазоне 555 – 560 млн т, а в период до 2035 года – в диапазоне 490 – 555 млн т.

122. В комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение указанных задач в сегменте добычи нефти, входят:

а) трансформация системы налогообложения от оборотных налогов к обложению финансового результата и иные меры по созданию условий для роста инвестиций в отрасль, обеспечивающие монетизацию ресурсного потенциала нефтяной отрасли и достижение высокого мультипликативного эффекта в смежных отраслях экономики;

б) комплексное стимулирование разработки «зрелых» месторождений;

в) введение в экономический оборот малых месторождений, малодебитных и высокообводненных скважин, ТРИЗ (в том числе баженовской свиты), а также создание условий для развития малых и средних предприятий в этой сфере деятельности преимущественно на основе инновационных отечественных технологий и оборудования;

г) создание технологических полигонов для отработки технологий рентабельной добычи углеводородного сырья из ТРИЗ;

д) развитие внутреннего рынка сервисных, инжиниринговых и строительных услуг в нефтяной отрасли и расширение участия в нем российских организаций.

123. Указанные меры, прежде всего налоговые, позволят обеспечить замещение выбывающих из-за истощения месторождений объемов добычи нефти, а также, в случае экономической целесообразности более высокие темпы прироста добычи с последующим удержанием достигнутого уровня.

124. В сегменте нефтепереработки комплекс ключевых мер включает:

а) завершение программы модернизации НПЗ, предусматривающей ввод более 50 установок вторичной переработки нефти и достижение технологического уровня НПЗ наиболее промышленно развитых стран;

б) государственную поддержку (в том числе налоговую) строительства новых установок вторичной переработки, обеспечивающих увеличение выпуска продукции с высокой добавленной стоимостью;

в) повышение операционной эффективности и обеспечение экономически оправданного уровня рентабельности НПЗ, в том числе посредством автоматизации, применения современных цифровых технологий и роста энергоэффективности;

г) сглаживание резких колебаний цен на нефтепродукты на внутреннем рынке с сохранением рыночных принципов ценообразования на внутреннем рынке нефтепродуктов;

д) разработка и совершенствование отечественных технологий глубокой переработки «тяжелой» нефти, стимулирование увеличения числа процессов глубокой переработки нефтяных остатков на отечественных НПЗ;

е) повышение эффективности переработки высокосернистой и сверхвязкой нефти.

125. Кроме того, для решения указанных задач нефтяной отрасли потребуется:

а) организация полноценной торговли российскими маркерными сортами нефти на российских и зарубежных биржах;

б) формирование общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС и обеспечение конкурентного участия в нем российских организаций;

в) обеспечение необходимого качества нефти в системе магистральных нефтепроводов;

126. Как минимум до 2025 года в связи с необходимостью концентрации инвестиций вертикально-интегрированные компании будут доминировать в основных видах деятельности нефтяной отрасли. Тем не менее, вследствие ухудшения структуры запасов углеводородного сырья, необходимости повышения инновационной активности, гибкости и адаптивности к изменениям конъюнктуры рынков неуклонно возрастает роль малых и средних нефтегазовых компаний.

127. Показатели решения задач представлены в Таблице 1.

Таблица 1 – Показатели решения задач нефтяной отрасли

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
123 а	Добыча нефти и газового конденсата, млн т	555,9	555 – 560	490 – 555
123 б	Обеспечение потребностей внутреннего рынка нефтепродуктами, произведенными на территории Российской Федерации, %	100	100	100
	Выход светлых нефтепродуктов, %	62,2	65	70

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
	Соотношение установленных процессов вторичной и первичной переработки нефти, ед.	0,97	1,0	1,2

3.1.2. Газовая отрасль

128. Задачами газовой отрасли по обеспечению потребностей социально-экономического развития Российской Федерации соответствующими объемами производства и экспорта продукции и услуг отраслей ТЭК являются:

- а) совершенствование внутреннего рынка газа и эффективное удовлетворение внутреннего спроса на газ;
- б) гибкое реагирование на динамику мирового рынка газа;
- в) развитие производства и потребления СПГ, вхождение Российской Федерации в среднесрочной перспективе в число мировых лидеров по его производству и экспорту;
- г) развитие производства и увеличение объема потребления ГМТ (в том числе с использованием СПГ).

129. Решение поставленных задач потребует поддержания добычи газа в период до 2024 года в диапазоне 795 – 820 млрд м³, а в период до 2035 года – в диапазоне 850 – 924 млрд м³.

130. В комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение указанных задач в части природного газа, входят:

- а) поэтапный переход от регулирования оптовых цен на газ к рыночным механизмам ценообразования (за исключением населения и приравненных к нему категорий потребителей) при условии создания недискриминационных условий хозяйствования для всех организаций отрасли;
- в) при сохранении действующей системы управления ЕСГ продолжение работы по обеспечению финансовой прозрачности монопольных видов деятельности ПАО «Газпром», в том числе в отношении инвестиционных и операционных затрат;
- г) государственное регулирование в транспортировке газа по магистральным газопроводам и оказании услуг по хранению газа в подземных хранилищах (далее – ПХГ), при условии, что методика расчета тарифов будет совершенствоваться в части повышения прозрачности расчетов, применения единых подходов для всех поставщиков газа и повышения эффективности функционирования газотранспортной системы;
- д) совершенствование механизма недискриминационного доступа к услугам по транспортировке газа по трубопроводам и ПХГ, включая меры, направленные на повышение прозрачности и обоснованности тарифообразования;

е) постепенная ликвидация перекрестного субсидирования поставок газа в различные субъекты Российской Федерации и различным группам потребителей;

ж) формирование общего рынка газа ЕАЭС и обеспечение конкурентного участия в нем российских организаций.

131. Предусматривается сохранение единого канала экспорта трубопроводного газа. При необходимости ускорения темпов роста и расширения объемов экспорта трубопроводного газа будет рассматриваться вопрос о возможности поставок через единый экспортный канал газа независимых производителей.

132. В комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение указанных задач в части СПГ, входят:

а) обеспечение законодательных и нормативно-правовых условий, включая меры налогового и таможенно-тарифного стимулирования, экономически эффективного и сбалансированного развития производства, транспортировки, хранения, продажи и использования СПГ в рамках общего развития газовой отрасли;

б) дальнейшая либерализация экспорта СПГ при одновременном создании механизма контроля и исключения нарушающей экономические интересы Российской Федерации конкуренции на внешних рынках природного газа, транспортируемого по трубопроводам, и СПГ;

в) модернизация и строительство вспомогательной инфраструктуры (портовой, транспортной, электроэнергетической и др.) на принципах государственно-частного партнерства;

г) создание в Арктической зоне Российской Федерации специализированных центров (хабов) по перевалке, хранению и торговле СПГ, реализация проектов строительства терминалов на Камчатке и в Мурманске;

д) развитие производства малотоннажного СПГ и формирование на его основе внутреннего рынка СПГ как инструмента обеспечения энергетической безопасности территорий, отдаленных от ЕСГ.

133. В настоящее время ведутся работы по проектированию таких крупных производств в Арктической зоне Российской Федерации, таких как «Арктик СПГ-2» (мощность 19,8 млн т) и «Арктик СПГ-3». Арктические проекты будут реализованы с использованием платформ гравитационного типа, производимыми на верфи в Мурманске. За пределами Арктической зоны Российской Федерации планируется реализация таких крупных проектов, как строительство третьей технологической линии завода СПГ проекта «Сахалин – 2», создание комплекса по переработке и сжижению природного газа в районе п. Усть-Луга, «Дальневосточный СПГ».

134. Решению задачи развития производства и увеличения объема потребления ГМТ (в том числе с использованием СПГ) также будут способствовать:

а) налоговое стимулирование инфраструктуры производства и реализации ГМТ;

б) стимулирование производителей транспортной техники к увеличению производства и расширению модельного ряда техники, использующей ГМТ, в том числе СПГ;

в) разработка и экспорт соответствующих технологий для расширения рынка использования природного газа как моторного топлива.

135. Показатели решения задач представлены в Таблице 2.

Таблица 2 – Показатели решения задач газовой отрасли

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
131 а	Доля газа реализуемого по нерегулируемым ценам, в общем объеме поставок, %,	33	35	40
131 б	Место в тройке мировых лидеров по экспорту газа	1	1 – 2	1 – 2
131 в	Производство СПГ, млн т	18,9	46 – 65	70 – 82
131 г	Объем потребления метана на транспорте, млрд м ³	0,68	2,7	10 – 13

3.1.3. Нефтегазохимия

136. Задачами нефтегазохимии по обеспечению потребностей социально-экономического развития Российской Федерации соответствующими объемами производства и услуг являются:

а) эффективное удовлетворение внутреннего спроса российской нефтегазохимической продукцией и повышение ее конкурентоспособности на внешних рынках;

б) повышение эффективности использования нефтегазохимического сырья.

137. В комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение указанных задач, входят:

а) создание стабильных налоговых условий и оказание мер государственной поддержки проектам по строительству новых нефтегазохимических установок, включая обеспечение доступа к льготному финансированию;

б) разработка и внедрение отечественных технологий нефтегазохимии;

в) стимулирование увеличения выпуска крупнотоннажной нефтегазохимической продукции;

г) оптимизация транспортной логистики, ликвидация «узких мест» в пропускной способности железных дорог;

138. Показатели решения задач представлены в Таблице 3.

Таблица 3 – Показатели решения задач нефтегазохимии

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
139 а	Доля импорта в общем объеме потребления крупнотоннажных полимеров на внутреннем рынке, %	23	20	15
139 б	Доля сырья (СУГ, этан, нефтя) направляемого на нефтегазохимию, %	23,1	30	35

3.1.4. Угольная отрасль

139. Задачами угольной отрасли по обеспечению потребностей социально-экономического развития Российской Федерации соответствующими объемами производства и экспорта продукции и услуг отраслей ТЭК являются:

- а) повышение эффективности удовлетворения внутреннего спроса на угольную продукцию;
- б) укрепление позиций на мировом рынке угля.

140. Решение поставленных задач с учетом возможного увеличения доли России на мировом угольном рынке потребует увеличения объемов добычи угля в период до 2024 года в диапазоне 448 – 530 млн т, а в период до 2035 года – в диапазоне 485 – 668 млн т.

141. В комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение указанных задач, входят:

а) первоочередное лицензирование участков недр угольных месторождений, позволяющих вести разработку в наиболее безопасных горно-геологических условиях, сокращение выдачи лицензий на право пользования участками недр угольных месторождений с особо опасными горно-геологическими условиями;

б) поэтапный вывод из эксплуатации неэффективных производственных мощностей по добыче и переработке угля с низкой производительностью труда;

в) внедрение инновационных технологий, автоматизации и роботизации процессов добычи, переработки и транспортировки угля;

г) повышение качества и расширение номенклатуры угольной продукции, в том числе путем вовлечения в отработку запасов высококачественных углей, интенсификации процессов переработки добываемого сырья;

д) модернизация техники и технологий хранения, транспортировки и перевалки угля с учетом современных экологических требований;

е) укрепление позиций России на мировом рынке угля посредством диверсификации экспортных потоков с наращиванием доли присутствия на новых рынках сбыта стран АТР, Ближнего Востока и Африки;

ж) развитие железнодорожной и другой транспортной инфраструктуры для обеспечения транспортировки российских углей, в первую очередь, в восточном направлении.

142. Основным фактором, определяющим потенциал российского угольного экспорта, будет его конкурентоспособность, в значительной степени зависящая от транспортных затрат.

143. Показатели решения задач представлены в Таблице 4.

Таблица 4 – Показатели решения задач угольной отрасли

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
142 а	Объем поставок российского угля на внутренний рынок, млн т	181	174 – 192	170 – 196
142 б	Доля на мировом рынке угля, %	14	18 – 20	23 – 25

3.1.5. Электроэнергетика

144. Главной задачей электроэнергетики по обеспечению потребностей социально-экономического развития Российской Федерации соответствующими объемами производства и экспорта продукции и услуг отраслей ТЭК является повышение надежности и качества энергоснабжения потребителей до уровня, сопоставимого с лучшими зарубежными аналогами.

145. Решение поставленных задач потребует поддержания установленной мощности электростанций в энергосистемах в период до 2024 года на уровне 254 ГВт, а в период до 2035 года – в диапазоне 251 – 264 ГВт.

146. В комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение поставленной задачи, входят:

а) совершенствование системы планирования в электроэнергетике и создание института Генерального проектировщика документов перспективного развития электроэнергетики;

б) оптимизация структуры генерирующих мощностей с учетом их технико-экономических показателей в рамках разработки Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики с сохранением приоритета выработки электрической и тепловой энергии в комбинированном режиме и синхронизация вводов новых генерирующих объектов с ростом потребности в электрической энергии;

в) снижение избытков мощности в ЕЭС России и их приведение к нормированным значениям резервов мощности, в том числе путем вывода из эксплуатации или замещения неэффективных генерирующих мощностей;

г) улучшение технико-экономических показателей функционирования тепловых электрических станций и электросетевого хозяйства;

д) внедрение механизма управления спросом;

е) формирование рынка систем хранения электрической энергии;

ж) создание механизма контроля и повышения качества обслуживания потребителей электрической энергии;

з) постепенная ликвидация перекрестного субсидирования путем поэтапного перехода к установлению (формированию) экономически обоснованных цен (тарифов) на электрическую энергию, при необходимости – с привлечением средств федерального бюджета;

и) совершенствование отраслевой системы контроля деятельности организаций электроэнергетики по подготовке и надежному прохождению объектами электроэнергетики максимумов нагрузок, в том числе в целях снижения рисков возникновения аварий в энергосистемах;

к) формирование общего электроэнергетического рынка ЕАЭС и обеспечение конкурентного участия в нем российских организаций;

л) переход оперативно-диспетчерского управления на 100 % автоматическое дистанционное управление режимами работы к 2035 году объектами электрической сети 220 кВ и выше и объектами генерации 25 МВт и выше в ЕЭС России, а также объектами электрической сети 110 кВ и выше и объектами генерации 5 МВт и выше в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах.

147. Решению поставленных задач также будут способствовать меры, направленные на развитие рыночных механизмов и усиление роли потребителей на рынках электрической энергии (мощности) и системных услуг, в том числе:

а) модернизация конкурентных моделей оптового и розничного рынков в электроэнергетике с обеспечением равноправия поставщиков и потребителей в формировании рыночного равновесия и эффективных механизмов и ценовых сигналов для инвестиций, в том числе увеличение объемов поставок по прямым договорам;

б) совершенствование конкурентных механизмов долгосрочной оптимизации баланса мощности, отбора и оплаты проектов в генерации и у потребителей по методам гарантирования доходности инвестиций совместно с развитием практики двусторонних долгосрочных договоров и биржевых инструментов хеджирования рисков;

в) разработка рыночных механизмов, стимулирующих потребителей к активному участию в формировании розничного рынка электрической энергии (управление спросом посредством участия в регулировании графика нагрузки), с применением, в том числе, технологии хранения и аккумулировании электрической энергии и ее воспроизводства.

148. Показатели решения задачи представлены в Таблице 5.

Таблица 5 – Показатели решения задач электроэнергетики

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
147	Индекс средней продолжительности отключений по системе (SAIDI), час	8,7	3,53	2,23
	Индекс средней частоты отключений по системе (SAIFI), ед.	2,3	1,17	0,85

3.1.6. Атомная энергетика

149. Задачами атомной энергетике по обеспечению потребностей социально-экономического развития Российской Федерации соответствующими объемами производства и экспорта продукции и услуг отраслей ТЭК являются:

а) повышение эффективности атомной энергетике, включая обеспечение экономической конкурентоспособности новых АЭС с учетом их полного жизненного цикла;

б) разработка и внедрение новой энергетической технологии в области атомной энергетике, предполагающей параллельную эксплуатацию реакторов на тепловых и быстрых нейтронах в целях обеспечения замкнутого ядерного топливного цикла.

150. Решению указанных задач будут способствовать следующие меры:

а) обеспечение достаточной сырьевой базы атомной энергетике на основе проведения геологоразведочных работ и разработки урановых месторождений на территории Российской Федерации, а также разведки, разработки месторождений и увеличения добычи урана в рамках зарубежных проектов;

б) разработка технологий ядерного топливного цикла на основе газовых центрифуг нового поколения, модернизация разделительно-сублиматных комбинатов, повышение экономической эффективности фабрикации (с обеспечением конкурентоспособности российского ядерного топлива на мировых рынках), создания производств для выпуска новых типов топлива;

в) обеспечение производственных мощностей атомного машиностроения и строительно-монтажных организаций, необходимых для ввода энергоблоков в стране и поставок на экспорт;

г) создание ряда предприятий замкнутого ядерного топливного цикла по обращению с отработавшим ядерным топливом и радиоактивными отходами, по производству топлива из регенерированных ядерных материалов;

д) совершенствование технологий вывода из эксплуатации энергоблоков АЭС;

е) обеспечение участия АЭС нового поколения (ВВЭР-ТОИ) в регулировании неравномерности суточных графиков нагрузки с диапазоном регулирования от 100 до 50 % номинального уровня мощности;

ж) создание АЭС малой мощности для энергоснабжения удаленных и изолированных территорий.

151. Показатели решения задач представлены в Таблице 6.

Таблица 6 – Показатели решения задач атомной энергетики

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
152 а	Доля АЭС поколения «3+» и модернизированных действующих энергоблоков АЭС с продленным сроком эксплуатации в установленной мощности атомной генерации в Российской Федерации, %	13	26	40
152 б	Установленная мощность реакторов на быстрых нейтронах, обеспечивающих замыкание ядерного топливного цикла, ГВт	1,48	1,48	1,78

3.1.7. Водородная энергетика

152. Перспективной задачей, для решения которой российский ТЭК обладает необходимым потенциалом, является развитие производства и потребления водорода, вхождение Российской Федерации в число мировых лидеров по его производству и экспорту.

153. В комплекс ключевых мер, способствующих решению указанной задачи, входят:

а) разработка и реализация мер государственной поддержки создания инфраструктуры транспортировки и потребления водорода и энергетических смесей на его основе;

б) обеспечение законодательной поддержки производства водорода;

в) увеличение масштабов производства водорода из природного газа, в том числе с использованием ВИЭ, атомной энергии и др.;

г) разработка отечественных низкоуглеродных технологий производства водорода методами конверсии, пиролиза метана, электролиза и др., в том числе с возможностью локализации зарубежных технологий;

д) стимулирование спроса на внутреннем рынке на топливные элементы на основе водорода и природного газа в российском транспорте, а также на использование водорода и энергетических смесей на его основе в качестве накопителей и преобразователей энергии для повышения эффективности централизованных систем энергоснабжения;

е) создание нормативной базы в области безопасности водородной энергетики;

ж) интенсификация международного сотрудничества в области развития водородной энергетики и выхода на зарубежные рынки.

154. Показатели решения задач представлены в Таблице 7.

Таблица 7 – Показатели решения задачи в области водородной энергетики

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
155	Экспорт водорода, млн тонн	-	0,2	2,0

3.1.8. Энергосбережение и энергоэффективность в сфере энергетики

155. В области энергосбережения и энергоэффективности стратегической задачей является развитие энергосбережения и повышения энергетической эффективности в отраслях ТЭК.

156. В комплекс ключевых мер реализации потенциала энергосбережения и повышения энергоэффективности входят:

а) совершенствование нормативно-правовой базы, включая введение запрета на производство и использование энергетически неэффективной техники, оборудования, зданий, технологических процессов;

б) налоговое и неналоговое стимулирование использования компаниями наилучших доступных технологий (далее – НДТ), включая разработку и применение соответствующих справочников и реестров НДТ в целях технического и экологического регулирования, а также приобретения энергоэффективного оборудования;

в) 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);

г) совершенствование нормативно-правовой базы рынка энергосервисных услуг;

д) обновление существующих и внедрение новых систем энергоменеджмента в соответствии с требованиями стандарта ISO 50001:2018;

е) обмен опытом и распространение лучших практик энергосбережения и повышения энергетической эффективности в отраслях ТЭК.

157. Важным следствием политики энергосбережения станет также существенное сдерживание роста эмиссии парниковых газов и сокращение вредных выбросов организаций ТЭК в окружающую среду.

158. Показатели решения задач представлены в Таблице 8.

Таблица 8 – Показатели решения задачи развития энергосбережения и повышения энергетической эффективности в отраслях ТЭК

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
158	Коэффициент полезного использования ПНГ, %	85,1	90	95
	Снижение удельного расхода ТЭР на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа, % к базовому уровню	-	12	17
	Удельный расход топлива на отпуск электрической энергии, г у.т./кВт-ч	309,8	285,4	255,6
	Снижение удельного потребления электрической энергии на транспортировку нефти/нефтепродуктов в сопоставимых условиях, % к базовому уровню	-	1,2	3,3

3.2. Пространственное и региональное развитие сферы энергетики

3.2.1. Реализация пространственных приоритетов государственной энергетической политики

159. Реализация пространственных приоритетов государственной энергетической политики предполагает:

а) увязку с решением стратегических общегосударственных задач рационального размещения производительных сил, комплексного развития территорий и надежного обеспечения национальной энергетической безопасности;

б) реализацию решений по экономической интеграции в рамках ЕАЭС и участию Российской Федерации в других международных объединениях;

в) повышение устойчивости и надежности энергоснабжения макрорегионов с максимальным, экономически эффективным использованием местных энергоресурсов, ВИЭ и распределенной генерации;

г) гарантированное обеспечение энергетической безопасности Калининградской области, Республики Крым с городом федерального значения Севастополем, а также развитие энергетической инфраструктуры, обеспечивающей опережающее социально-экономическое развитие Дальневосточного федерального округа, Северо-Кавказского федерального округа и освоение Арктической зоны Российской Федерации;

д) существенное увеличение добычи и углубление переработки всех видов энергоресурсов в Арктической зоне Российской Федерации, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, развитие производства транспортабельной энергоемкой продукции высоких уровней передела и соответствующей транспортной и социальной инфраструктуры.

160. Освоение углеводородного ресурсного потенциала континентального шельфа арктических морей и северных территорий – важнейший геополитический и технологический вызов для нефтегазового комплекса России. Адекватный ответ на него означает обеспечение достаточной добычи углеводородного сырья в стране за временным горизонтом 2035 года (компенсируя неизбежный спад их добычи из традиционных месторождений), а также соответствующее развитие компетенций и промышленности по созданию оборудования и технологий для разведки и добычи нетрадиционных ресурсов нефти и газа.

3.2.2. Нефтяная отрасль

161. В рамках пространственного и регионального развития задачи нефтяной отрасли включают:

а) стабилизацию объема добычи нефти в Западной Сибири и других традиционных районах добычи;

б) формирование нефтегазовых минерально-сырьевых центров в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и в Арктической зоне Российской Федерации, в том числе обеспечивающих освоение континентального шельфа Российской Федерации в пределах Баренцева, Карского, Печорского и Охотского морей;

162. В комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение указанных задач, входят:

а) создание долгосрочных инвестиционных условий для ускоренного освоения месторождений Арктической зоны и континентального шельфа Российской Федерации;

б) расширение доступа организациям, обладающих необходимым опытом и финансовыми ресурсами, в состав потенциальных пользователей участков нераспределенного фонда недр федерального значения, расположенных на континентальном шельфе Российской Федерации;

в) развитие внутреннего рынка высокотехнологичных сервисных услуг по изучению и освоению участков недр континентального шельфа;

д) повышение эффективности системы транспортировки нефти и нефтепродуктов на основе внедрение передовых технологий;

е) развитие инфраструктуры и использования перспективных маршрутов транспортировки нефти речным и морским транспортом, в том числе по Северному морскому пути, с использованием судов преимущественно отечественного производства.

163. Показатели решения задач представлены в Таблице 8.

Таблица 8 – Показатели решения задач нефтяной отрасли

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
164 а	Отношение объема добычи нефти и газового конденсата в Западной Сибири к базовому уровню добычи в этом регионе	1	0,99	0,9 – 0,95
164 б	Отношение объема добычи нефти и газового конденсата в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и в Арктической зоне Российской Федерации к базовому уровню добычи в указанных регионах	1	1,075	1,1 – 1,15

3.2.4. Газовая отрасль

164. В рамках пространственного и регионального развития энергетики задачами газовой отрасли являются:

а) формирование нефтегазовых минерально-сырьевых центров в новых районах (Восточная Сибирь и Дальний Восток) и на континентальном шельфе Российской Федерации;

б) развитие магистральной газотранспортной инфраструктуры (включая создание газотранспортной инфраструктуры в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке);

в) социально и экономически целесообразное повышение уровня газификации субъектов Российской Федерации с учетом особенностей региональных ТЭБ.

165. Реализация значительного потенциала природного газа в Арктической зоне Российской Федерации неразрывно связана с развитием ледокольного флота и портовой инфраструктуры Северного морского пути как эффективного маршрута транспортировки российского СПГ на растущие рынки АТР, включая обеспечение возможности всепогодного трафика.

166. Развитие магистральной газотранспортной инфраструктуры включает в себя создание газотранспортной инфраструктуры в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке с возможностью ее интеграции в ЕСГ, развитие пропускной способности магистральных газопроводов в направлении Северной и Южной Европы, а также развитие логистики поставок СПГ.

167. С запуском газопровода «Сила Сибири» станет возможной газификация ряда субъектов Российской Федерации, расположенных на Дальнем Востоке. Кроме того в субъектах Российской Федерации, удаленных от сетей газоснабжения, развитие получит газификация с использованием СПГ.

168. В целях снижения выбросов от работы автомобильного, железнодорожного и водного транспорта и улучшения экологической обстановки в промышленных регионах России будет последовательно расширяться сеть автогазонаполнительных станций.

169. Показатели решения задач представлены в Таблице 9.

Таблица 9 - Показатели решения задач газовой отрасли

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
167 а	Отношение объема добычи газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке к базовому уровню добычи в указанных регионах	1,0	2,6	4,2
167 б	Проектная производительность экспортных газопроводов, млрд м ³ , в том числе на западном направлении в страны АТР	240	363	405
		в т.ч. 240	325	325
		-	38	80
167 в	Уровень газификации регионов, %	68,6	74,7	82,9

3.2.5. Нефтегазохимия

170. В нефтегазохимической промышленности получит развитие кластерный подход к формированию центров по глубокой переработке углеводородов с производственным ядром в виде крупных пиролизных мощностей (от 0,6 до 1 млн т по этилену и более) и последующим производством пластмасс, каучуков и продуктов органического синтеза, их переработки в полуфабрикаты и конечные изделия для потребительского рынка. Перспективным представляется развитие шести кластеров: Северо-Западного, Волжского, Западно-Сибирского, Каспийского, Восточно-Сибирского и Дальневосточного, расположенных вблизи источников сырья и рынков сбыта.

171. В связи с началом разработки гелийсодержащих месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока планируется развитие гелиевых производств, включая ввод в эксплуатацию газоперерабатывающего завода в Амурской области, развитие инфраструктуры для транспортировки жидкого гелия на Дальнем Востоке, создание системы долгосрочного хранения гелия и его поставок на мировой рынок.

3.2.6. Угольная отрасль

172. В рамках пространственного и регионального развития энергетики задача угольной отрасли заключается в территориально-производственной оптимизации угледобычи и транспортировки угольной продукции.

173. Комплекс мер, обеспечивающих решение указанной задачи, включает:

а) реструктуризацию и концентрацию добычи на наиболее эффективных предприятиях в традиционных угольных минерально-сырьевых центрах в Кемеровской области, Республике Саха (Якутия), Республике Хакасия;

б) формирование угольных минерально-сырьевых центров в Арктической зоне, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке;

в) развитие угольно-технологических, углехимических и энергоугольных кластеров, позволяющих комплексно использовать возможности угольных месторождений;

г) развитие железнодорожной и портовой инфраструктуры для обеспечения поставок угольной продукции на внешний рынок, включая расширение пропускной способности, развитие и обновление инфраструктуры Транссиба и БАМа, а также портовых мощностей в соответствии с прогнозируемым ростом спроса на российский уголь в странах АТР, Ближнего Востока и Африки;

д) оптимизацию транспортной логистики и широкое использование механизмов долгосрочного тарифообразования на перевозки угля.

174. Масштабное смещение угледобычи на восток страны обеспечит приближение производства угольной продукции к районам ее потребления и укрепит позиции России на рынках стран АТР.

175. Показатели решения задачи представлены в Таблице 10.

Таблица 10 – Показатели решения задачи угольной отрасли

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
175	Доля Дальневосточного федерального округа в объемах добычи угля по отрасли (на конец этапа), %	17	20	21
	Доля Восточной Сибири в объемах добычи угля по отрасли (на конец этапа), %	18	23	27

3.2.7. Электроэнергетика

176. Задачей электроэнергетики в рамках пространственного и регионального развития является повышение эффективности электросетевого комплекса.

177. В комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение поставленной задачи, входят:

а) повышение качества разработки схем и программ развития электроэнергетики, в том числе прогноза спроса на электрическую энергию и мощность на основании данных о реализации на территориях субъектов Российской Федерации инвестиционных проектов;

б) повышение эффективности технологий передачи электрической энергии;

в) совершенствование системы оперативно-технологического управления в территориальных сетевых организациях;

г) переход на риск-ориентированное управление производственными активами в электросетевом комплексе на базе цифровых технологий;

д) создание интеллектуальных систем учета электрической энергии;

е) модернизация неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях.

178. Показатели решения задач представлены в Таблице 11.

Таблица 11 – Показатели решения задач электроэнергетики

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
179-а	Уровень потерь электрической энергии в электрических сетях, не более, %.	10,6	9,8	7,3

3.2.8. Возобновляемая энергетика

179. Задачами возобновляемой энергетике в рамках пространственного и регионального развития являются:

а) в части гидроэнергетики – повышение эффективности функционирования ГЭС;

б) в части ВИЭ – повышение эффективности энергоснабжения удаленных и изолированных территорий.

180. Решению указанных задач в гидроэнергетике будут способствовать следующие меры:

а) создание условий для инвестиционной привлекательности гидроэнергетики;

б) совершенствование нормативно-правовой базы, определяющей требования по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений и сохранению биоразнообразия, а также правовой статус водохранилищ для целей гидроэнергетики.

в) обеспечение производства необходимого оборудования и достаточных для развития гидроэнергетики строительных мощностей.

181. В комплекс ключевых мер, обеспечивающих развитие энергетики на основе ВИЭ, входят:

а) совершенствование национальных стандартов, касающихся ВИЭ, с учетом лучших мировых практик;

б) поддержка российского экспорта оборудования и оказания услуг по проектированию, строительству, эксплуатации и сервисному обслуживанию генерирующих объектов на базе ВИЭ за рубежом;

в) совершенствование механизмов стимулирования развития возобновляемой энергетики на среднесрочную и долгосрочную перспективу;

д) стимулирование добровольного спроса на электрическую энергию, выработанную на основе ВИЭ.

182. Показатели решения задачи представлены в Таблице 12

Таблица 12 – Показатели решения задач по развитию возобновляемой энергетики

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
179 а	Снижение удельного расхода воды на мощность МВт (при аналогичных условиях водности), % к уровню базового года (3,42 м ³ /(с*МВт) [*])	-	1	2
179 б	Снижение экономически обоснованных затрат на производство 1 кВт-ч электрической энергии на территориях децентрализованного электроснабжения, % к уровню базового года	-	6	17

** - в контрольные годы 2024 и 2035 гг. снижение показателя рассчитывается по методике относительно показателя в году с аналогичными условиями водности.*

3.2.8. Теплоснабжение

183. Задачами развития теплоснабжения являются:

а) формирование эффективных рынков теплоснабжения с приоритетом когенерации при соблюдении баланса интересов хозяйствующих субъектов и потребителей;

б) повышение надежности и эффективности теплосетевого комплекса.

184. В комплексе ключевых мер, обеспечивающих решение указанных задач, приоритетным является применение модели отношений в сфере теплоснабжения с ценообразованием на основе принципа «альтернативной котельной», а также:

а) формирование и обеспечение условий эффективного функционирования на локальных рынках тепла единых теплоснабжающих организаций, ответственных за надежное и экономически эффективное теплоснабжение потребителей;

б) повышение эффективности систем централизованного теплоснабжения с учетом приоритета повышения уровня когенерации;

в) переход от полного регулирования тарифов на тепловую энергию к установлению предельного уровня цены на тепловую энергию с применением метода «альтернативной котельной» с учетом региональных особенностей;

г) реализация моделей локальных рынков тепла, дающих потребителям реальную возможность выбора схем и способов теплоснабжения и стимулы для применения эффективных технологий;

д) распространение лучших практик использования альтернативных источников теплоснабжения (геотермальных источников тепловой энергии, использование систем рекуперации воздуха, низкопотенциального тепла и т.п.).

185. Показатели решения задач представлены в Таблице 12.

Таблица 12 – Показатели решения задач теплоснабжения

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
183 а	Количество регионов, внедривших модель «альтернативной котельной»	1	35	65
183 б	Ежегодное снижение количества аварийных ситуаций при теплоснабжении на источниках тепловой энергии и тепловых сетях в ценовой зоне теплоснабжения, % к базовому уровню	-	5,0	5,0
	Доля выработки электрической энергии ТЭЦ по теплофикационному циклу, %	30,4	33,0	40,0

3.2.9. Охрана окружающей среды и противодействие изменениям климата

186. Задачами по охране окружающей среды и противодействию изменениям климата для отраслей ТЭК являются:

а) уменьшение отрицательного воздействия деятельности организаций ТЭК на окружающую среду;

б) снижение негативного воздействия деятельности организаций ТЭК на климат и их адаптация к изменениям климата.

187. Меры, способствующие решению указанных задач, включают:

а) переход в отраслях ТЭК на принципы НДТ;

б) создание национальной системы мониторинга и отчетности о выбросах парниковых газов, в том числе от объектов энергетики;

в) учет рисков изменения климатических и гидрометеорологических условий наравне с учетом традиционных финансово-экономических параметров при технико-экономическом обосновании проектов и их реализации;

г) активное участие в формировании международного экологического законодательства и гармонизация с его нормами норм российского законодательства;

д) стимулирование сокращения образования новых и утилизации накопленных отходов производства и обеспечение безопасного обращения с ними, проведения рекультивации земель и других технических и организационных мероприятий по компенсации ущерба, наносимого окружающей природной среде, включая увеличение доли золошлаковых отходов (золошлаковой смеси), вовлеченных в хозяйственный оборот;

е) снятие основных инфраструктурных, технологических и иных ограничений рационального использования попутного нефтяного газа и минимизации объемов его сжигания на факелах;

ж) стимулирование научных исследований и поддержку разработки перспективных технологических решений, направленных на снижение негативного воздействия на окружающую среду и минимизацию экологических рисков;

з) осуществление государственного регулирования выбросов парниковых газов и другого антропогенного воздействия отраслей ТЭК на климат с учетом международных обязательств Российской Федерации;

и) реализацию в отраслях ТЭК положений Стокгольмской конвенции о стойких органических загрязнителях (включая очистку или утилизацию оборудования и отходов, содержащих стойкие органические загрязнители);

к) обеспечение открытости и доступности экологической информации, своевременного информирования заинтересованных сторон об авариях, их экологических последствиях и мерах по ликвидации, усиление взаимодействия с общественными экологическими организациями и движениями.

188. Ряд условий, способствующих решению данной задачи, обеспечивается в ходе принятия мер по решению других задач, в том числе:

а) создание и использование экологически чистых, низкоуглеродных и ресурсосберегающих технологий производства, транспортировки, хранения и использования энергетических ресурсов, в том числе технологий «чистого угля»;

б) рациональное использование попутного нефтяного газа и минимизация объемов его сжигания на факелах;

в) увеличение коэффициента использования топлива в процессе генерации электрической и тепловой энергии и снижение удельных расходов условного топлива на отпуск электрической энергии;

г) увеличение производства высококачественных моторных топлив с улучшенными экологическими характеристиками, соответствующими международным нормам и стандартам, включая газомоторные топлива;

д) повышение квалификации персонала, ответственного за промышленную и экологическую безопасность энергетического производства.

189. Показатели решения задач представлены в Таблице 13.

Таблица 13 – Показатели решения задач по охране окружающей среды и противодействию изменениям климата

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
186 а	Отношение доли улавливания и обезвреживания загрязняющих атмосферу веществ, отходящих от стационарных источников в отраслях ТЭК, к базовому уровню	1,0	1,1	1,4
	Отношение доли загрязненных сточных вод в общем объеме сброса в поверхностные водные объекты в отраслях ТЭК к базовому уровню	1,0	0,9	0,75
	Доля площади рекультивированных земель к общей площади обработанных нарушенных земель, подлежащих рекультивации в отраслях ТЭК за последние пять лет, %	61,5	67,0	80,0
	Доля утилизированных и обезвреженных отходов в общем объеме образованных отходов в отраслях ТЭК, % - в т.ч. продуктов сжигания твердого топлива (золошлаков)	52,6 8,4	65,0 15,0	85,0 50,0
186 б	Соотношение общего объема выбросов парниковых газов в текущем году с объемом указанных выбросов в 1990 году, не более, %	50,7*	75	75

*) данные за 2017 год

3.3. Достижение технологической независимости ТЭК и повышение его конкурентоспособности

3.3.1. Недропользование

190. Обеспечение воспроизводства минерально-сырьевой базы ТЭК и повышение эффективности недропользования является стратегической задачей, решение которой является необходимым общим условием развития отраслей ТЭК.

191. Ключевые меры воспроизводства минерально-сырьевой базы отраслей ТЭК определены в Стратегии развития минерально-сырьевой базы. В том числе предусматривается:

а) совершенствование нормативно-правового обеспечения недропользования, системы налогов и платежей, расширение деятельности субъектов малого и среднего предпринимательства;

б) упрощение процедур регулирования процессов освоения залежей и месторождений (прежде всего, сильно выработанных и относимых к новым типам залежей углеводородов);

г) для существующих районов добычи минерального сырья – государственная поддержка развития минерально-сырьевой базы, направленная на выявление скрытых и глубокозалегающих месторождений, а также поиски объектов нетрадиционных геолого-промышленных типов;

д) для развития новых минерально-сырьевых центров – поддержка проведения геолого-разведочных работ ранних стадий за счет средств федерального бюджета и создания особого налогового режима для привлечения частных инвестиций;

е) совершенствование экологических требований при недропользовании с учетом отечественного и мирового опыта, включая создание прозрачной системы санкций за нарушение экологических требований при пользовании недрами;

ж) стимулирование использования новых технологий геолого-разведочных и добычных работ, позволяющих снизить негативное влияние на окружающую среду;

з) формирование организациями-недропользователями ликвидационных фондов в целях финансирования мероприятий по восстановлению природной среды, рекультивации земель и благоустройству территорий.

192. Показатели решения задачи представлены в Таблице 14.

Таблица 14 – Показатели решения задачи в области недропользования

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
190	Коэффициент воспроизводства запасов нефти	1,04	1,0	1,0
	Проектный коэффициент извлечения нефти (без учета ТРИЗ), %	38,3	38,5	38,7

3.3.2. Научно-техническая и инновационная деятельность

193. Задачами развития научно-технической и инновационной деятельности в отраслях ТЭК и смежных с ними отраслях промышленности являются:

а) развитие отечественного научно-технологического потенциала, создание и освоение передовых технологий в сфере энергетики;

б) повышение инновационной активности организаций ТЭК;

в) модернизация и повышение конкурентоспособности отраслей ТЭК преимущественно на базе технологий, оборудования и материалов отечественного производства.

194. Основные направления и меры реализации государственной политики в области научно-технологического развития общего характера определены в Стратегии научно-технологического развития. Наряду с ними, применительно к решению задач развития научно-технологического потенциала и повышение инновационной активности в отраслях ТЭК, будут использоваться следующие меры:

а) развитие национальной системы технологического прогнозирования с обеспечением оперативной увязки прогнозов со стратегиями развития энергетики и энергомашиностроения, программами и генеральными схемами развития отраслей ТЭК и промышленности;

б) развитие государственной информационной системы ТЭК (далее – ГИС ТЭК), обеспечивающей формирование качественных статистических и аналитических отчетов, а также прогнозов;

в) координация и оценка эффективности государственных программ научно-технологического развития отраслей ТЭК, программ инновационного развития компаний с государственным участием, а также выполняемых за счет бюджетных средств фундаментальных и прикладных научно-исследовательских работ;

г) создание отраслевых центров компетенций по приоритетным направлениям технологического развития ТЭК;

д) создание инжиниринговых центров и испытательных полигонов, обеспечивающих условия для внедрения инновационных технологий и современных материалов в отраслях ТЭК, образцов нового оборудования и технологий;

е) создание центров тестирования и сертификации новой продукции;

ж) развитие венчурного бизнеса в сфере инноваций и поддержка коммерциализации результатов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в энергетике, в том числе посредством венчурно-инвестиционного «конвейера», обеспечивающего непрерывное финансирование перспективного проекта на всех стадиях инновационного цикла;

з) совершенствование механизмов государственной поддержки инновационных проектов, в том числе проектов в области внедрения «сквозных» и цифровых технологий (в том числе платформенных решений) в отраслях ТЭК;

и) поддержка локализации производства современных зарубежных технологий, необходимых для устойчивого функционирования и развития ТЭК, в том числе посредством мер налогового и таможенно-тарифного стимулирования;

к) расширение международного сотрудничества в вопросах разработки и внедрения инновационных технологий в ТЭК.

195. Для решения задач устойчивого развития отраслей ТЭК необходимо обеспечить ускоренное импортозамещение по ряду направлений, по которым зависимость от иностранных технологий, оборудования, материалов, программного обеспечения и услуг достигла критической отметки, в том числе: технологий геологоразведки, гидроразрыва пласта, наклонно-направленного бурения, программного обеспечения процессов бурения и добычи углеводородного сырья, гибких насосно-компрессорных труб, катализаторов для нефтепереработки и нефтехимии, газовых турбин высокой мощности, гидравлических экскаваторов и очистных комбайнов для отработки угольных пластов большой мощности, автоматизированных систем управления, цифровых систем передачи информации и в целом IT-оборудования в электроэнергетике.

Перечень передовых технологий, создание или локализация которых предусматриваются на территории Российской Федерации в рассматриваемом периоде, приведен в Приложении В.

196. Цифровая трансформация российской энергетики потребует на первом этапе создания условий для разработки и развития цифровых сервисов и решений в отраслях ТЭК посредством принятия комплекса мер, который включает:

- а) формирование системы управления, координации и мониторинга цифровой трансформации ТЭК России;
- б) разработку и корректировку законодательства, нормативно-правовой и нормативной технической базы по разработке и внедрению цифровых технологий в отраслях ТЭК;
- в) внедрение цифровых технологий в государственное управление и контрольно-надзорную деятельность в отраслях ТЭК;
- г) отбор и реализацию пилотных проектов по внедрению цифровых технологий и отраслевых платформенных решений.

На втором этапе на основе анализа результатов пилотных проектов будут намечены меры по широкомасштабному распространению эффективных цифровых технологий в отраслях ТЭК.

197. Ряд мер, способствующих решению задач развития электроэнергетики, осуществляется в рамках реализации плана мероприятий («дорожной карты») Национальной технологической инициативы по направлению «Энерджинет». Приоритетными в рамках указанной «дорожной карты» являются, в частности, следующие технологии:

- а) интеллектуальные технологии и средства мониторинга и диагностики состояния оборудования в энергетических системах;
- б) новые технические средства для создания интеллектуальных энергетических систем, включая: «цифровую подстанцию», «виртуальную электростанцию», «интеллектуальные счетчики», высокочувствительные сенсоры, силовую электронику, устройства релейной защиты и автоматики, средства быстрой коммутации и др.;
- в) методы и технические средства интеллектуального управления конечным электропотреблением по экономическому критерию в режиме реального времени на основе интеграции электрических и информационных сетей («энергетический Интернет»);
- г) экономически эффективные средства аккумулирования больших объемов электрической энергии («сетевые аккумуляторы»).

198. В развитии в Российской Федерации рынка и систем хранения электрической энергии существенную роль могут сыграть:

- а) разработка конкурентоспособных накопителей с большими токами зарядки и разрядки, с большим ресурсом циклирования, а также компактных недорогих накопителей;
- б) разработка накопителей с высокой энергоемкостью и низкой капитальной стоимостью (например, на основе пневматических или водородных систем);

в) разработка высокоэффективных электролизеров воды и систем компактного хранения и транспортировки водорода.

199. Общий перечень перспективных технологий в сфере энергетики представлен в Прогнозе НТР ТЭК.

200. Показатели решения задач представлены в Таблице 15.

Таблица 15 – Показатели решения задач развития научно-технической и инновационной деятельности

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
193 а	Доля созданного или локализованного на территории России передового технологического оборудования для отраслей ТЭК, в общем количестве технологического оборудования, указанного в перечне (приложение В), % по каждой отрасли	-	50 – 60	70 – 80
193 б	Доля ключевых ¹ организаций ТЭК, осуществлявших технологические, организационные, маркетинговые инновации в отчетном году, в общем числе обследованных организаций, %	6,5	50	75
193 в	Доля организаций ТЭК, использующих передовые производственные технологии, в общем числе организаций, использующих передовые производственные технологии по видам экономической деятельности, %	13	14	20

1) Ключевыми считаются организации, занимающие на отраслевых рынках не менее 1 %.

3.3.3. Развитие кадрового потенциала и социальная защита

201. Задачами развития кадрового потенциала и социальной защиты в отраслях ТЭК являются:

а) формирование и распространение эффективных организационных моделей развития кадрового потенциала отраслей ТЭК;

б) развитие отраслевой системы профессиональных квалификаций и компетенций с учетом приоритетных направлений технологического развития отраслей ТЭК, обеспечение ее интеграции с системой профессионального образования.

202. Комплекс ключевых мер по решению задачи формирования и распространения эффективных организационных моделей развития кадрового потенциала включает:

а) разработку и внедрение инструментов мониторинга, прогнозирования структуры и объемов кадровой потребности ТЭК (включая потребность в подготовке специалистов по

основным профессиональным образовательным программам), востребованных и перспективных категорий специалистов, в том числе на базе ГИС ТЭК;

б) разработку и реализацию организациями ТЭК стратегий и программ в области управления персоналом на основе передовых организационных моделей, гибких инструментов управления эффективностью, обеспечивающих повышение эффективности инвестиций в человеческий капитал, удержание лучших кадров в отрасли, высокий уровень мотивации сотрудников;

в) разработку, внедрение и распространение инструментов обеспечения мобильности кадровых ресурсов.

203. Комплекс ключевых мер по решению задачи развития отраслевой системы профессиональных квалификаций и компетенций включает:

а) разработку и внедрение профессиональных стандартов;

б) тиражирование компетенций, критически важных для инновационного развития отраслей ТЭК, прежде всего на базе планируемых к созданию отраслевых центров компетенций по приоритетным направлениям технологического развития ТЭК;

в) распространение практики профессионально-общественной аккредитации образовательных программ в интересах кадрового обеспечения ТЭК;

г) развитие отраслевого сегмента рынка дополнительного профессионального образования;

д) распространение форм ранней профессиональной ориентации и дополнительного образования школьников в интересах отраслей ТЭК;

е) поддержку отраслевых молодежных объединений;

е) расширение сотрудничества организаций ТЭК с зарубежными партнерами в области обучения и развития персонала.

204. Общей предпосылкой и условием развития кадрового потенциала и социальной защиты является развитие социального партнерства в отраслях ТЭК, для чего необходимы:

а) мониторинг отраслевого рынка труда;

б) обеспечение конкурентоспособного уровня заработной платы и социального пакета, расширение социального партнерства между работодателем и работниками, внедрение в компаниях ТЭК международной практики корпоративной социальной ответственности;

в) обеспечение контроля за выполнением (соблюдением) норм, установленных отраслевыми соглашениями в организациях ТЭК;

г) мониторинг практики взаимодействия работодателей, работников и их полномочных представителей;

д) выявление и распространение лучших практик социального партнерства.

205. Показатели решения задач представлены в Таблице 16.

Таблица 16 – Показатели решения задач развития кадрового потенциала и социальной защиты

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
201 а	Коэффициент использования рабочего времени, %, не ниже	84	86	90
201 б	Охват численности работников основных видов деятельности в энергетике утвержденными профессиональными стандартами, %	50	75	100
	Отношение затрат на обучение персонала к фонду заработной платы (в год), %	0,4	0,7	1,0

3.4. Совершенствование государственного управления и развитие международных отношений в сфере энергетики

3.4.1. Совершенствование государственного и корпоративного управления в отраслях ТЭК

206. Задачами по совершенствованию государственного управления отраслями ТЭК являются:

- а) оптимизация и обеспечение предсказуемости налогообложения и тарифообразования в отраслях ТЭК;
- б) развитие конкуренции и рыночных отношений в сфере энергетики;
- в) повышение инвестиционной активности в отраслях ТЭК;
- г) обеспечение государственной, общественной и информационной безопасности в сфере энергетики;
- д) обеспечение промышленной безопасности на объектах ТЭК;
- е) обеспечение охраны труда в отраслях ТЭК.

207. Комплекс ключевых мер, обеспечивающих оптимизацию и обеспечение предсказуемости налогообложения и тарифообразования в отраслях ТЭК, включает:

- а) законодательное закрепление принципа долгосрочного (не менее 5 лет) не увеличения уровня фискальной нагрузки, включающей налоговые и неналоговые платежи, в отраслях ТЭК, предусматривающей введение новых платежей только взамен действующих с сохранением или снижением общего уровня фискальной нагрузки;
- б) законодательное закрепление основ государственного регулирования цен (тарифов), предусматривающее долгосрочное (не менее 5 лет) тарифообразование;

в) законодательное закрепление возможности регулирования на основе соглашений об условиях осуществления регулируемой деятельности с закреплением в таком соглашении долгосрочной цен (тарифа) на срок не менее 5 лет;

г) внедрение метода эталонных расходов (бенчмаркинга) в сфере регулирования тарифов на услуги энергетической инфраструктуры;

д) повышение прозрачности и публичности процессов тарифообразования в сфере энергетики.

208. Комплекс ключевых мер, обеспечивающих развитие конкуренции и рыночных отношений в сфере энергетики, включает:

а) создание, продвижение и совершенствование биржевых механизмов реализации продукции нефтяной, газовой, нефтегазохимической и угольной отраслей ТЭК, а также торговли производными инструментами на указанную продукцию;

б) планомерный переход к рыночным механизмам ценообразования в сфере энергетики с учетом социальной ответственности организаций ТЭК.

209. Комплекс ключевых мер, обеспечивающих повышение инвестиционной активности в отраслях ТЭК, наряду с мерами обеспечивающими оптимизацию и обеспечение предсказуемости налогообложения и тарифообразования в отраслях ТЭК, включает:

а) законодательное закрепление принципов защиты и поощрения инвестиционной деятельности в Российской Федерации;

б) разработка и реализация целевых моделей упрощения ведения бизнеса и повышения инвестиционной привлекательности;

в) реализация механизма «регуляторной гильотины»;

г) повышение уровня платежной дисциплины потребителей энергоресурсов.

210. Комплекс ключевых мер, обеспечивающих соблюдение требований государственной, общественной и информационной безопасности в сфере энергетики, включает:

а) профилактику и пресечение преступных и противоправных действий в сфере энергетики, в том числе нецелевого использования и хищения бюджетных средств, неплатежей, борьбу с коррупцией, теневой экономикой, производством и продажей контрафактной продукции;

б) пресечение деятельности, осуществляемой специальными службами и организациями иностранных государств, террористическими и экстремистскими организациями, направленной на нанесение ущерба инфраструктуре и объектам ТЭК;

в) осуществление федерального государственного контроля (надзора) за обеспечением безопасности объектов ТЭК, защита объектов ТЭК (в том числе объектов критической информационной инфраструктуры) от совершения актов незаконного вмешательства;

г) планомерный переход на использование отечественных автоматизированных систем управления технологическими процессами и программного обеспечения на особо важных объектах ТЭК и объектах критической информационной инфраструктуры ТЭК.

211. Комплекс ключевых мер, обеспечивающих соблюдение требований промышленной безопасности на объектах ТЭК, включает:

а) разработка и внедрение новой модели государственного регулирования в области промышленной безопасности с учетом степени риска возникновения аварий и масштаба их возможных последствий;

б) повышение эффективности федерального государственного надзора в области промышленной безопасности в части, касающейся инфраструктуры и объектов ТЭК,

в) сокращение количества бесхозных объектов ТЭК;

г) совершенствование правовых механизмов привлечения к ответственности за нарушение требований промышленной безопасности.

212. Комплекс ключевых мер, обеспечивающих охрану труда в отраслях ТЭК, включает:

а) реформирование контрольно-надзорной деятельности в сфере труда;

б) совершенствование системы управления охраной труда и предупреждения производственного травматизма, в том числе на основе риск-ориентированного подхода;

в) обеспечение безопасных условий труда работников организаций ТЭК, в том числе путем внедрения роботизированных комплексов, исключающих присутствие персонала в потенциально опасных зонах;

г) сохранение отраслевой системы работы с технологическим персоналом в электроэнергетике, обеспечивающей соблюдение требований надежности и безопасности, а также требований по охране труда.

213. В целях координации мер государственного и корпоративного управления в отраслях ТЭК в условиях изменяющихся внешних и внутренних факторов осуществляется регулярный мониторинг реализации отраслевых документов стратегического планирования и развития отраслей ТЭК.

214. В целях своевременного реагирования на вызовы и угрозы энергетической безопасности создается система управления рисками в области энергетической безопасности, основными задачами которой являются:

а) мониторинг, оценка и прогнозирование, в том числе в долгосрочной перспективе, состояния энергетической безопасности;

б) определение ресурсов, необходимых и достаточных для предотвращения угроз энергетической безопасности, снижения вероятности их реализации, а также для минимизации последствий их реализации;

в) определение задач субъектов энергетической безопасности и планирование мер по ее обеспечению;

г) контроль за реализацией мер по обеспечению энергетической безопасности и оценка их эффективности.

215. Показатели решения задач представлены в Таблице 17.

Таблица 17 – Показатели решения задач совершенствования государственного и корпоративного управления в отраслях ТЭК

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
206 а	Коэффициент фискальной нагрузки по видам деятельности в отраслях ТЭК к уровню базового года, ед., не выше	1	1	1
206 в	Темп роста инвестиций в основной капитал в ТЭК, %	100	135 – 140	180 – 200
206 г	Доля организаций ТЭК, полностью отвечающих требованиям безопасности, не ниже	*	*	*
206 д	Ежегодное снижение количества аварий на объектах ТЭК, % к базовому уровню	-	5	5
206 е	Ежегодное снижение численности пострадавших при несчастных случаях на производстве на 1000 работающих в отраслях ТЭК, % к базовому уровню	-	5	5

* сведения носят конфиденциальный характер

3.4.2. Развитие международных отношений в сфере энергетики

216. Российская внешняя энергетическая политика направлена на сохранение и укрепление позиций страны как одного из лидеров мирового энергетического рынка, снижение рисков и повышение эффективности внешнеэкономической деятельности российских организаций ТЭК.

217. В ситуации существующих и возможных внешних вызовов необходимо решение следующих стратегических задач в сфере международных отношений:

а) повышение эффективности участия в глобальной энергетической повестке;

б) развитие системы поддержки экспорта продукции и услуг российских организаций ТЭК и энергомашиностроения.

218. В комплекс ключевых мер, обеспечивающих повышение эффективности участия России в глобальной энергетической повестке, входят:

а) расширение российского участия в международной деятельности по обеспечению устойчивого развития глобальной энергетики, включая одобренную ООН цель по обеспечению

всеобщего доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех;

б) формирование на принципах добросовестной конкуренции общих рынков энергоресурсов ЕАЭС (нефти и нефтепродуктов, газа и электрической энергии), обеспечивающих свободное движение товаров, услуг, технологий и инвестиций в сфере энергетики и включающих согласованную политику в области недропользования;

в) укрепление сотрудничества в области энергетики с членами ОПЕК / не-ОПЕК, Форума стран-экспортеров газа и других эффективных форматов международного многостороннего взаимодействия;

г) активное участие в международных переговорах по энергетическим вопросам, в том числе в рамках обсуждения климатической политики, укрепление договорно-правовой базы энергетического сотрудничества, закрепление принципа баланса интересов экспортеров, импортеров и транзитеров энергоресурсов в практике международного взаимодействия в сфере энергетики, а также в деятельности международных организаций;

д) продвижение благоприятного имиджа российской энергетики;

е) расширение российского участия в работе профильных международных организаций и структур, включая их секретариаты, а также в специализированных подгруппах по энергетическому сотрудничеству (с ростом их количества) в составе двусторонних межправительственных комиссий.

219. В комплекс ключевых мер, обеспечивающих развитие системы поддержки экспорта продукции и услуг российских организаций ТЭК и энергомашиностроения, входят:

а) стимулирование продуктовой и географической диверсификации экспортных поставок продукции и услуг организаций ТЭК и энергомашиностроения;

б) содействие российским организациям ТЭК в приобретении ими активов в сегментах добычи, переработки и сбыта энергоносителей за рубежом, защите российских инвестиций;

в) поддержка российских организаций ТЭК и энергомашиностроения в рамках реализации международных проектов в энергетической сфере;

г) создание института энергетических атташе;

д) совершенствование национального механизма мониторинга изменения конъюнктуры внешних энергетических рынков.

220. Показатели решения задач представлены в Таблице 18.

Таблица 18 – Показатели решения задач развития международных отношений в сфере энергетики

Задача, пункт	Показатель	Значения показателя, год		
		2018 (факт)	2024	2035
217 а	Место России в рейтинге Мирового энергетического совета, сформированном на основе индекса Трилеммы	42	30 – 37	20 – 30
217 б	Доля стран Азиатско-Тихоокеанского региона в общем объеме экспорта российских энергоресурсов, не менее, %	27	40	50

IV. Механизм, этапы и основные результаты реализации Стратегии

221. Основные положения Стратегии детализируются в стратегиях и генеральных схемах развития отраслей ТЭК (нефтяной, газовой, угольной промышленности и электроэнергетики), служат основой для формирования государственных программ Российской Федерации с необходимым ресурсным обеспечением, в том числе определенным в соответствии с бюджетным прогнозом Российской Федерации на долгосрочный период.

222. Стратегия реализуется федеральными органами исполнительной власти, органами власти субъектов Российской Федерации, подведомственными им федеральными государственными бюджетными учреждениями, коммерческими, некоммерческими и иными заинтересованными организациями в сфере энергетики и смежных секторах экономики посредством принятия правовых, политических, организационных, информационных, производственных и иных мер в рамках компетенции.

223. В целях повышения эффективности управления развитием энергетики процесс реализации Стратегии разделен на два этапа: первый этап – до 2024 года, второй этап – с 2025 по 2035 год.

224. Для обеспечения реализации первого этапа Стратегии разрабатывается план мероприятий («дорожная карта»), включающий в себя перечень конкретных мероприятий, ответственных исполнителей, сроки и ожидаемые результаты.

225. Реализация Стратегии на первом этапе будет осуществляться в рамках действующих государственных программ, включая государственную программу Российской Федерации «Развитие энергетики», Комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года, национальных программ и проектов, федеральных и ведомственных проектов, комплексных планов развития отдельных территорий, комплексных научно-технических программ и проектов полного инновационного цикла, крупных инвестиционных проектов организаций ТЭК.

226. Основным содержанием первого этапа развития будет обеспечение достижения целей, поставленных в Указе Президента Российской Федерации «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года», прежде всего – диверсификация продуктовой и региональной структуры производства и потребления ТЭР в целях повышения устойчивости внутреннего энергоснабжения и экспортных поставок.

227. На втором этапе основным содержанием преобразований станет переход к энергетике нового поколения с опорой на новые технологии, высокоэффективное использование традиционных энергоресурсов и новых углеводородных и других источников энергии. В нижнем

сценарии наращивание производства энергоресурсов с 2030 года практически прекратится, и развитие ТЭК пойдет в основном по пути качественного совершенствования и повышения эффективности как экспортных поставок, так и внутреннего потребления энергоресурсов. В верхнем сценарии ускоренное развитие получают инновационные энергетические проекты на полуострове Ямал, региональные энергетические системы и энергоемкие производства в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, что существенно увеличит прямой и косвенный (через энергоемкую продукцию) российский энергетический экспорт. Приоритеты сместятся от добычи и магистрального транспорта топлива к его глубокой переработке с использованием наукоемких технологий в целях полного обеспечения внутреннего спроса и выхода на мировые рынки с продукцией высоких уровней переделов. Рост переработки ресурсов вызовет дополнительный спрос на продукцию и услуги таких секторов как строительство, транспорт, промышленная и социальная инфраструктура.

228. В электроэнергетике и теплоснабжении на первом этапе продолжится совершенствование существующей модели отношений и ценообразования на электрическую и тепловую энергию в целях обеспечения баланса интересов потребителей и производителей энергии, прежде всего – сокращение перекрестного субсидирования цен (тарифов) между группами потребителей. Будет происходить сокращение накопленных избытков мощности, масштабная модернизация действующих генерирующих мощностей и вывод из эксплуатации устаревшего неэффективного генерирующего оборудования. В дальнейшем продолжится обновление генерирующих мощностей на основе перспективных инновационных технологий и оптимизация их (мощностей) структуры по типам электростанций в соответствии с динамикой спроса на электрическую энергию и мощность.

229. В результате реализации Стратегии будет обеспечено устойчивое, надежное и эффективное удовлетворение внутреннего спроса на продукцию организаций ТЭК и услуги в сфере энергетики. При этом отрасли ТЭК внесут существенный вклад в снижение энергоемкости экономики, в том числе за счет уменьшения удельных расходов топлива на выработку электрической энергии и расходов энергии на собственные нужды отраслей ТЭК, особенно в электроэнергетике и газовой отрасли.

230. Россия сохранит позиции в тройке мировых лидеров по производству и торговле в сфере энергетики при существенном повышении гибкости экспортной политики за счет географической и продуктовой диверсификации экспорта, включая экспорт российских технологий, оборудования, материалов и услуг в сфере энергетики.

Заключение

231. Функции и полномочия координатора работ по реализации и мониторингу реализации Стратегии возлагаются на Министерство энергетики Российской Федерации.

232. Мониторинг реализации Стратегии осуществляется ежегодно на основе сбора и оценки данных о фактических значениях индикаторов реализации Стратегии и других связанных с ними показателей развития отраслей ТЭК, осуществленных и запланированных основных мероприятиях государственной энергетической политики, с определением рисков и возможностей их устранения или снижения.

233. Доклад о ходе реализации Стратегии представляется в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти в соответствии с Правилами разработки, корректировки, осуществления мониторинга и контроля реализации отраслевых документов стратегического планирования Российской Федерации по вопросам, находящимся в ведении Правительства Российской Федерации.

Показатели реализации Стратегии

Показатель	Значения показателя, год		
	2018 (факт)	2024	2035
Нефтяная отрасль			
Добыча нефти и газового конденсата, млн т	555,9	555 – 560	490 – 555
Обеспечение потребностей внутреннего рынка нефтепродуктами, произведенными на территории Российской Федерации, %	100	100	100
Выход светлых нефтепродуктов, не менее, %	62,2	65	70
Соотношение установленных процессов вторичной и первичной переработки нефти, не менее, ед.	0,97	1,0	1,2
Отношение объема добычи нефти и газового конденсата в Западной Сибири к базовому уровню добычи в этом регионе	1	0,99	0,9 – 0,95
Отношение объема добычи нефти и газового конденсата в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и в Арктической зоне Российской Федерации к базовому уровню добычи в указанных регионах	1	1,075	1,1 – 1,15
Газовая отрасль			
Доля газа, реализуемого по нерегулируемым ценам, в общем объеме поставок, %	33	35	40
Производство СПГ, млн т	18,9	46 – 65	70 – 82
Место в тройке мировых лидеров по экспорту газа	1	1 – 2	1 – 2
Объем потребления метана на транспорте, млрд м ³	0,68	2,7	10 - 13
Отношение объема добычи газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке к базовому уровню добычи в указанных регионах	1	2,6	4,2
Пропускная способность экспортных газопроводов, млрд куб. м, в том числе на западном направлении в страны АТР	240 в т.ч. 240 -	363 325 38	405 325 80
Уровень газификации субъектов Российской Федерации, %	68,6	74,7	82,9
Нефтегазохимия			
Доля импорта в общем объеме потребления крупнотоннажных полимеров на внутреннем рынке, %	23	20	15
Доля сырья (СУГ, этан, нефтя) направляемого на нефтегазохимию, %	23,1	30,0	35,0

Показатель	Значения показателя, год		
	2018 (факт)	2024	2035
Угольная отрасль			
Объем поставок российского угля на внутренний рынок, млн т	181	174 – 192	170 – 196
Доля на мировом рынке угля	14	18 – 20	23 – 25
Доля Дальневосточного федерального округа в объемах добычи угля по отрасли (на конец этапа), %	17	20	21
Доля Восточной Сибири в объемах добычи угля по отрасли (на конец этапа), %	18	23	27
Электроэнергетика			
Индекс средней продолжительности отключений по системе (SAIDI), час	8,7	3,53	2,23
Индекс средней частоты отключений по системе (SAIFI), ед.	2,3	1,17	0,85
Снижение экономически обоснованных затрат на производство 1 кВт-ч электрической энергии на территориях децентрализованного электроснабжения, % к базовому уровню	-	6	17
Уровень потерь электрической энергии в электрических сетях, не более, %	10,6	9,8	7,3
Снижение удельного расхода воды на мощность МВт (при аналогичных условиях водности), % к уровню базового года (3,42 м ³ /(с*МВт)*)	-	1	2
Снижение экономически обоснованных затрат на производство 1 кВт-ч электрической энергии на территориях децентрализованного электроснабжения, % к уровню базового года	-	6	17
Атомная энергетика			
Доля АЭС поколения «3+» в установленной мощности атомной генерации в Российской Федерации, %	13	26	40
Установленная мощность реакторов на быстрых нейтронах, обеспечивающих замыкание ядерного топливного цикла, ГВт	1,48	1,48	1,78
Водородная энергетика			
Экспорт водорода, млн т	-	0,2	2,0
Теплоснабжение			
Количество регионов, внедривших модель «альтернативной котельной»	1	35	65
Ежегодное снижение количества аварийных ситуаций при теплоснабжении на источниках тепловой энергии и тепловых сетях в ценовой зоне теплоснабжения, % к базовому уровню	-	5	5
Доля выработки электрической энергии ТЭЦ по теплофикационному циклу, %	30,4	33,0	40,0

Показатель	Значения показателя, год		
	2018 (факт)	2024	2035
Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в отраслях ТЭК			
Коэффициент полезного использования ПНГ, %	85,1	90,0	95,0
Снижение удельного расхода ТЭР на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа, % к базовому уровню	-	12	17
Удельный расход топлива на отпуск электрической энергии, г у.т./кВт-ч	309,8	285,4	255,6
Снижение удельного потребления электрической энергии на транспортировку нефти/нефтепродуктов в сопоставимых условиях, % к базовому уровню	-	1,2	3,3
Охрана окружающей среды и противодействие изменениям климата			
Отношение доли улавливания и обезвреживания загрязняющих атмосферу веществ, отходящих от стационарных источников в отраслях ТЭК, к базовому уровню	1,0	1,1	1,4
Отношение доли загрязненных сточных вод в общем объеме сброса в поверхностные водные объекты в отраслях ТЭК к базовому уровню	1,0	0,9	0,75
Доля площади рекультивированных земель к общей площади оработанных нарушенных земель, подлежащих рекультивации в отраслях ТЭК за последние пять лет, %	61,5	67	90
Доля утилизированных и обезвреженных отходов в общем объеме образованных отходов в отраслях ТЭК, % - в т.ч. продуктов сжигания твердого топлива (золошлаков)	52,6 8,4	65 15	85 50
Соотношение общего объема выбросов парниковых газов в текущем году с объемом указанных выбросов в 1990 году, не более, %	50,7 (2017 г.)	75	75
Недропользование			
Коэффициент воспроизводства запасов нефти	1,04	1,0	1,0
Проектный коэффициент извлечения нефти (без учета ТРИЗ), %	38,3	38,5	38,7
Научно-техническая и инновационная деятельность			
Доля созданного или локализованного на территории России передового технологического оборудования для отраслей ТЭК, в общем количестве технологического оборудования, указанного в перечне (приложение В), % по каждой отрасли	-	50 – 60	70 – 80
Доля ключевых организаций ТЭК,	6,5	50	75

Показатель	Значения показателя, год		
	2018 (факт)	2024	2035
осуществлявших технологические, организационные, маркетинговые инновации в отчетном году, в общем числе обследованных организаций, %			
Доля организаций ТЭК, использующих передовые производственные технологии, в общем числе организаций, использующих передовые производственные технологии по видам экономической деятельности, %	13	14	20
Кадровый потенциал и социальная защита			
Коэффициент использования рабочего времени, %	84	86	90
Охват численности работников основных видов деятельности в энергетике утвержденными профессиональными стандартами, %	50	75	100
Отношение затрат на обучение персонала к фонду заработной платы (в год), %	0,4	0,7	1,0
Совершенствование государственного и корпоративного управления в отраслях ТЭК			
Коэффициент фискальной нагрузки по видам деятельности в отраслях ТЭК	1	1	1
Темп роста инвестиций в основной капитал в ТЭК, %	100	135 – 140	180 – 200
Доля организаций ТЭК, полностью отвечающих требованиям безопасности, не ниже	*	*	*
Ежегодное снижение количества аварий на объектах ТЭК, % к базовому уровню	-	5	5
Ежегодное снижение численности пострадавших при несчастных случаях на производстве на 1000 работающих в отраслях ТЭК, % к базовому уровню	-	5	5
Международные отношения в сфере энергетики			
Повышение позиции России в рейтинге Мирового энергетического совета, сформированном на основе индекса Трилеммы	42	30 - 37	20 - 30
Доля стран АТР в общем объеме экспорта российских энергоресурсов	27	40	50

* сведения носят конфиденциальный характер

Прогнозный топливно-энергетический баланс

Показатель	Единица измерения	2018 г. отчет	Прогноз				2035 г. к уровню 2018 г., %	
			2024 г.		2035 г.		нижний	верхний
			нижний	верхний	нижний	верхний		
РЕСУРСЫ - всего	млн т у.т.	2 085,7	2 172,5	2 266,2	2 205,3	2 526,4	105,7%	121,1%
Добыча и производство	млн т у.т.	2 054,1	2 154,2	2 248,5	2 185,3	2 506,1	106,4%	122,0%
уголь - добыча	млн т	439,3	448,0	530,0	485,0	668,0	110,4%	152,1%
ресурсы	"-	382,3	394,2	466,4	426,8	588,0	111,6%	153,8%
	млн т у.т.	268,7	294,1	347,9	341,4	470,4	127,0%	175,0%
нефть - добыча	млн т	555,7	556,0	560,0	490,0	555,0	88,2%	99,9%
ресурсы	"-	552,4	552,7	556,6	487,1	551,7	88,2%	99,9%
	млн т у.т.	789,9	790,3	796,0	696,5	788,9	88,2%	99,9%
газ - добыча	млрд м3	727,6	795,1	820,6	849,9	924,4	116,8%	127,0%
ресурсы	"-	727,6	795,1	820,6	849,9	924,4	116,8%	127,0%
	млн т у.т.	836,7	914,4	943,7	977,4	1 063,1	116,8%	127,0%
первичная электроэнергия	млрд кВт.ч	399,4	389,5	405,2	434,5	475,4	108,8%	119,0%
	млн т у.т.	131,8	128,5	133,8	143,2	156,8	108,8%	119,0%
прочие виды природного топлива	млн т у.т.	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	100,0%	100,0%
Импорт - всего	млн т у.т.	27,2	18,3	17,7	20,0	20,3	73,5%	74,6%
уголь	млн т	24,3	20,0	19,0	14,5	15,0	59,7%	61,7%
	млн т у.т.	13,9	11,4	10,8	8,3	8,6	59,7%	61,7%
нефть	млн т	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	140,0%	140,0%
	млн т у.т.	0,7	1,0	1,0	1,0	1,0	140,0%	140,0%
газ	млрд м3	9,4	4,8	4,8	9,0	9,0	95,7%	95,7%
	млн т у.т.	10,8	5,5	5,5	10,4	10,4	95,7%	95,7%
автобензин	млн т	0,02						
	млн т у.т.	0,02						
топливо дизельное	млн т	0,1						
	млн т у.т.	0,1						
мазут топочный	млн т							
	млн т у.т.							
электроэнергия	млрд кВт.ч	5,0	1,1	1,1	1,1	1,1	22,2%	22,2%
	млн т у.т.	1,7	0,4	0,4	0,4	0,4	22,2%	22,2%
Прочие поступления	млн т у.т.	4,4					0,0%	0,0%

Показатель	Единица измерения	2018 г. отчет	Прогноз				2035 г. к уровню 2018 г., %	
			2024 г.		2035 г.		нижний	верхний
			нижний	верхний	нижний	верхний		
РАСПРЕДЕЛЕНИЕ - всего	млн т у.т.	2 085,7	2 172,5	2 266,2	2 205,3	2 526,4	105,7%	121,1%
Потребление в России - всего	млн т у.т.	1 073,3	1 071,1	1 103,3	1 049,9	1 134,0	97,8%	105,7%
уголь	млн т	205,3	195,2	213,4	184,0	211,0	89,6%	102,8%
	млн т у.т.	131,5	130,3	141,2	131,0	145,8	99,6%	110,8%
газ	млрд м3	494,2	496,2	509,9	505,3	520,1	102,2%	105,2%
	млн т у.т.	557,2	570,6	586,4	581,1	598,1	104,3%	107,3%
автобензин	млн т	35,2	36,7	37,1	36,7	37,1	104,4%	105,5%
	млн т у.т.	52,4	54,7	55,2	54,7	55,3	104,4%	105,5%
топливо дизельное	млн т	38,3	41,3	42,4	44,5	46,3	116,2%	120,9%
	млн т у.т.	55,5	59,8	61,4	64,5	67,1	116,2%	120,9%
мазут топочный	млн т	18,5	9,0	9,0	7,5	8,0	40,7%	43,4%
	млн т у.т.	25,2	12,3	12,3	10,3	11,0	40,7%	43,4%
нефть и другие нефтепродукты	млн т	57,3	54,1	52,7	21,6	43,0	37,7%	75,0%
	млн т у.т.	92,2	87,0	85,1	34,7	69,4	37,6%	75,3%
электроэнергия	млрд кВт.ч	383,8	375,4	391,1	425,7	465,6	110,9%	121,3%
	млн т у.т.	132,2	129,3	134,7	146,7	160,4	110,9%	121,3%
прочие виды природного топлива	млн т у.т.	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	100,0%	100,0%
Экспорт - всего	млн т у.т.	1 012,4	1 101,5	1 162,9	1 155,4	1 392,4	114,1%	137,5%
уголь и продукты	млн т	210,3	219,0	272,0	257,0	392,0	122,2%	186,4%
переработки угля	млн т у.т.	164,0	175,2	217,6	218,5	333,2	133,2%	203,1%
нефть	млн т	260,6	267,2	269,2	243,7	251,9	93,5%	96,7%
	млн т у.т.	372,6	382,1	385,0	348,5	360,2	93,5%	96,7%
газ сетевой	млрд м3	220,6	243,9	250,4	255,4	300,6	115,8%	136,3%
	млн т у.т.	253,7	280,5	288,0	293,7	345,7	115,8%	136,3%
СПГ	млрд м3	26,9	59,8	65,1	98,2	112,7	365,1%	419,0%
	млн т у.т.	30,9	68,8	74,9	112,9	129,6	365,1%	419,0%
автобензин	млн т	4,2	8,4	9,2	17,9	19,9	425,2%	472,7%
	млн т у.т.	6,3	12,6	13,7	26,7	29,7	425,2%	472,7%
топливо дизельное	млн т	39,1	40,8	42,9	59,8	70,7	153,1%	181,0%
	млн т у.т.	56,6	59,2	62,2	86,7	102,5	153,1%	181,0%
мазут топочный	млн т	30,7	25,5	25,0	11,5	15,3	37,5%	49,9%
	млн т у.т.	42,0	34,9	34,3	15,8	21,0	37,5%	49,9%
другие нефтепродукты	млн т	58,6	61,5	60,9	36,5	49,5	62,2%	84,5%
	млн т у.т.	79,1	83,0	82,1	49,2	66,8	62,2%	84,5%
электроэнергия	млрд кВт.ч	20,5	15,3	15,3	9,9	10,9	48,3%	53,1%
	млн т у.т.	7,1	5,3	5,3	3,4	3,8	48,3%	53,1%

**Перечень технологического оборудования, востребованного
организациями ТЭК, создание или локализация которого
необходимы на территории Российской Федерации**

1. В нефтегазовой отрасли:

1.1. Оборудование для анализа свойств породы - цифровой керн, включая пограничные эффекты и динамику фазовых превращений;

1.2. Оборудование и технологии для сейсмических исследований на шельфе и суше, включая методы автоматической обработки и интерпретации сейсмических данных в потоковом режиме и беспроводные системы сбора данных;

1.3. Геоинформационные системы;

1.4. Оборудование и технологии анализа породы и пластовой жидкости в режиме реального времени в скважинных условиях, включая разработку методов исследования скважин с глубиной зондирования несколько метров и исследования межскважинного пространства; разработку новых принципов телеметрии для передачи большого объёма данных в режиме реального времени со скважинной аппаратуры; технику и технологии геохимических исследований;

1.5. Оборудование и технологии воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи, включая технику и технологии гидроразрыва пласта (ГРП);

1.6. Оборудование и технологии «умного» месторождения, включая насосы и расходомеры многофазного потока;

1.7. Оборудование и технологии автоматизированного управления и мониторинга технологическими процессами и оборудованием;

1.8. Оборудование и технологии разработки трудноизвлекаемых запасов, включая технику и технологии повышения эффективности буровых работ, технику и технологии и наклонно-направленного бурения;

1.9. Оборудование и технологии внутрипластовой конверсии, включая технику и технологии преобразования керогена;

1.10. Оборудование и технологии для сжижения природного газа;

1.11. Оборудование и технологии переработки углеводородного сырья, включая производство российских присадок к нефти, топливам и маслам, российских катализаторов для нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств;

1.12. Оборудование и технологии проектирования и строительства крупнотоннажных модулей для объектов ТЭК;

1.13. Оборудование и технологии для разработки шельфовых проектов, включая оборудование подводных добычных комплексов;

1.14. Оборудование и технологии для эффективной разработки арктических месторождений, включая буровой комплекс ледового класса;

1.15. Оборудование и технологии мониторинга состояния оборудования и мониторинга режимов работы оборудования в режиме реального времени;

1.16. Высокотехнологичные материалы (композитные материалы) для обустройства месторождения;

1.17. Новые материалы с улучшенными свойствами для производства нефтегазового оборудования;

1.18. Оборудование для мониторинга состояния здоровья персонала;

2. В электроэнергетике:

2.1. Оборудование и технологии на сверхкритических и суперсверхкритических параметрах пара с улучшенными технико-экономическими и экологическими характеристиками;

2.2. Оборудование и технологии по увеличению КПД турбин за счет изменений параметров и применения новых рабочих тел, в том числе углекислого газа;

2.3. Оборудование и технологии для систем накопления электрической энергии, в том числе аккумуляторных батарей, топливных элементов и других;

2.4. Оборудование и технологии автоматизированного управления и мониторинга технологическими процессами и оборудованием, интеллектуальных электрических сетей, цифровых устройств передачи информации, систем интеграции в энергосистему, управления спросом и прогнозирования выработки ВИЭ;

2.5. Оборудование и технологии энергетических газовых турбин с установленной мощностью 65 МВт и более, комплектующие к ним;

2.6. Оборудование и технологии электротехнического оборудования с элегазовой изоляцией;

2.7. Оборудование и технологии ветроэнергетических установок мегаваттного класса;

2.8. Оборудование и технологии высоковольтных и генераторных выключателей;

2.9. Оборудование и технологии оптического электротехнического оборудования для измерения количества и качества электрической энергии;

2.10. Оборудование и технологии силового электротехнического оборудования на основе полупроводниковых компонентов (статические компенсаторы реактивной мощности, инверторы, преобразователи, выпрямители);

2.11. Оборудование и технологии высокоэффективных фотоэлектрических модулей;

2.12. Оборудование и технологии цифровых двойников, включая средства проведения комплексных цифровых испытаний оборудования и технологий и подтверждения параметров надежности;

2.13. Оборудование и технологии передачи электрической энергии с минимальными потерями по кабельно-воздушным линиям электропередачи постоянного и переменного тока;

2.14. Оборудование и технологии автономных энерго-генераторных установок на основе газообразного и водородного топлива, и других источников автономного энергообеспечения, предназначенных для постоянной генерации;

2.15. Оборудование и технологии низковольтной аппаратуры;

2.16. Оборудование и технологии комплектующих для трансформаторов 35 кВ и выше;

3. В угольной отрасли:

3.1. Оборудование и технологии мониторинга состояния оборудования и мониторинга режимов работы оборудования в режиме реального времени;

3.2. Оборудование и технологии мониторинга и контроля состояния горного массива;

3.3. Оборудование и технологии углехимии для получения продуктов с высокой добавленной стоимостью, включая жидкое топливо;

3.4. Оборудование и технологии для предотвращения самовозгорания угля в горных массивах и складах;

3.5. Оборудование и технологии добычи угля, включая мощную вскрышную технику, технику добычи и карьерного транспорта угля: гидравлические экскаваторы, проходческие комбайны, высокопроизводительные проходческие комплексы для проведения выработок с анкерным креплением, системы управления механизированными гидравлическими крепями для подземной добычи угля, технику и технологии автоматизированных комплексов и агрегатов, функционирующих без постоянного присутствия человека;

3.6. Оборудование и технологии углеобогащения;

3.7. Оборудование и технологии автоматизированных транспортных средств, включая гидротранспорт угля;

3.8. Очистные комбайны для отработки угольных пластов большой мощности;

3.9. Взрывозащищенные электродвигатели напряжением свыше 1140 В;

3.10. Интегрированные в проходческую и очистную технику системы по обеспечению пылеподавления и пылевзрывобезопасности.