



ЗАКОН РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Об утверждении Стратегии развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на период до 2030 года

Принят
Государственным Советом
Республики Татарстан
10 июня 2015 года

Статья 1

Утвердить Стратегию развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на период до 2030 года согласно приложению к настоящему Закону.

Статья 2

Настоящий Закон вступает в силу со дня его официального опубликования.

Временно исполняющий обязанности
Президента Республики Татарстан



Р.Н. Минниханов

Казань, Кремль
17 июня 2015 года
№ 41-ЗРТ

Приложение
к Закону Республики Татарстан «Об
утверждении Стратегии развития
топливно-энергетического комплек-
са Республики Татарстан на период
до 2030 года»

Стратегия развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на период до 2030 года

I. Общие положения

Настоящая Стратегия развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на период до 2030 года (далее – Стратегия) определяет цели и задачи долгосрочного развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на период до 2030 года как основы обеспечения роста валового регионального продукта и благосостояния населения при максимально эффективном использовании топливно-энергетических ресурсов.

При разработке Стратегии учитывались нижеизложенные факторы.

Существенная трансформация на мировых рынках, связанная с появлением на рынке сланцевого газа и переориентацией ряда крупных стран-импортеров энергоресурсов на энергетическое самообеспечение, отсутствие в Российской Федерации положительной динамики по повышению коэффициента извлечения нефти (далее – КИН) и глубины переработки нефти, замедление темпов экономического роста в Российской Федерации привели к необходимости актуализации программных отраслевых документов, принятых ранее Правительством Российской Федерации.

В частности, Правительством Российской Федерации пересматривается принятая в 2009 году Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2030 года. В дальнейшем после принятия в III – IV кварталах 2015 года Энергетической стратегии России на период до 2035 года будут актуализироваться генеральные схемы и программы развития отраслей топливно-энергетического комплекса – нефтяной, газовой, угольной и электроэнергетики. Экспертами Института энергетических исследований Российской академии наук и Аналитического центра при Правительстве Российской Федерации проанализированы ключевые тенденции развития мировой энергетики и возможные риски для российского топливно-энергетического комплекса и экономики страны в целом в долгосрочной перспективе.

Отмечается:

сохранение структуры мирового потребления топлива, доминирующего положения углеводородного сырья (53,6 процента в 2010 году и 51,4 процента в 2040 году);

рост доли природного газа с 21 процента в 2010 году до 25 процентов в 2040 году в топливной корзине, прежде всего, за счет роста на 60 процентов (до 5,3 трлн. куб. метров в год) объема мирового потребления. Доля сланцевого газа составит около 11 процентов в общем объеме газодобычи. Высокая динамика развития рынка сжиженного природного газа, в особенности в странах Северо-Восточной Азии;

высокие темпы роста доли энергии, производимой на основе возобновляемых источников, – 3,7 процента в 2010 году и 12,5 процента к 2040 году, сохранение на уровне 6 процентов доли атомной энергетики, сокращение с 28 до 25 процентов доли угля;

усиление тенденций регионализации рынков нефти и газа, рост экономик и доли развивающихся стран в мировом энергопотреблении.

Российская Федерация входит в число ведущих мировых стран – производителей нефтепродуктов. В 2014 году переработку нефти и газового конденсата на территории страны и промышленное производство товарных нефтепродуктов осуществляли 68 специализированных нефтеперерабатывающих предприятий с суммарной мощностью по первичной переработке нефтяного сырья 299 млн. тонн в год. По данному показателю согласно статистическому обзору мировой энергетики 2014 года, подготовленному «Бритиш Петролеум», Российская Федерация находится на третьем месте в мире после США и Китая.

Вместе с тем нефтеперерабатывающая отрасль Российской Федерации характеризуется значительным износом основных производственных фондов, а также низкой глубиной переработки нефти (72,4 процента по итогам 2014 года), несмотря на продолжающуюся модернизацию нефтеперерабатывающих производств в стране. Кроме того, сохраняются неэффективная территориальная структура, низкий уровень технологической сложности действующих перерабатывающих мощностей. В частности, по коэффициенту сложности Нельсона (NCI) нефтеперерабатывающие производства Российской Федерации отстают от ведущих мировых производителей нефтепродуктов. Индекс NCI для нефтеперерабатывающих заводов (далее – НПЗ) США достигает 9,6, Европы – 6,5, тогда как у российских НПЗ данный показатель составляет в среднем не более 5,1.

Стратегия Российской Федерации, направленная на углубление переработки углеводородного сырья, модернизацию отечественной промышленности, требует от нефтепереработчиков и нефтехимиков эффективных действий для удовлетворения потребностей внутреннего рынка в высококачественных и обладающих высокой добавленной стоимостью нефтепродуктах как альтернативы экспорту нефти. Поэтому в 2011 году крупнейшими нефтяными компаниями страны, Федеральной антимонопольной службой, Ростехнадзором и Росстандартом были подписаны четырехсторонние соглашения по технологическому перевооружению и модернизации нефтеперерабатывающих производств.

К числу важнейших задач по модернизации предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности Российской Федерации относятся:

переход от торговли сырой нефтью к торговле нефтепродуктами и продуктами нефтехимии;

производство нефтепродуктов, соответствующих действующим требованиям экологических стандартов;

модернизация действующих предприятий, строительство новых производств в целях увеличения глубины и комплексности переработки углеводородного сырья;

развитие отечественных технологий переработки газового и нефтяного сырья.

Настоящая Стратегия учитывает основные положения Программы развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на 2006 – 2020 годы и в то же время актуализирует целевые показатели развития отраслей топливно-энергетического комплекса республики на основе достигнутых результатов и отраслевых трендов. Так, например, внедрение предприятиями нефтяной промышленности Республики Татарстан новых технологий в процессах добычи нефти, в том числе высоковязкой, и геологоразведки обеспечило уже в период с 2006 по 2013 год добычу нефти в объеме 259,7 млн. тонн и прирост запасов углеводородного сырья в объеме 304,4 млн. тонн (при плановых объемах 246,7 и 259 млн. тонн соответственно).

Таким образом, бурное развитие в мире добычи трудноизвлекаемых запасов нефти и нетрадиционных источников углеводородов, истощение в Республике Татарстан запасов «легкой» нефти, разработка и внедрение новых технологий в нефтепереработке, продолжение реформирования российской энергетической системы привели к необходимости разработки настоящей Стратегии.

II. Цели, задачи и механизмы государственной энергетической политики Республики Татарстан

Целью настоящей Стратегии является обеспечение устойчивого развития минерально-сырьевой базы топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан и максимально эффективного использования топливно-энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для обеспечения роста валового регионального продукта и повышения качества жизни населения республики.

Для достижения указанной цели и удовлетворения внутреннего и внешнего спроса на энергоресурсы требуется решение следующих основных задач:

повышение эффективности геологоразведочных работ, обеспечение рационального недропользования на основе внедрения инновационных технологий полного, энерго- и ресурсосберегающего извлечения углеводородного сырья из недр и его комплексной, глубокой переработки;

развитие рынка сервисных и инжиниринговых услуг, предоставляемых отечественными компаниями в сфере недропользования;

модернизация существующей и создание новой отраслевой энергетической инфраструктуры промышленной и социальной сферы Республики Татарстан;

дальнейшее совершенствование отраслевого налогового законодательства как инструмента, стимулирующего деятельность хозяйствующих субъектов в инвестиционной, инновационной, энергосберегающей и экологической сферах.

Кроме того, для максимально эффективного использования топливно-энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора необходимо обеспечить:

нормативную надежность работы производственной структуры энергетического сектора за счет достаточных резервов производственной мощности, пропускной способности энергетических коммуникаций и создания рациональных резервов топлива;

уменьшение энергоемкости и электроемкости валового регионального продукта за счет совершенствования структуры и технологического обновления отраслей экономики.

Поставленные задачи будут решаться с использованием следующих мер и механизмов государственной энергетической политики в пределах полномочий Республики Татарстан:

применение института государственного представительства в органах управления предприятий топливно-энергетического комплекса для обеспечения достижения целевых показателей, установленных в настоящей Стратегии;

совершенствование мер законодательного регулирования в вопросе предоставления земельных участков для целей недропользования;

применение налогового стимулирования при реализации предприятиями топливно-энергетического комплекса приоритетных инвестиционных и инновационных проектов;

ликвидация сетевых ограничений для конкуренции на рынке электроэнергии (мощности);

содействие переводу оборудования на существующих котельных на газотурбинное оборудование, обеспечивающее комбинированное производство электрической и тепловой энергии;

внедрение системы экономической мотивации энергосбережения через разработку нормативов и целевых показателей энергоэффективности;

стимулирование использования газомоторного топлива вместо традиционных нефтяных видов для автомобильного транспорта через расширение существующей сети автомобильных газонаполнительных компрессорных станций;

инициирование принятия нормативных правовых актов, направленных на развитие и модернизацию предприятий топливно-энергетического комплекса;

стимулирование к применению на производстве экологических стандартов в целях уменьшения негативного влияния добычи, производства, транспортировки и потребления энергоресурсов на окружающую среду, климат и здоровье людей;

обеспечение глубокой модернизации отраслей топливно-энергетического комплекса и энергетической инфраструктуры, в том числе за счет расширения использования механизма государственно-частного партнерства;

содействие предприятиям топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан во включении их в федеральные целевые и государственные программы.

III. Развитие нефтегазового комплекса Республики Татарстан

3.1. Общая характеристика нефтегазового комплекса Республики Татарстан

Топливо-энергетический комплекс Республики Татарстан включает в себя нефтедобычу и нефтепереработку, энергетику и систему газоснабжения. Входящие в состав топливо-энергетического комплекса республики отрасли взаимосвязаны в рамках цепочки потребляемого сырья и энергоресурсов.

Топливо-энергетический комплекс республики является основой ее экономики. По итогам 2014 года предприятиями комплекса выпущено 50 процентов объема промышленного производства, обеспечено 75 процентов прибыли региона. Доля топливо-энергетического комплекса в валовой добавленной стоимости составила 47,5 процента.

Основой нефтегазового комплекса является нефтедобыча. Нефть добывается на территории 22 муниципальных районов Республики Татарстан. Разрабатываемые месторождения сосредоточены на Южно-Татарском своде, юго-восточном склоне Северо-Татарского свода и восточном борту Мелекесской впадины (рис. 1).

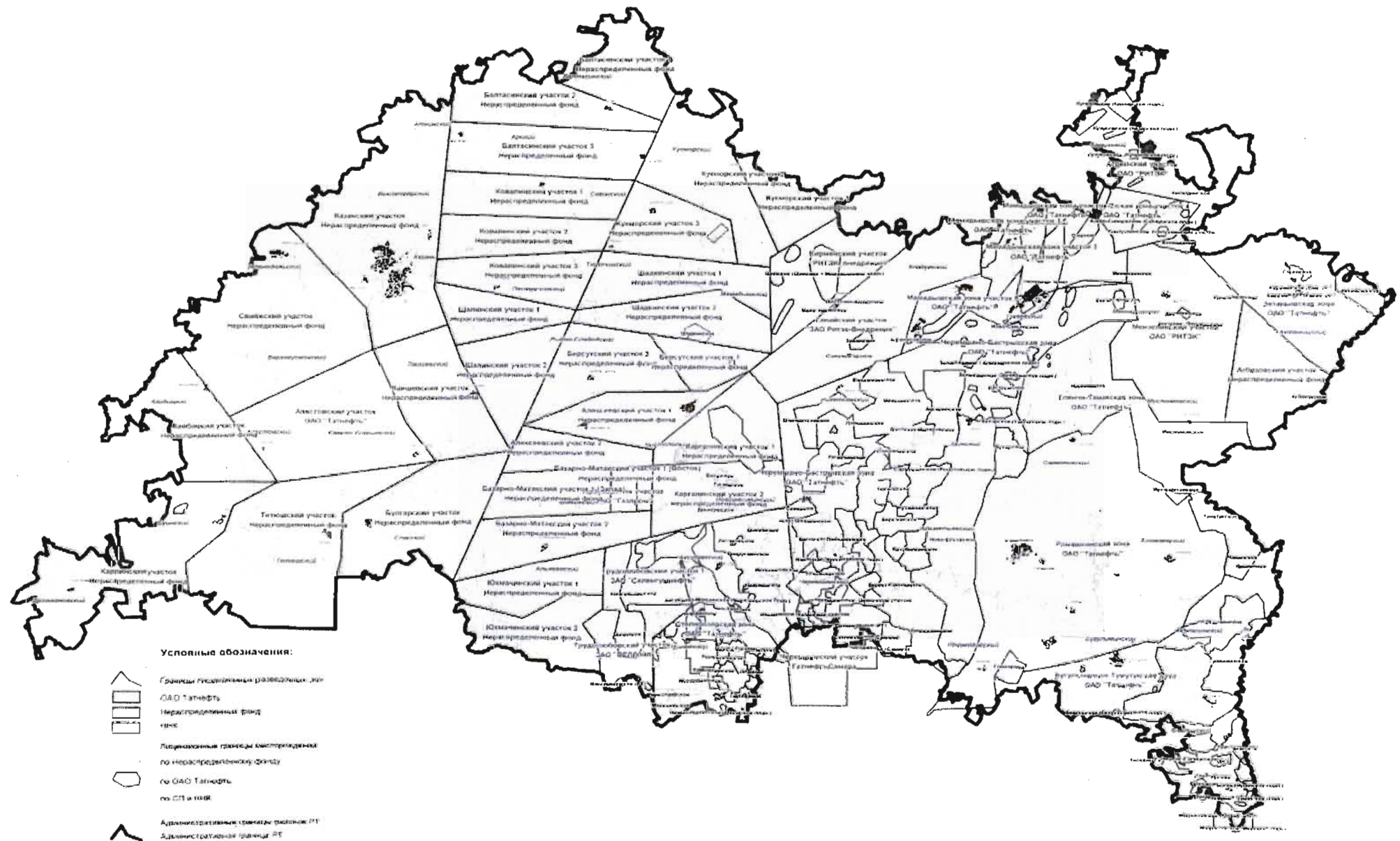


Рис. 1. Схема расположения лицензионных площадей на геологическое изучение, разведку и добычу нефти и недропользовательного фонда недр Республики Татарстан

За период 2006 – 2014 годов при суммарном объеме нефтедобычи в Республике Татарстан 292,8 млн. тонн прирост запасов промышленных категорий составил 327,4 млн. тонн.

Действующий лицензионный фонд на право пользования недрами нефтяных месторождений и участков недр с целью поиска и оценки месторождений углеводородного сырья состоит из 146 лицензий, в том числе 62 принадлежат ОАО «Татнефть», 83 – малым нефтяным компаниям (далее – МНК), 1 – ОАО «Башнефть». По состоянию на 1 октября 2014 года структура лицензионного фонда углеводородного сырья следующая:

114 лицензий – на разведку и добычу;

31 лицензия – на поиск, разведку и добычу;

одна лицензия – на геологическое изучение недр.

С целью повышения эффективности использования ресурсов углеводородного сырья в Республике Татарстан реализуется стратегия диверсификации структуры промышленного производства, организации и дальнейшего развития комплексной, углубленной переработки нефти. С 2005 по 2014 год в Татарстане в результате реализации крупных инвестиционных проектов доля продукции нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности в структуре промышленного производства выросла с 20,8 до 37,1 процента на фоне сокращения вклада нефтяной промышленности с 39,4 до 22,4 процента.

Ежегодно на территории республики добывается около 33 млн. тонн нефти. Нефтедобывающая отрасль Татарстана представлена предприятиями ОАО «Татнефть», на долю которого приходится порядка 80 процентов добываемой нефти, и 33 МНК. По объемам годовой добычи нефти в 2014 году ОАО «Татнефть» занимает шестое место в Российской Федерации среди нефтяных компаний.

В 2014 году в Республике Татарстан добыто 33,1 млн. тонн нефти и около 960 млн. куб. метров попутного нефтяного газа, в том числе 26,2 млн. тонн нефти и 884,9 млн. куб.метров попутного газа ОАО «Татнефть».

Республика Татарстан является одним из лидеров нефтяной промышленности страны по степени утилизации попутного газа. В настоящее время этот показатель по всем нефтяным компаниям республики составляет 95 процентов (таблица 1).

Таблица 1

Добыча и утилизация попутного нефтяного газа в Республике Татарстан

Наименование показателя / годы	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Добыча попутного газа, млн. куб. метров	874,6	871,5	882,2	824,1	882,7	943,8	960
Прием на переработку, млн. куб. метров	800,1	802,5	818	765,7	832,7	844,9	909,5
Степень утилизации, процентов	91,4	92	92,7	92,9	94,3	89,5	95

3.2. Современное состояние минерально-сырьевой базы углеводородов Республики Татарстан

В настоящее время ввиду естественного истощения и длительного срока эксплуатации основных крупных нефтяных месторождений сформировалась устойчивая тенденция ухудшения сырьевой базы нефтяной промышленности Российской Федерации. Доля активных запасов, которые обеспечивают 70 процентов всей нефтедобычи в стране, сократилась до 40 процентов. Степень их выработки увеличилась до 75 процентов. Доля трудноизвлекаемых запасов составляет 60 процентов, степень их выработки остается низкой (до 30 процентов).

В Республике Татарстан доля трудноизвлекаемых запасов еще более существенна и составляет 78,4 процента.

В Российской Федерации с 2006 года обеспечивается расширенное воспроизводство запасов. Состояние восполнения запасов нефти в Российской Федерации приведено в таблице 2.

Таблица 2

Состояние воспроизводства запасов нефти в Российской Федерации за 1986 – 2014 годы

Наименование показателя / годы	1986 – 1990	1991 – 1995	1996 – 2000	2001 – 2005	2006 – 2010	2011	2012	2013	2014
1. Прирост запасов нефти, млн. тонн	6 890	2 344	1 245	1 253	3 434	700	680	635	530
2. Добыча нефти, млн. тонн	2 760	1 840	1 538	2 077	2 460	511,4	518,0	523,4	526,7
3. Воспроизводство минерально-сырьевой базы, в процентах	249	127	80	60	139,6	136,8	131,3	121,3	100,6

В настоящее время в Российской Федерации в разработке находятся около 1600 нефтяных месторождений, и после периода стабилизации добыча нефти с 2000 года вновь начала расти. В 2010 году объем нефтедобычи превысил 500 млн. тонн, достигнув 505 млн. тонн. Данные показатели превышают прогнозные годовые уровни нефтедобычи, приводимые в Энергетической стратегии России на период до 2030 года и в Генеральной схеме развития нефтяной отрасли до 2020 года (таблица 3).

Таблица 3

Уровень добычи нефти в Российской Федерации за период с 2008 по 2014 год

Добыча нефти, млн. тонн в год/ годы	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Фактическая	488,1	494,2	505,2	511,0	518,0	523,4	526,7
ЭС-2030	488,0	494,0	494,0	494,0	495,0	495	495
Генсхема Российской Федерации:							
плановый вариант	488,0	494,0	496,0	484,0	473,0	462	454
проектный вариант	488,0	494,0	496,0	505,0	513,0	522	531

Резервом дальнейшего развития нефтедобычи в стране, восполнения сырьевой базы нефти и газа является увеличение масштабов внедрения методов увеличения нефтеотдачи (далее – МУН) и вовлечение в разработку запасов высоковязкой нефти (далее – ВВН), сверхвысоковязкой нефти (далее – СВН), а также запасов в слабопроницаемых коллекторах.

Анализ показал, что коэффициент извлечения нефти в Российской Федерации неизменно падал с 1965 года. Только в последние годы наметилась тенденция его стабилизации. В Республике Татарстан с 1995 по 2013 год по месторождениям ОАО «Татнефть» КИН вырос с 0,42 до 0,47.

Сравнительная динамика изменения КИН в Российской Федерации и Республике Татарстан приведена на рисунке 2.

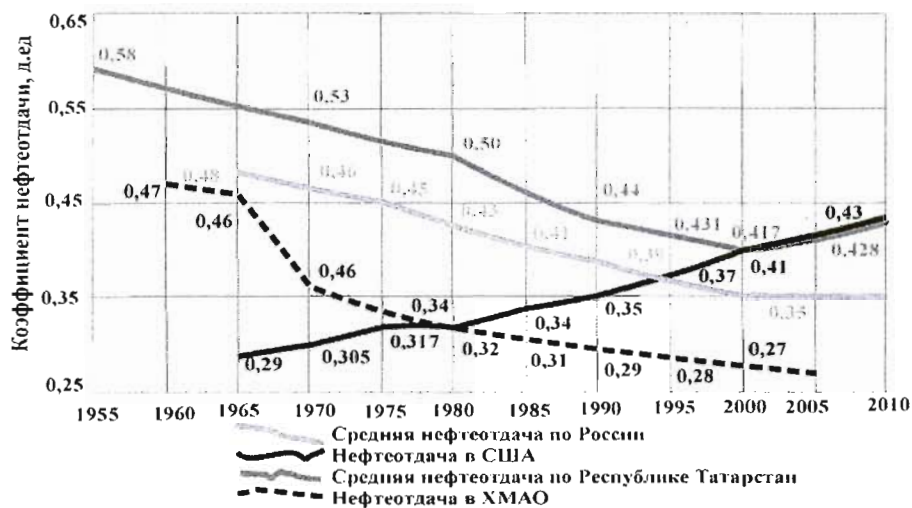


Рис. 2. Динамика проектной нефтеотдачи в России, Татарстане, США и Ханты-Мансийском автономном округе.

Причинами снижения КИН являются:

- неадекватный реальному геологическому строению подбор технологий разработки и методов увеличения нефтеотдачи пластов;

- разбалансирование систем разработки за счет вывода из эксплуатации огромного (до 50 процентов и более) эксплуатационного фонда скважин в некоторых нефтяных компаниях;

- опережающая выработка наиболее продуктивных пластов в целях получения максимальной прибыли при наименьших затратах;

- резкое сокращение применения МУН пластов и поиска новых эффективных технологий увеличения КИН;

- отсутствие мер налогового стимулирования при разработке и внедрении современных третичных методов повышения нефтеотдачи.

В современных условиях все более актуальным становится не абсолютный рост добычи, а экономика ее добычи, обеспечение углубленного передела углеводородного сырья внутри страны на предприятиях нефтепереработки и нефтехимии.

В Республике Татарстан по состоянию на 1 января 2015 года в Государственном балансе запасов учтены 205 нефтяных месторождений с суммарными извлекаемыми запасами нефти категории А+В+С1 в размере 928,3 млн. тонн. Объем предварительно оцененных запасов категории С2 – 175,2 млн. тонн, ресурсов

категории Д1+Д2 – 862,1 млн. тонн. Накопленная добыча нефти по республике с момента начала промышленной разработки нефтяных месторождений составила 3181,2 млн. тонн.

По оценке независимой компании «Миллер энд Ленц, Лтд.», по состоянию на 1 января 2014 года подтвержденный объем запасов промышленных категорий по ОАО «Татнефть» составляет 847,3 млн. тонн.

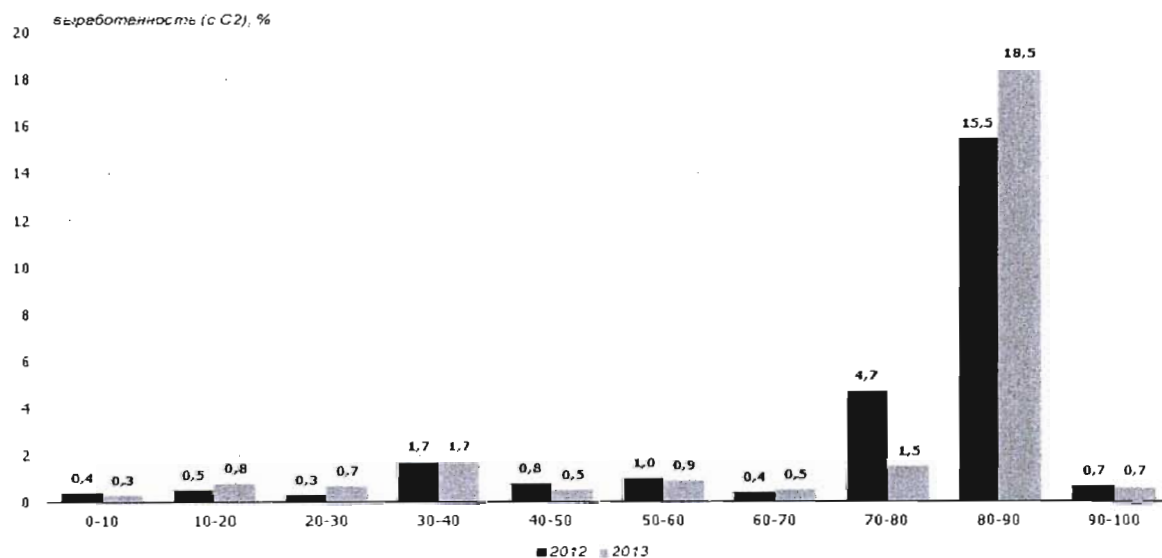


Рис. 3. Распределение добычи нефти ОАО «Татнефть» по выработанности месторождений

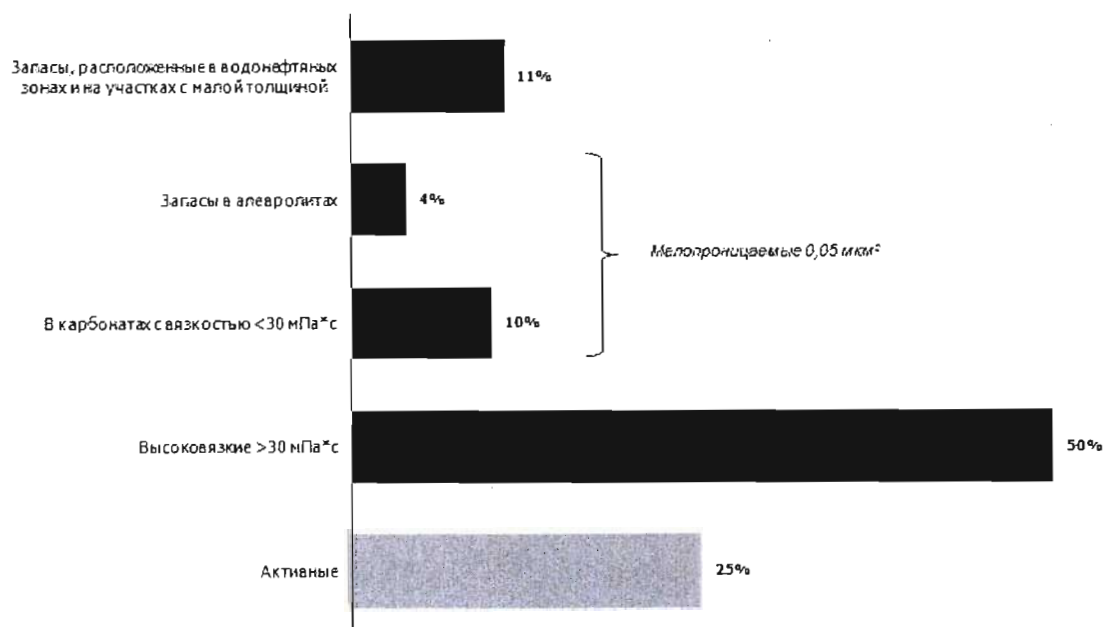


Рис. 4. Структура извлекаемых запасов нефти категории А+В+С1 по месторождениям ОАО «Татнефть» по состоянию на 01.01.2014

Восполнение добычи нефти запасами, по данным ОАО «Татнефть» и МНК, показано в таблицах 4 и 5.

По состоянию на 2014 год по ОАО «Татнефть» воспроизводство минерально-сырьевой базы составляет 142 процента, по малым нефтяным компаниям республики – 141,4 процента.

Таблица 4

Динамика восполнения добычи нефти запасами по ОАО «Татнефть»

Наименование показателя / годы	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
1. Добыча нефти, млн. тонн	25,3	25,4	25,7	25,8	25,9	25,9	25,9	26,0	26,1	26,2
2. Прирост запасов по категории $C_1 + C_2$ (с учетом списания запасов), млн. тонн, в том числе	6,6	33,7	22	16,2	47,2	24,8	20,3	18,4	34,4	37,2
за счет ГРП	2,7	27,7	19	12,4	39,3	21,1	8,5	16,5	13	10,7
за счет изменения КИН и переоценки	3,9	6	3	3,8	7,9	3,7	11,8	1,9	21,4	26,5
3. Воспроизводство минерально-сырьевой базы, %	26,1	132,7	85,6	62,8	182,2	95,8	78,4	70,8	131,8	142

по данным ОАО «Татнефть»

Таблица 5

Динамика восполнения добычи нефти запасами по МНК

Наименование показателя / годы	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
1. Добыча нефти, млн. тонн	5,5	6,0	6,3	6,6	6,8	6,7	6,8	6,9	6,9	7,0
2. Прирост запасов по категории $C_1 + C_2$ (с учетом списания запасов), млн. тонн, в том числе	3,1	11,2	8,5	13,9	21,1	33,2	16,2	18,4	15,4	9,9
за счет текущих ГРП	1,7	4,3	2,2	12,2	6,8	6,7	11,9	16,0	12,7	7,8
за счет изменения КИН и переоценки	1,4	6,9	6,3	1,7	14,3	26,5	4,3	2,4	2,7	2,1
3. Воспроизводство минерально-сырьевой базы, %	56,4	186,7	134,9	210,6	310,3	495,5	238,2	266,7	223,2	141,4

по данным МНК

3.3. Воспроизводство минерально-сырьевой базы углеводородов Республики Татарстан

Возможности прироста запасов за счет традиционных геологоразведочных работ (далее – ГРП) устойчиво сокращаются по мере увеличения разведанности территории. Татарстан является одной из наиболее разведанной в геологическом отношении территорией среди субъектов Российской Федерации. В настоящее время в республике доля прироста запасов за счет ГРП составляет около 40 процентов. К 2030 году значительная доля прироста будет осуществляться за счет запасов СВН и природных битумов пермских отложений, доманиковых отложений, наименее изученных к настоящему времени.

При выборе направлений ГРП, наряду с вопросами эффективности интегрального прироста запасов, необходимо руководствоваться вопросами их качества, а именно – доли запасов, которые можно ввести в активную и рентабельную

разработку. Для МНК, учитывая ограниченность перспектив опощискования неразведанных участков на лицензионных территориях, а также запасов и ресурсов категорий С2+С3, приоритетами ГРР должны стать вопросы:

повышения КИН;

переоценки запасов действующих месторождений с уточнением кондиционных значений пород-коллекторов, геолого-гидродинамических моделей;

внедрения инновационных технологий разведки;

доразведки эксплуатируемых месторождений.

В таблице 6 приведены требуемые объемы поисково-разведочного бурения, обеспечивающие расширенное воспроизводство запасов. За период 2010 – 2030 годов прирост запасов по Республике Татарстан составит 560,7 млн. тонн, суммарный объем добычи нефти – 568,75 млн. тонн.

Стабилизация добычи нефти в Республике Татарстан с небольшими темпами прироста в 2014 – 2030 годах будет обеспечена за счет:

роста объемов поисково-разведочного бурения;

увеличения объема бурения скважин с горизонтальными окончаниями по новым технологиям (горизонтальные скважины на девонские отложения, многозабойные скважины на карбонатные коллекторы, боковые горизонтальные стволы на разрабатываемых месторождениях, в том числе с включением в конструкцию горизонтальных скважин импортозамещающих водонабухающих пакеров ЗАО «КВАРТ»);

внедрения системных технологий МУН;

расширения объемов работ по вводу в разработку месторождений (залежей) битуминозных нефтей тепловыми методами;

ввода в эксплуатацию залежей, участков со слабопроницаемыми коллекторами;

внедрения новых технологий разработки залежей ВВН и СВН (таблица 7).

Кроме того, значительным резервом расширения внедрения отраслевых инноваций является создание в Республике Татарстан научного полигона по отработке в полевых условиях инновационных технологий более высоких поколений. Работа по организации данного полигона ведется ОАО «Татнефть» совместно с Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации.

Таблица 6

Объемы прироста запасов, сейсморазведочных работ, поисково-разведочного бурения

[illegible]

Таблица 7

Объем добычи нефти, эксплуатационного бурения и ввода новых добывающих скважин

Наименование показателя / годы		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2014 – 2030
ОАО «Татнефть»	Добыча нефти, тыс. тонн в том числе	26 223	26 547	27 363	28 061	27 000	27 000	27 000	27 000	27 000	27 000	27 000	27 000	27 000	27 000	27 000	27 000	27 000	459 194
	Ашальчинское месторождение СВН, тыс. тонн	237	382	631	813	1 522	1 875	2 365	2 550	2 726	2 918	3 074	3 189	3 336	3 500	3 653	3 783	3 940	40 494
	Эксплуатационное бурение *, тыс. метров	410	663	640	456	637	478	607	436	523	466	481	462	482	485	492	501	496	8 715
	Ввод новых добывающих скважин	265	558	539	231	424	279	401	236	322	277	300	288	312	320	333	333	339	5 757
	Бурение вторых боковых стволов (БС, БГС)	61	65	65	67	69	70	70	75	80	80	82	82	85	90	90	90	90	1 311
МНК	Добыча нефти, тыс. тонн	6 863	6 521	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500	6 428	6 318	6 234	6 140	6 057	109 561
	Эксплуатационное бурение, тыс. метров	266	279	277	282	288	274	280	247	271	241	257	241	217	213	212	206	205	4 256
	Ввод новых добывающих скважин	241	248	258	244	249	246	242	225	244	232	233	222	209	201	199	195	198	3 886
Всего по РТ	Добыча нефти, тыс. тонн	33 086	33 068	33 863	34 561	33 500	33 500	33 500	33 500	33 500	33 500	33 500	33 500	33 428	33 318	33 234	33 140	33 057	568 755
	Эксплуатационное бурение, тыс. метров	676	942	917	738	925	752	887	683	794	707	738	703	699	698	704	707	701	12 971
	Ввод новых добывающих скважин	506	806	797	475	673	525	643	461	566	509	533	510	521	521	532	528	537	9 643

* – с учетом бурения на СВН

Первоочередные резервы прироста запасов и добычи нефти в Республике Татарстан приведены в таблице 8.

Таблица 8

**Потенциал увеличения запасов углеводородов и нефтедобычи
в Республике Татарстан**

Мероприятия и ресурсы	Ожидаемые результаты
Традиционные нефтяные объекты	
Инновационное проектирование разработки	
По крупнейшим месторождениям, находящимся на поздней стадии разработки: применение новых методов геологических исследований пород и пластовых флюидов, новых методов геофизических и гидродинамических интерпретаций скважин; создание новых геолого-гидродинамических моделей; применение новых систем разработки; внедрение новейших МУН на высокообводненных участках залежи, специальных режимов эксплуатации, автоматизированных систем контроля и учета водопотребления; разработка способов извлечения части остаточных запасов нефти.	Прирост извлекаемых запасов около 1 млрд. тонн. Увеличение КИН с 0,4-0,5 до 0,6-0,7.
По мелким и средним месторождениям, дающим более 38% добычи Республике Татарстан: разработка залежей в карбонатных коллекторах (балансовые запасы – 2,6 млрд. тонн, извлекаемые – 440 млн. тонн, КИН – 0,17, от 0,11 до 0,25); разработка залежей нефти повышенной вязкости и высоковязких нефтей (КИН – от 0 до 0,3).	Прирост извлекаемых запасов на 400 млн. тонн. Увеличение КИН до 0,25-0,4.

3.4. Развитие нефтедобычи в Республике Татарстан

Дальнейшее развитие нефтедобычи на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, связано с решением задач:

- повышения нефтеизвлечения дренируемых запасов;
- обеспечения ввода в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти путем внедрения третичных методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Широкое применение осваиваемых нефтяными компаниями Татарстана технологий горизонтального бурения (горизонтальные скважины, разветвленные горизонтальные скважины, многозбойные скважины, боковые стволы), одновременно-раздельная эксплуатация скважин и тепловые методы позволяют эффективно наращивать добычу нефти из дренируемых запасов.

На малоэффективных месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти необходимы совершенно новые подходы к разработке. Главным условием обеспечения их рентабельной разработки является выделение оптимальных размеров эксплуатационных объектов с близкими коллекторскими свойствами,

типом коллекторов и насыщающих их флюидов. В условиях Республики Татарстан наибольшее применение нашли разработанные специалистами Татарстана комплексные технологии повышения эффективности разработки залежей нефти:

- в слабопроницаемых и глинистых терригенных коллекторах;
- в терригенных коллекторах, содержащих ВВН;
- в карбонатных коллекторах.

Планируемые до 2030 года объемы дополнительной добычи нефти за счет МУН и обработки призабойной зоны (далее – ОПЗ) показаны соответственно на рисунке 5.

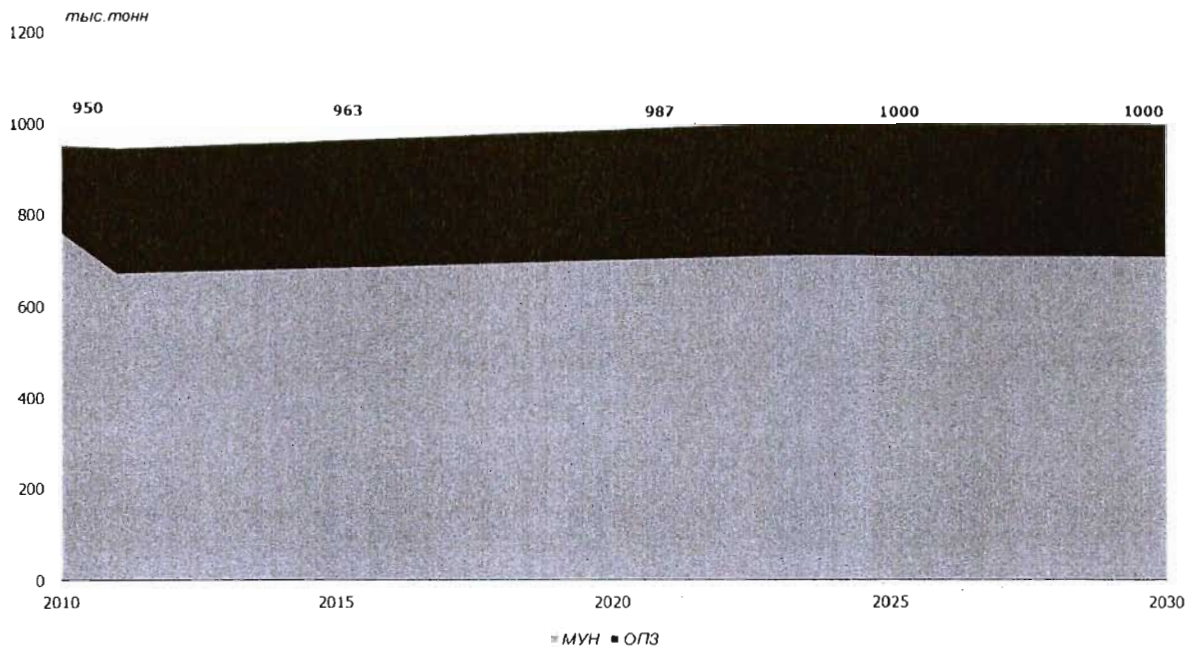


Рис. 5. Планируемые до 2030 года объемы дополнительной добычи нефти за счет МУН и ОПЗ

На рисунке 6 приведены направления обеспечения воспроизводства запасов по МНК до 2030 года.

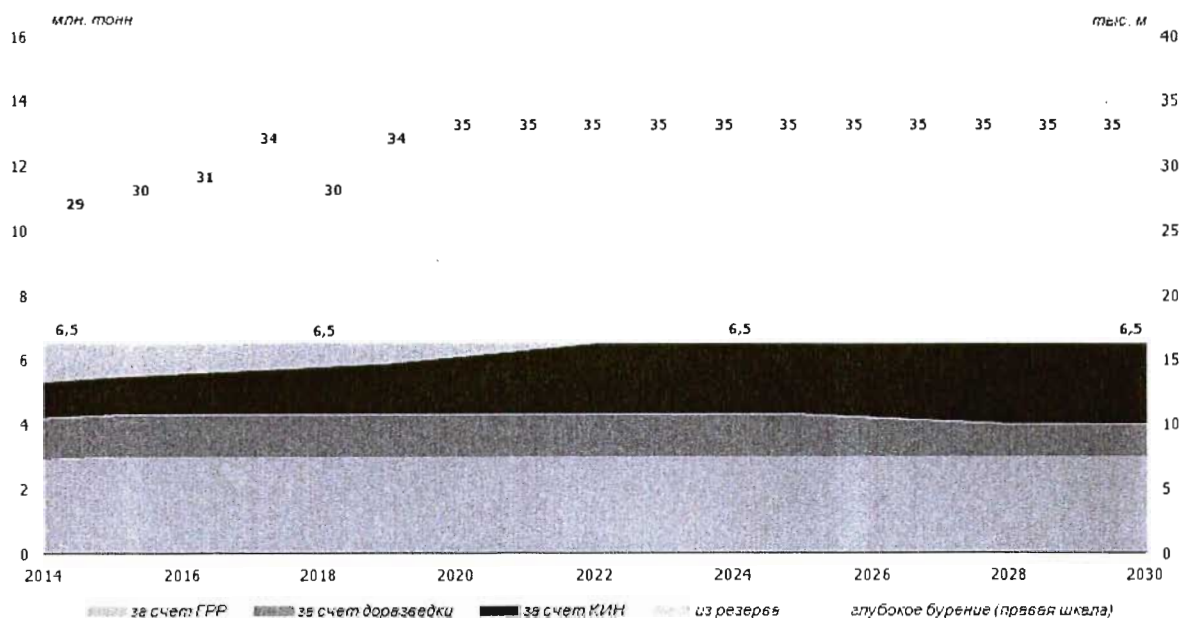


Рис. 6. Направления обеспечения воспроизводства запасов по МНК

Перспективный объем добычи нефти, по экспертным данным Академии наук Республики Татарстан, в целом по республике, по ОАО «Татнефть» и МНК представлен на рисунке 7.

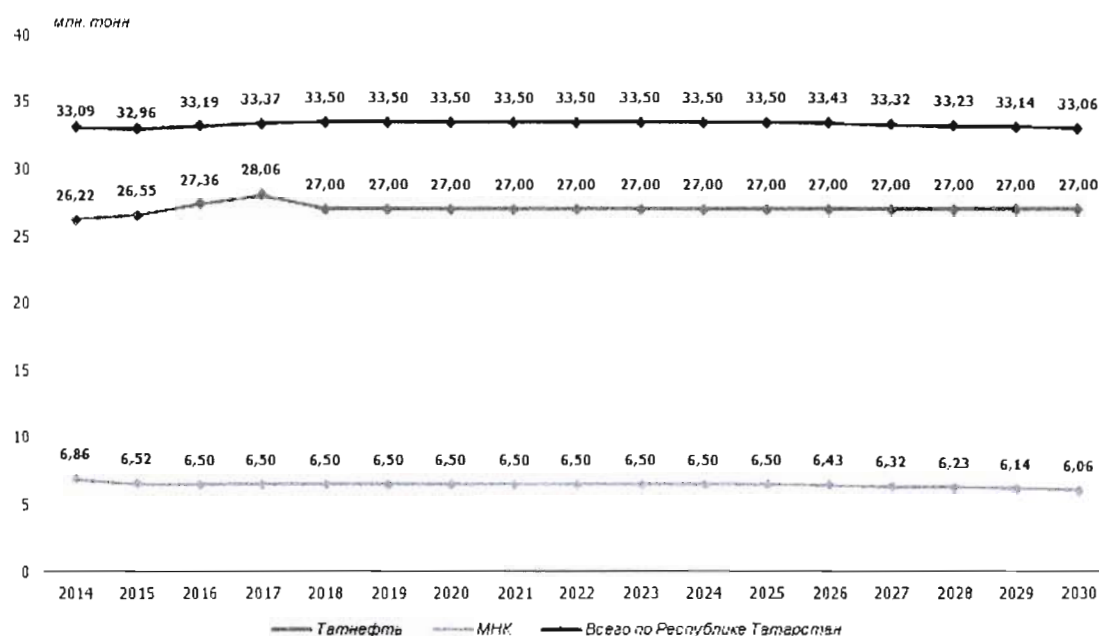


Рис. 7. Добыча нефти по Республике Татарстан до 2030 года

В целях обеспечения устойчивой нефтедобычи, расширенного воспроизводства запасов углеводородного сырья необходимо:

провести всем МНК детальный анализ фактического состояния дел с приростом запасов за счет ГРП, повышения КИН, определив реальные приросты за счет ГРП и реальные извлекаемые запасы при выполнении принятых проектных решений по имеющимся методам;

провести детальный анализ извлекаемых запасов по месторождениям с дифференциацией их по выделенным группам и категориям;

уточнить геолого-гидродинамические модели с новым подходом;

запроектировать на этой основе новые системы разработки, обеспечивающие как минимум утвержденные значения КИН либо более высокие с учетом новых инновационных подходов. Одновременно необходимо провести работу по объективной оценке дополнительной добычи отдельно за счет МУН и ОПЗ.

Для определения адресной стратегии развития все МНК Республики Татарстан можно разделить на три категории (таблица 9):

низкие темпы разработки и достаточно высокая степень обеспеченности запасами нефти;

сравнительно высокие темпы разработки при низкой обеспеченности запасами нефти;

крайне низкие темпы разработки при высокой обеспеченности запасами нефти.

Таблица 9

Характеристика МНК Республики Татарстан в разрезе категорий

Наименование МНК	Начальные извлекаемые запасы, тыс. тонн	Накопленная добыча нефти, тыс.тонн	Текущие извлекаемые запасы, тыс.тонн	Запасы нефти, тыс. тонн		Добыча нефти в 2013 году, тыс.тонн	Обеспеченность запасами, лет	Темп от текущих извлекаемых запасов, %	Прирост запасов в 2013 году, тыс.тонн	Средний дебит по нефти, тонн/сутки
				C2	C3					
МНК с низкими темпами разработки										
ЗАО «Татнефтьтодача»	33 382	5 147	28 235	3 404	104	529,1	53	1,87	25	5,1
ОАО «СМП-Нефтегаз»	11 088	5 318	5 770	296	670	307,2	19	5,32	40	4,7
ОАО «ГРИЦ»	4 276	1 386	2 890	752	230	107,0	27	3,70	55	2,6
ОАО «Меллянефть»	3 160	1 116	2 044	147	2 906	71,0	29	3,47	49	3,8
ОАО «Татойлгаз»	18 323	6 695	11 628	1 265	1 346	410,5	28	3,53	87	3,2
«ТНП-Зюзеевнефть»	16 568	5 433	11 135	59	-	340,7	33	3,06	-	4,4
ОАО «Татнефтепром»	25 622	7 342	18 280	544	-	261,7	70	1,43	6 311	2,4
ТПП «ТатРИТЭКнефть»	69 841	12 323	57 518	10 367	7 224	966,3	60	1,68	806	6,8
ЗАО «Кара-Алтын»	40 433	7 531	32 902	3 386	-	510,1	65	1,55	2 181	3,5
ООО «БУМН»	11 936	3 212	8 724	1 229	-	175,6	50	2,01	-	5,4
ОАО «Шешмаойл»	21 539	5 041	16 498	3 038	761	410,6	40	2,49	3 737	3,0
ОАО «Иделойл»	11 736	1 911	9 825	150	161	176,0	56	1,79	-	2,5
ОАО «Кондурчанефть»	6 249	837	5 412	468	-	66,4	82	1,23	66	2,3
ОАО «Булгарнефть»	8 568	2 667	5 901	1 204	-	173,2	34	2,94	729	4,7
	282 721	65 959	216 762	26 309	13 402	4 505,3	48	2,08	13 999	-
МНК с проблемами обеспеченности запасов нефти										
ЗАО «Татех»	17 895	8 615	9 280	3 801	657	461,2	20	4,97	31	3,0
ЗАО «Алойл»	7 170	3 175	3 995	1 689	-	277,4	14	6,94	-	4,1
ООО «Татнефть-Геология»	5 409	1 931	3 478	364	-	169,6	21	4,88	1 110	7,6
ЗАО «Геотех»	3 998	1 631	2 367	1 548	707	116,4	20	4,92	30	4,9
ОАО «Акмай»	386	146	240	37	-	17,4	14	7,25	-	4,2
ЗАО «Геология»	5 395	2 664	2 731	382	430	177,6	15	6,50	15	3,3
ООО «ТНГК-Развитие»	9 006	4 843	4 163	2 347	-	233,3	18	5,60	-	5,3
ЗАО «Охтин-Ойл»	6 448	3 573	2 875	414	-	180,0	16	6,26	-	5,5
ЗАО «Троицкнефть»	9 878	2 729	7 149	941	-	239,3	30	3,35	128	4,5
ОАО «МНКТ»	7 525	2 493	5 032	573	-	121,9	41	2,42	-	3,6
	73 110	31 800	41 310	12 096	1794	1 993,9	21	4,83	1 314	-
Проблемные МНК										
ООО «Карбон-Ойл»	5 071	300	4 771	2 386	112	38,5	124	0,81	-	2,0
ОАО «Елабуганефть»	1 490	328	1 162	-	-	15,9	73	1,37	-	2,0
ОАО «Нократойл»	660	113	547	-	-	6,3	87	1,15	-	2,2
ООО «Трансойл»	6 517	1 813	4 704	950	713	144,6	33	3,07	-	3,6
ООО «Нурлатская нефтяная компания»	1 206	21	1 185	181	-	3,3	361	0,28	-	1,8
ЗАО «Макойл»	1 269	200	1 069	45	-	17,2	62	1,61	-	1,5
ЗАО «Селенгушнефть»	1 550	107	1 443	570	1 402	9,7	149	0,67	-	1,7
ЗАО «ВЕЛЛойл»	588	22	566	548	334	4,1	139	0,72	-	2,4
ОАО «Дружбанефть»	1 116	238	878	30	2 015	21,6	41	2,46	169	2,3
	19 467	3 142	16 325	4 710	4 576	261,1	63	1,60	169	-

Основной задачей первой группы МНК является работа по повышению темпов разработки эксплуатационных объектов до 5 – 6 процентов отбора от начальных извлекаемых запасов в год. Это может быть обеспечено за счет увеличения соотношения количества нагнетательных скважин к добывающим, широкого применения наиболее эффективных МУН и ОПЗ.

Для второй группы МНК наряду с выполнением запланированных объемов ГРП актуально применение МУН, наиболее адекватно соответствующих геологическому строению месторождений. В данном случае необходимо проведение анализа эффективности применения МУН в данных геологических условиях – выбор наиболее эффективных из них и составление специальных проектов их внедрения. Все это позволит увеличить извлекаемые запасы нефти. Одновременно необходимо пересмотреть фонд скважин для составления мероприятий по доразведке эксплуатируемых месторождений.

Третья группа МНК осваивает наиболее сложные месторождения. Здесь необходимо составление двух-трех проектов инновационной разработки с проведением фундаментальных исследований нефтевытеснения на материалах (керна, пластовые флюиды, пробуренные скважины) конкретных проблемных месторождений. По результатам этих работ можно будет сделать вывод о дальнейшей судьбе месторождений данной группы.

3.5. Проблемы и перспективы освоения месторождений нетрадиционных углеводородов Республики Татарстан

К категории нетрадиционных углеводородов относятся тяжелая нефть, природные битумы, битумоносные пески, нефтеносные сланцы. Кроме того, к этой категории относятся нетрадиционные ресурсы газа: угольные месторождения, водорастворенные газы, газы сланцевых и плотных формаций (рис. 8). Мировые ресурсы нетрадиционных нефтей оцениваются в 1,3 – 1,4 трлн. тонн. Из них при существующих технологиях добычи может быть рентабельно извлечено до 171,5 млрд. тонн углеводородов.

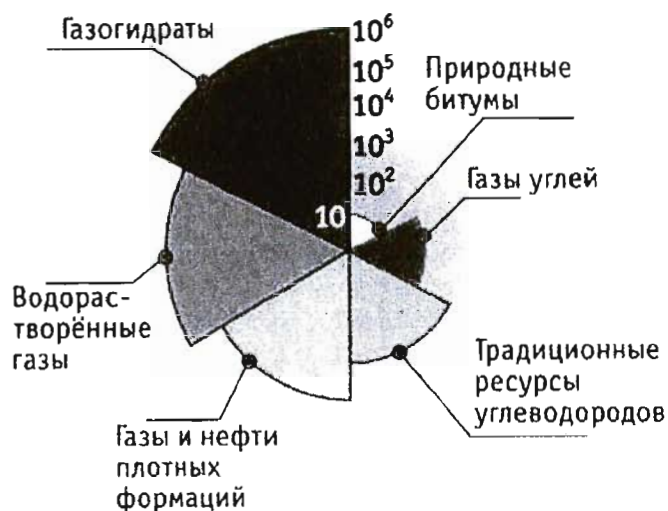


Рис. 8. Геологические ресурсы, млрд. тонн условного топлива (по Белонину М.Д.)

3.5.1. Сверхвязкие нефти и природные битумы пермского комплекса отложений Республики Татарстан

Битумы пермских отложений Татарстана представляют собой окисленные высоковязкие нефти жидкой, полужидкой и твердой консистенции (вязкость от 600 до 1 млн. спз), с высоким содержанием серы (3,7 – 7,0 процента), с содержанием масел от 5,8 до 88,0 процентов, смол – от 8,7 до 57,0 процентов, асфальтенов – от 3,3 до 61,0 процента.

Анализ результатов разведочных работ и лабораторных исследований керна подтвердил сходство строения залежей битумов с нефтяными залежами. Битум-содержащие отложения представляют собой скопления с содержанием битумов от 1 до 20 процентов к весу породы (40 – 98 процентов к объему пор), с определенными границами, за которыми битумонасыщенность снижается до одного процента и ниже.

Опираясь на принятую мировую классификацию углеводородов, в целях определения потенциала применения современных методов увеличения нефтеотдачи залежи углеводородов можно разделить на:

- содержащие маловязкие (легкие) нефти, вязкостью до 10 мПа с;
- повышенной вязкости, вязкостью до 200 мПа с;
- высоковязкие, вязкостью от 200 до 1 000 мПа с;
- сверхвязкие, тяжелые нефти, вязкостью от 1000 до 10 000 мПа с;
- природные битумы (далее – ПБ), вязкостью более 10000 мПа с.

Исходя из этой классификации углеводороды пермского осадочного комплекса Республики Татарстан относятся к СВН и ПБ.

Ресурсы углеводородного сырья в пермских отложениях Республики Татарстан оценивались различными авторами в течение более 30 лет во второй половине прошлого столетия. Эти оценки колебались от 4 до 21 млрд. тонн и даже с учетом северных районов республики (почти до 40 млрд. тонн). Наиболее вероятный объем ресурсов составляет 7 – 8,7 млрд. тонн, в том числе приоритетные для освоения ресурсы – 1,5 – 2 млрд. тонн, принятые геологической службой объединения «Татнефть» в 1974 году. С 1978 года полигоном для отработки скважинных технологий добычи ПБ стали два месторождения: Мордово-Кармальское и Ашальчинское. За прошедшие годы на данных месторождениях были разработаны и прошли апробацию технологии:

- отбора керна в рыхлых битумоносных песчаниках специально созданным керноотборником;

- опробования битумных скважин;

- инициирования внутрипластового горения с применением термогазового генератора, высокочастотного электромагнитного поля, пара, электронагревательной установки УЭСК-100;

- термоциклического воздействия на битумонасыщенный пласт воздухом, паром и парогазом;

- площадной закачки воздуха, пара и парогаса;

- изменения фильтрационных потоков;

- извлечения ПБ методом низкотемпературного окисления.

Кроме того, были отработаны методика поиска и разведки месторождений пермских тяжелых нефтей, оконтуривания залежей вязкой нефти и ВВН, технологии изучения добычных возможностей пластов в различных структурно-геологических условиях локального поднятия.

Проведенные исследования и опытно-промышленные работы по разработке скважинных методов извлечения битумов показали перспективность разработки залежей ПБ с применением тепловых методов (внутрипластовое горение, вытеснение паром, парогаз, волновые МУН, сочетание горизонтального бурения с парогравитацией). На опытном участке Мордово-Кармальского месторождения при разработке скважинными методами с применением внутрипластового горения получена высокая нефтеотдача – около 35 процентов.

В дальнейшем в ОАО «Татнефть» на основе принципов технологии SAGD (метод парогравитационного дренажа) создан комплекс собственных технологий разработки месторождений СВН, который был отмечен премией Правительства Российской Федерации в области науки и техники 2012 года. Прогнозные уровни добычи СВН на Ашальчинском месторождении с применением отработанных к настоящему времени технологий при текущем состоянии геологической изученности приведены на рисунке 9.

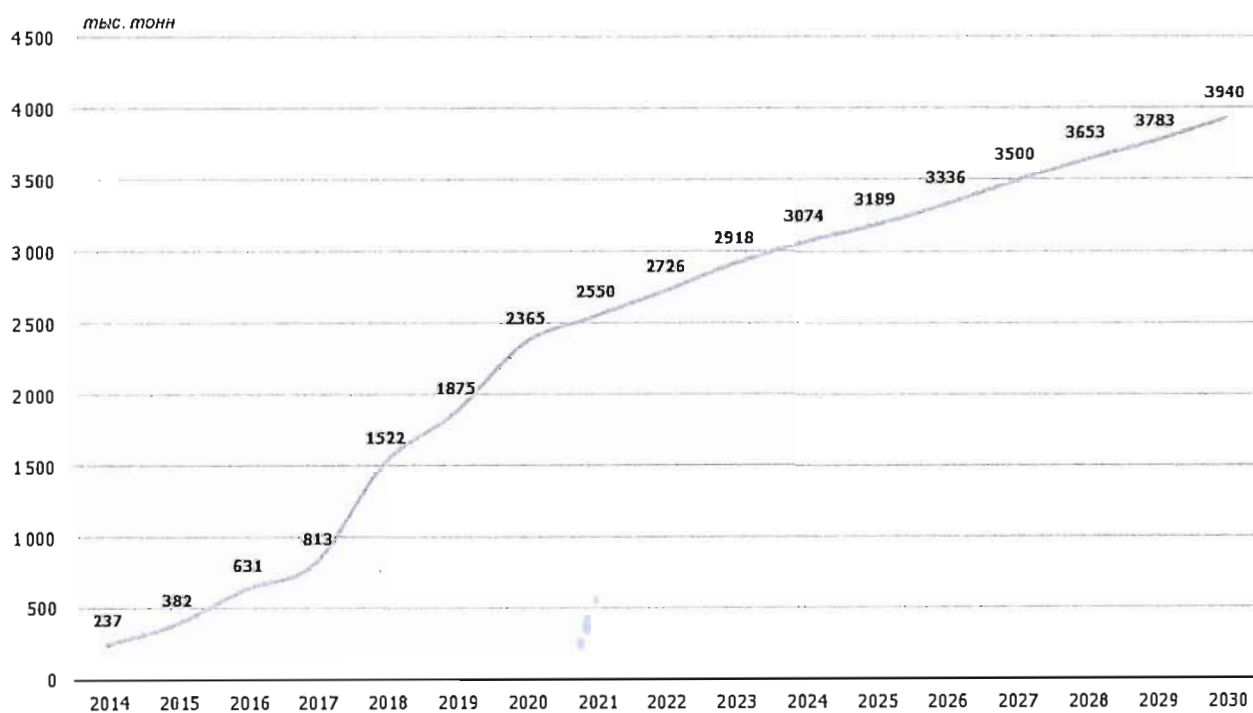


Рис. 9. Прогнозный вариант развития проекта освоения залежей СВН ОАО «Татнефть» на Ашальчинском месторождении

3.5.2. Нетрадиционные углеводороды, в том числе из сланцевых отложений

За последнее десятилетие мировой рынок энергоносителей существенно изменился благодаря вводу в эксплуатацию месторождений нетрадиционных углеводородов, прежде всего, углеводородов из сланцевых отложений. В отличие от

традиционных углеводородов они сосредоточены в сложных для освоения скоплениях либо рассеяны в непродуктивной среде. Данные углеводороды плохо подвижны или неподвижны в пластовых условиях недр, в связи с чем нуждаются в специальных способах извлечения из недр, что повышает их себестоимость.

По оценке зарубежных экспертов, в 2008 году извлекаемые ресурсы сланцевой нефти на планете определены в 820,0 млрд. тонн. По данным Международного энергетического агентства, извлекаемые запасы сланцевой нефти только по 33 странам на открытых 600 месторождениях на 1 января 2013 года оцениваются в пределах 450 млрд. тонн.

Учитывая, что запасы сланцевой нефти значительно превышают объем традиционных запасов, в настоящее время все вертикально-интегрированные нефтяные компании России ведут научно-исследовательские и опытно-промышленные работы по выработке методики разработки месторождений сланцевой нефти.

На территории Татарстана перспективы развития нефтесланцевых полей связаны, в первую очередь, с породами доманикоидной формации верхнего девона – с семилукским (доманиковым) горизонтом, а также с речицким (мендымским) горизонтом и доманикоидными формациями центральной и бортовой зон Камско-Кинельской системы прогибов. В частности, нефтеносность семилукского и речицкого горизонтов установлена на ряде площадей Ромашкинского месторождения, в пределах Ерсубайкинского, Березовского и других месторождений. Научно-исследовательские работы по оценке нефтеперспективности сланцевых отложений на территории Республики Татарстан ведутся Академией наук Республики Татарстан.

В ОАО «Татнефть» реализуются ежегодные программы по изучению месторождений нетрадиционных углеводородов. В рамках этих программ выполнен гидроразрыв пласта по одному из сланцевых отложений на Бавлинском месторождении, достигнут дебит 8 тонн в сутки. На баланс компании в 2014 году поставлены 26 млн. тонн запасов промышленных категорий из доманиковых отложений Бавлинского месторождения.

В качестве других возможных источников углеводородов на уровне гипотезы отраслевой научной общественностью обсуждается теория пополнения нефтяных месторождений углеводородами из глубин Земли, из кристаллического фундамента через флюидопроводящие каналы, а также возможность подземной газификации углей из отложений нижнего карбона с дальнейшим использованием дополнительно выделяемого тепла для термической добычи ВВН.

3.6. Нефтеперерабатывающая промышленность

Нефтеперерабатывающая промышленность является относительно молодой отраслью Республики Татарстан. Ее формирование проходило в рамках реализации программных документов, принимаемых на уровне Правительства Республики Татарстан начиная с 1999 года.

В настоящее время на долю Татарстана приходится около 6 процентов объема добычи нефти в Российской Федерации, а с вводом в эксплуатацию в 2012 году

комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов ОАО «ТАНЕКО» (далее – Комплекс «ТАНЕКО») – более 6 процентов всего объема российской нефтепереработки. Отрасль формирует около 17 процентов общереспубликанского объема промышленного производства и 14 процентов объема сальдированной прибыли.

Нефтеперерабатывающая промышленность Республики Татарстан представлена нефтеперерабатывающим комплексом ОАО «ТАИФ-НК» и Комплексом «ТАНЕКО», входящим в состав ОАО «Татнефть».

В настоящее время ОАО «ТАИФ-НК», объединяющее Нефтеперерабатывающий завод, Завод бензинов и производство по переработке газового конденсата, ежегодно перерабатывает более 8,4 млн. тонн углеводородного сырья. Среди нефтеперерабатывающих заводов (далее – НПЗ) Российской Федерации ОАО «ТАИФ-НК» занимает седьмое место по глубине переработки с показателем 75,6 процента, значительно превышающим среднеотраслевой уровень 2014 года – 72,4 процента.

Строительство Комплекса «ТАНЕКО» было начато в 2005 году ОАО «Татнефть» в целях организации собственной переработки добываемой нефти. Проект реализуется поэтапно, в условиях совмещенного проектирования, поставок оборудования, строительства с опережающим вводом в эксплуатацию производственных мощностей.

Действующие производственные мощности Комплекса «ТАНЕКО» представлены производствами:

- первичной переработки нефти;
- гидрокрекинга и базовых масел;
- серы;
- инфраструктурного обеспечения.

Среднегодовой показатель глубины переработки нефти составил 73,54 процента. Производство выведено на уровень нагрузки 115 процентов от проектной (7 млн. тонн в год) мощности.

НПЗ Республики Татарстан продолжают работу по дальнейшему развитию мощностей, что в перспективе позволит полностью удовлетворить потребности республики в качественном моторном топливе, улучшить сырьевое обеспечение нефтехимических производств, а также в значительной степени нарастить экспортные поставки нефтепродуктов.

С 2005 по 2014 год в Республике Татарстан значительно сократилась доля экспорта нефти в объеме нефтедобычи – с 62,0 до 32,6 процента. Объем первичной переработки нефти на НПЗ ОАО «ТАИФ-НК», Комплексе «ТАНЕКО» вырос с 6,8 млн. тонн в 2005 году до 17,1 млн. тонн в 2014 году.

Таблица 10

Динамика добычи и переработки нефти в Республике Татарстан

Наименование показателя / годы	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
1. Добыча нефти, млн. тонн	30,7	31,3	31,9	32,3	32,5	32,4	32,5	32,7	32,9	33,1
2. Переработка нефти, млн. тонн	6,8	7,7	7,8	7,9	7,56	8,35	10,65	15,6	16,1	17,1
3. Экспорт нефти, млн. тонн	19,1	18,2	18,9	18,5	18,5	20,4	18,7	13,8	13,0	10,8

Основные цели развития нефтеперерабатывающей промышленности Татарстана на перспективу до 2030 года заключаются в следующем:

достижение лучших технологических показателей, в том числе по глубине переработки нефти, отбору светлых нефтепродуктов;

обеспечение соответствия товарной продукции требованиям современных мировых и законодательно установленных российских стандартов качества и технических регламентов;

минимизация либо полное исключение производства нефтепродуктов-полуфабрикатов, темных нефтепродуктов;

обеспечение эффективной переработки тяжелой высокосернистой карбоновой нефти, распространенной в татарстанских месторождениях, с перспективой увеличения мощности по сырью до 22 – 23 млн. тонн в год как общегосударственной стратегической задачи по снижению содержания высокосернистой нефти в общем экспортном потоке российской нефти;

обеспечение минимальной зависимости от поставок вспомогательного сырья, необходимого для производства товарных высококачественных нефтепродуктов, а также заключение долгосрочных договорных отношений на поставку необходимого сырья, ввозимого из-за пределов республики;

ориентация на энерго- и ресурсосбережение предприятий отрасли.

Основной целью развития отрасли на перспективу до 2030 года является стабильное функционирование и дальнейшее формирование в Республике Татарстан технологически и экологически прогрессивной, конкурентоспособной нефтеперерабатывающей промышленности, ориентированной на обеспечение высокой глубины переработки нефти и природных битумов, выпуск сырья для химической и нефтехимической промышленности региона, производство нефтепродуктов, имеющих потенциал сбыта на российском и мировом рынках с учетом перспективных требований к их качеству.

Задачи, которые необходимо решить для достижения данной цели:

строительство опережающими темпами современных, основанных на использовании прогрессивных технологий мирового уровня нефтеперерабатывающих производств, ориентированных на максимально глубокую переработку нефти (преимущественно высокосернистой, высоковязкой), природных битумов;

участие в создании отечественных передовых технологий по переработке «нетрадиционной» нефти с обеспечением в дальнейшем технологического лидерства в этой области (с созданием в регионе соответствующих инновационных, инжиниринговых организаций, производителей оборудования и сопутствующей химической продукции (катализаторов и проч.);

ориентация новых производств на достижение мировых стандартов качества нефтепродуктов;

обеспечение балансировки перспективных сырьевых потребностей региональной нефтехимии с планами развития нефтепереработки;

встраивание отрасли в региональные и межрегиональные территориально-отраслевые кластеры, ориентированные на комплексную переработку природного сырья с выпуском конечной импортозамещающей и экспортоспособной продукции;

рациональное размещение новых производств, обеспечивающее сокращение транспортных и прочих инфраструктурных затрат с одновременной ориентацией на использование только тех технологий, которые обеспечат минимизацию экологического ущерба в местах базирования объектов нефтепереработки;

формирование и поддержка региональных форм территориальной организации бизнеса и инновационной деятельности – технопарков, бизнес-инкубаторов, образовательных кластеров и других, являющихся поставщиками новых технологий и кадров для отрасли;

участие в создании альтернативных технологий топлива в целях диверсификации деятельности, минимизации рисков в случае перехода мирового сообщества после 2030 года на альтернативные топливные технологии, а также в интересах синергетического воздействия на другие сферы региональной экономики.

В настоящее время основным проектом ОАО «ТАИФ-НК» является проект строительства Комплекса по глубокой переработке тяжелых остатков (далее – КГПТО), после ввода которого нефтеперерабатывающая промышленность Российской Федерации пополнится эффективным нефтеперерабатывающим производством мирового стандарта.

Основная цель данного масштабного, капиталоемкого стратегического проекта – исключение производства топочного высокосернистого мазута с обеспечением роста выпуска светлых высоколиквидных нефтепродуктов, соответствующих мировым и европейским требованиям качества. При проектировании КГПТО предполагается внедрение передовых ресурсосберегающих технологий и мероприятий, позволяющих снизить негативное воздействие на окружающую среду от проектируемых и действующих объектов НПЗ.

С пуском КГПТО, который планируется на 2016 год, глубина переработки нефти составит не менее 95 процентов и переработка нефти станет практически безотходной. Весь выпускаемый перечень продукции КГПТО будет обладать улучшенными экологическими характеристиками: пониженным содержанием серы в нефти, автобензинах и дизельном топливе (не более 10 ppm), в сжиженных углеводородных газах. Эти высококачественные и ликвидные нефтепродукты будут реализовываться в Республике Татарстан и Российской Федерации, а также отгружаться на экспорт.

Схема перспективного развития ОАО «ТАИФ-НК», учитывающая реализацию крупных инвестиционных проектов по новому строительству и модернизации действующих производств, представлена на рисунке 10.

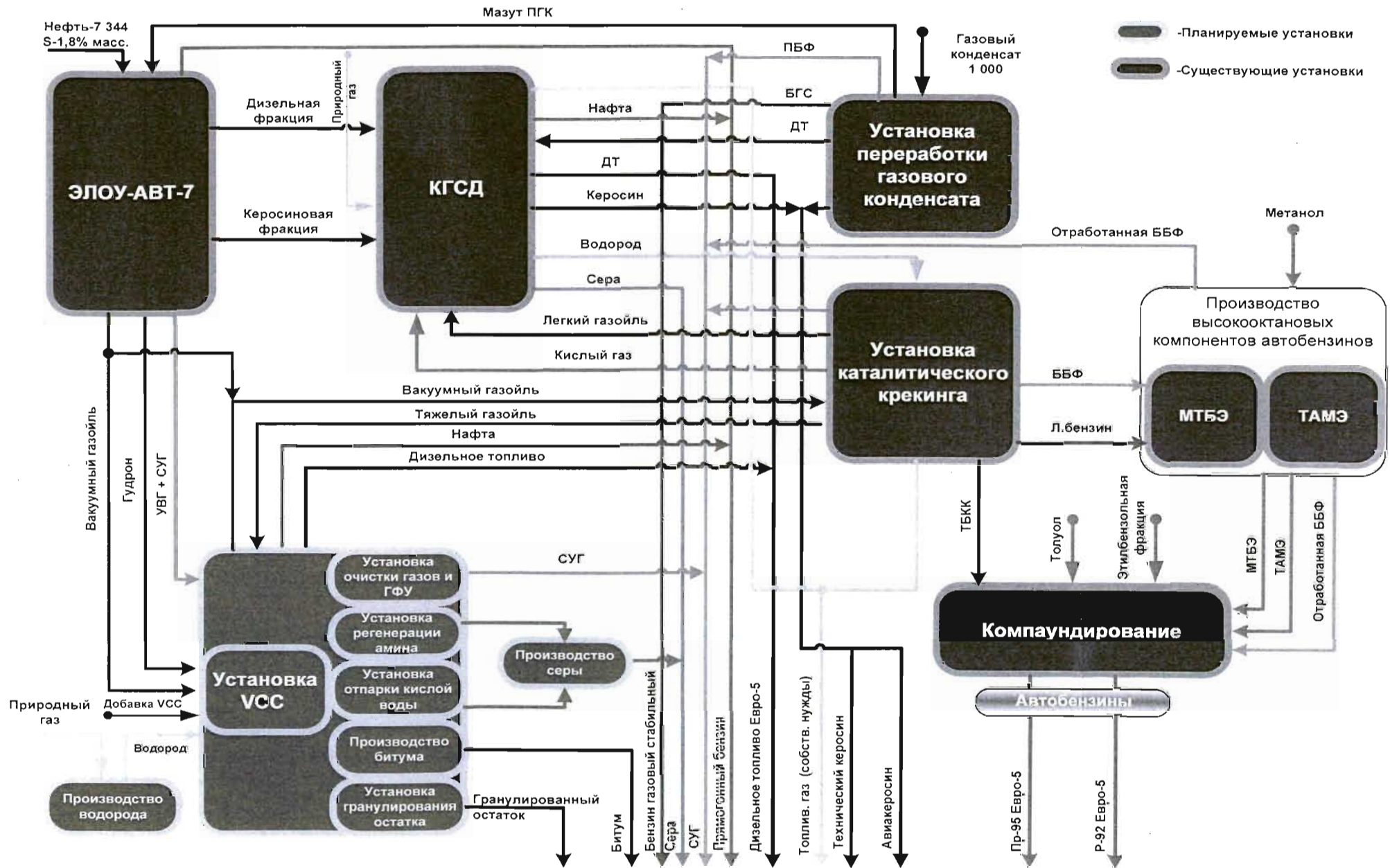


Рис. 10. Перспективная схема организации производств на ОАО «ТАИФ-НК»

Схема перспективного развития Комплекса «ТАНЕКО» по этапам представлена на рисунке 11.

В рамках следующих этапов реализации проекта строительства Комплекса «ТАНЕКО» ведутся проектирование и строительство установки замедленного коксования и установки гидроочистки нефти. Ввод в эксплуатацию данных установок в 2015 году позволит прекратить выпуск топочного мазута, обеспечить отбор светлых нефтепродуктов на уровне 77 процентов и довести глубину переработки до 90 процентов.

В 2016 – 2017 годах планируется завершение строительства установок каталитического риформинга и изомеризации легкой нефти с дальнейшим пуском комплекса получения ароматических углеводородов. Данный набор установок позволит получать высококачественные автомобильные бензины и индивидуальные ароматические соединения: бензол, параксилон.

В завершение первой очереди Комплекса «ТАНЕКО» планируется ввод в эксплуатацию установки каталитического риформинга, гидроочистки керосина и дизельного топлива, что позволит увеличить объемы производства моторного топлива высочайшего экологического класса «Евро-5».

Ведутся работы по увеличению объема переработки нефти на Комплексе «ТАНЕКО» к 2020 году до 14 млн. тонн в год. Начато рабочее проектирование, строительство новой установки ЭЛОУ-АВТ-6.

К 2030 году на Комплексе «ТАНЕКО» с учетом переработки 14 млн. тонн нефти планируется производить следующую товарную продукцию:

- сжиженные газы, нефть для нефтехимических производств;
- реактивное топливо;
- дизельное топливо (класс 5);
- автомобильный бензин (класс 5);
- бензол;
- параксилон;
- сера гранулированная;
- базовое масло 2 сСт;
- базовое масло 4 сСт;
- кокс товарный.

В рассматриваемом сценарии развития нефтепереработки в период до 2030 года на всех нефтеперерабатывающих производствах Республики Татарстан предполагается более активный инвестиционно-инновационный процесс (данные по инвестициям представлены в таблице 11). Данный процесс будет финансироваться в основном за счет собственных средств предприятий, и результатом его станет не столько увеличение физических объемов выпуска, сколько техническое перевооружение действующих производств за счет внедрения новых технологий, разрабатываемых собственными силами предприятий, а также сторонними организациями как Республики Татарстан, так и Российской Федерации.

Предполагается, что к 2020 году научный и технологический потенциал нефтеперерабатывающей отрасли республики достигнет конкурентоспособного

уровня, и о собственных новых технологиях можно будет говорить как об экспортоспособном и импортозамещающем продукте.

В результате реализации инвестиционных программ предприятий отрасли мощности по переработке нефти в Республике Татарстан возрастут с 14 млн. тонн в 2014 году до 22 млн. тонн с соответствующим ростом объемов выпуска и экспорта нефтепродуктов, а также поставкой нефтепродуктов и углеводородных газов на предприятия нефтехимии Республики Татарстан в рамках дальнейшего развития внутриреспубликанской кооперации по переработке углеводородного сырья (таблица 12).

Таблица 11

**Объем инвестиций в развитие нефтеперерабатывающей отрасли
Республики Татарстан**

Наименование показателя / годы	1999-2009	2010-2013	2014-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Объем инвестиций в основной капитал предприятий нефтепереработки, млрд. рублей	140,5	202,8	119,9	58,3	6,9	7,1

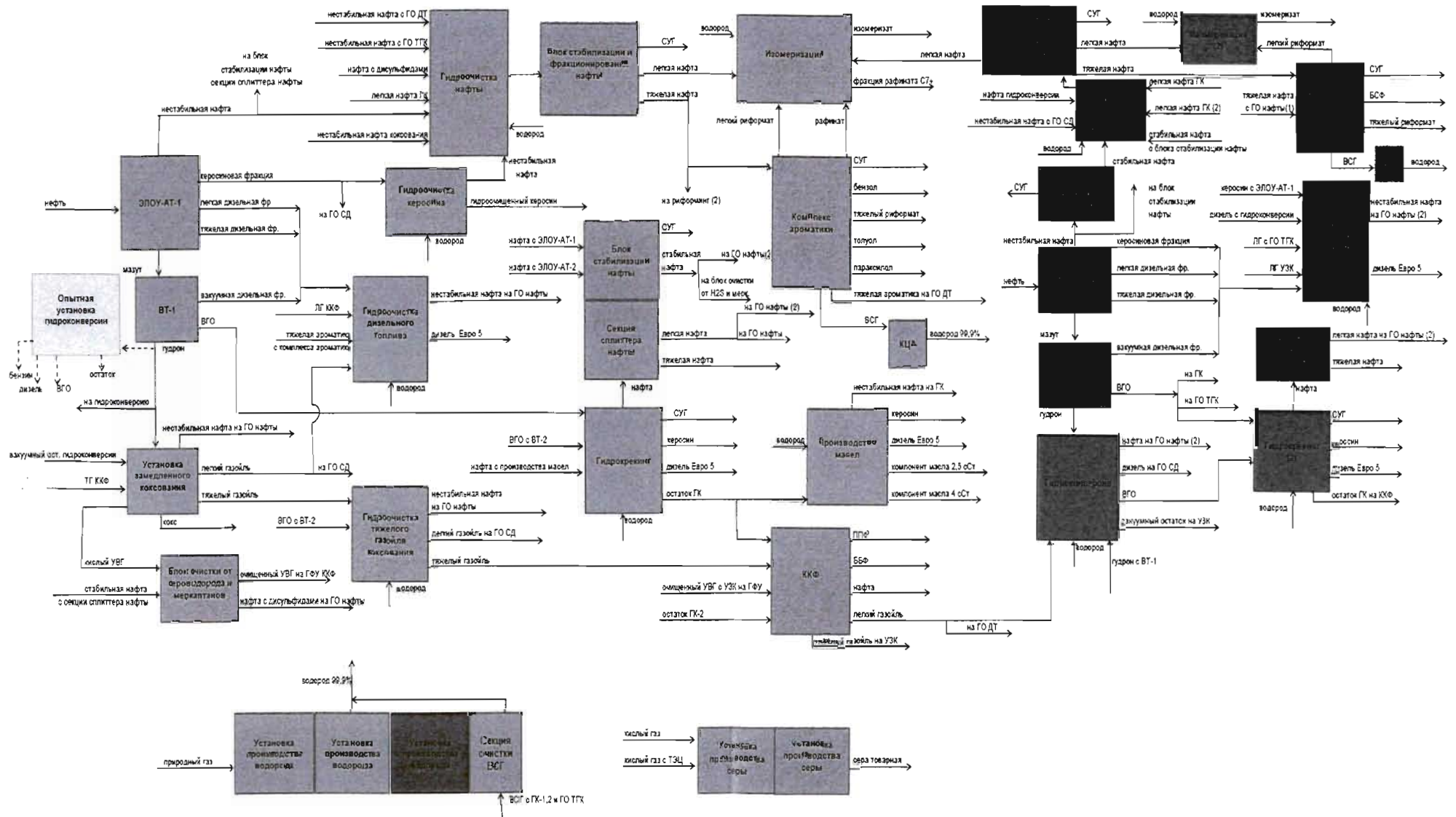
*По данным Татарстанстата и прогноза предприятий отрасли
(без учета 2-й очереди строительства Комплекса «ТАНЕКО»)*

Таблица 12

**Перспективный объем перерабатываемой нефти
в ОАО «ТАИФ-НК» и Комплексе «ТАНЕКО»**

Наименование показателя / годы	2014	2015	2020	2025	2030
Объем перерабатываемой нефти, млн. тонн в том числе	15,9	15,4	21,4	21,4	21,4
ОАО «ТАИФ-НК»	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
Комплекс «ТАНЕКО»	8,5	8,5	14,0	14,0	14,0

По прогнозным данным предприятий отрасли



- Этап 1 развития Комплекса глубокой переработки нефти ОАО ТАНЕКО
- Этап 1.3 развития Комплекса глубокой переработки нефти ОАО ТАНЕКО
- Этап 2 развития Комплекса глубокой переработки нефти ОАО ТАНЕКО

Рис. 11. Перспективная схема организации производств на ОАО «ТАНЕКО»

Объемы выпускаемой основной товарной продукции предприятиями нефтеперерабатывающей промышленности Республики Татарстан в перспективе до 2030 года приведены в таблице 13.

Таблица 13

**Производство основной товарной продукции
в нефтеперерабатывающей отрасли**

Наименование товарной продукции / годы	2015	2020	2025	2030
Прямогонный бензин/ БГС/Нафта, тыс. тонн	3 680,9	3 738,3	2 506,3	2 506,3
ОАО «ТАИФ-НК»	1 735,0	2 237,3	2 237,3	2 237,3
Комплекс «ТАНЕКО»	1 945,9	1 501,0	269,0	269,0
Автобензины, тыс. тонн	570,0	2 401,0	3 741,0	3 741,0
ОАО «ТАИФ-НК»	570,0	680,0	680,0	680,0
Комплекс «ТАНЕКО»	0	1 721,0	3 061,0	3 061,0
Дизельное топливо, тыс. тонн	3 675,5	6 790,6	10 873,6	10 873,6
ОАО «ТАИФ-НК»	2 325,6	4 039,6	4 039,6	4 039,6
Комплекс «ТАНЕКО»	1 350,9	2 751,0	6 834,0	6 834,0
Керосин/авиакеросин, тыс. тонн	893,0	1 569,9	1 781,9	1 781,9
ОАО «ТАИФ-НК»	404,0	628,9	628,9	628,9
Комплекс «ТАНЕКО»	489,0	941,0	1 153,0	1 153,0
Мазут, тыс. тонн	3 893,7	2 047,2	1 541,0	0
ОАО «ТАИФ-НК»	1 973,0	0	0	0
Комплекс «ТАНЕКО»	1 920,7	2 047,2	1 541,0	0
Сера, тыс. тонн	102,0	291,6	374,6	374,6
ОАО «ТАИФ-НК»	44,9	126,6	126,6	126,6
Комплекс «ТАНЕКО»	57,1	165,0	248,0	248,0

По прогнозным данным предприятий отрасли

3.7. Газовая отрасль

3.7.1. Потребление природного газа в Республике Татарстан

Республика Татарстан является одним из крупнейших потребителей природного газа в Поволжском регионе России. Природный газ в основном обеспечивает потребность Татарстана в первичных энергоресурсах. Многолетнее стабильное сотрудничество с ОАО «Газпром» по вопросам поставки природного газа потребителям Республики Татарстан позволяет обеспечить эффективное и динамичное социально-экономическое развитие республики.

Основными предприятиями газовой отрасли республики являются ЗАО «Газпром межрегионгаз Казань» – специализированная региональная организация по реализации газа, ООО «Газпром трансгаз Казань» – региональная газораспределительная организация и ООО «Газпром сжиженный газ», осуществляющее хранение, оптовую и розничную реализацию сжиженных углеводородных газов.

Принимая во внимание значительные объемы потребления природного газа, постоянный рост цен на него, увеличение числа участников газового рынка, в

Республике Татарстан придается большое значение проблемам эффективного использования природного газа.

В рамках сформированной в Республике Татарстан законодательной базы в области энергосбережения и энергоресурсоэффективности накоплен большой опыт по обеспечению рационального и эффективного газопотребления.

В республике на постоянной основе проводится работа по совершенствованию системы учета и контроля за поставками и потреблением природного газа. В целях создания условий для обеспечения высокой точности учета потребления природного газа в 2008 году было подписано Соглашение о сотрудничестве между ОАО «Газпром», Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии и Кабинетом Министров Республики Татарстан по совершенствованию эталонной и испытательной базы средств измерений расхода и количества природного газа, сжиженного природного газа и газового конденсата.

Благодаря принимаемым мерам по обеспечению рационального использования газа при стабильно высокой динамике темпов экономического роста в промышленности и энергетике среднегодовое потребление газа в республике за период с 2000 по 2013 год сохраняется на уровне не более 14,5 млрд. куб.метров.

Основной объем потребления газа приходится на энергетику и жилищно-коммунальное хозяйство – 69,1 процента внутриреспубликанского потребления по итогам 2013 года. За период с 2000 по 2013 год объемы потребления в энергетике и жилищно-коммунальном хозяйстве снизились на 3,6 процента.

Высокая доля газа в балансе топливно-энергетических ресурсов, потребляемых в энергетике, определяется его ценовыми, топливными и экологическими преимуществами по сравнению с другими энергоносителями. Так, доля природного газа в топливных балансах крупнейших республиканских энергетических компаний (ОАО «Генерирующая компания», ОАО «ТГК-16», ОАО «Нижекамская ТЭЦ», ЗАО «ТГК Урусинская ГРЭС») составляет 99 процентов.

Доля населения в потреблении газа за период с 2000 года сохранилась практически на постоянном уровне: 13,7 процента в 2000 году и 13,1 процента в 2013 году.

Потребление бюджетными организациями было снижено в 3,3 раза к 2013 году по сравнению с 2000 годом. Соответствующим образом изменился и удельный вес этой группы в общем объеме потребления – с 2,2 до 0,7 процента.

В то же время для промышленного комплекса, который все это время обеспечивал стабильно высокие темпы роста производства, была характерна заметная положительная динамика газопотребления – рост в 1,4 раза к 2013 году по сравнению с 2000 годом. Доля промышленного газопотребления в общереспубликанском объеме за указанный период возросла с 12 до 17 процентов.

Следствием позитивной динамики социально-экономического развития Республики Татарстан является возникновение дополнительной потребности в природном газе как для обеспечения населения, жилищно-коммунального и социального комплексов, так и для реализации стратегических проектов в промышленности.

При этом тенденция опережающего роста промышленного газопотребления в прогнозируемом периоде до 2030 года сохранится.

Природный газ является ценнейшим сырьем для нефтегазохимической промышленности, развитие которой может дать мощный импульс как экономике Республики Татарстан, так и экономике Российской Федерации в целом.

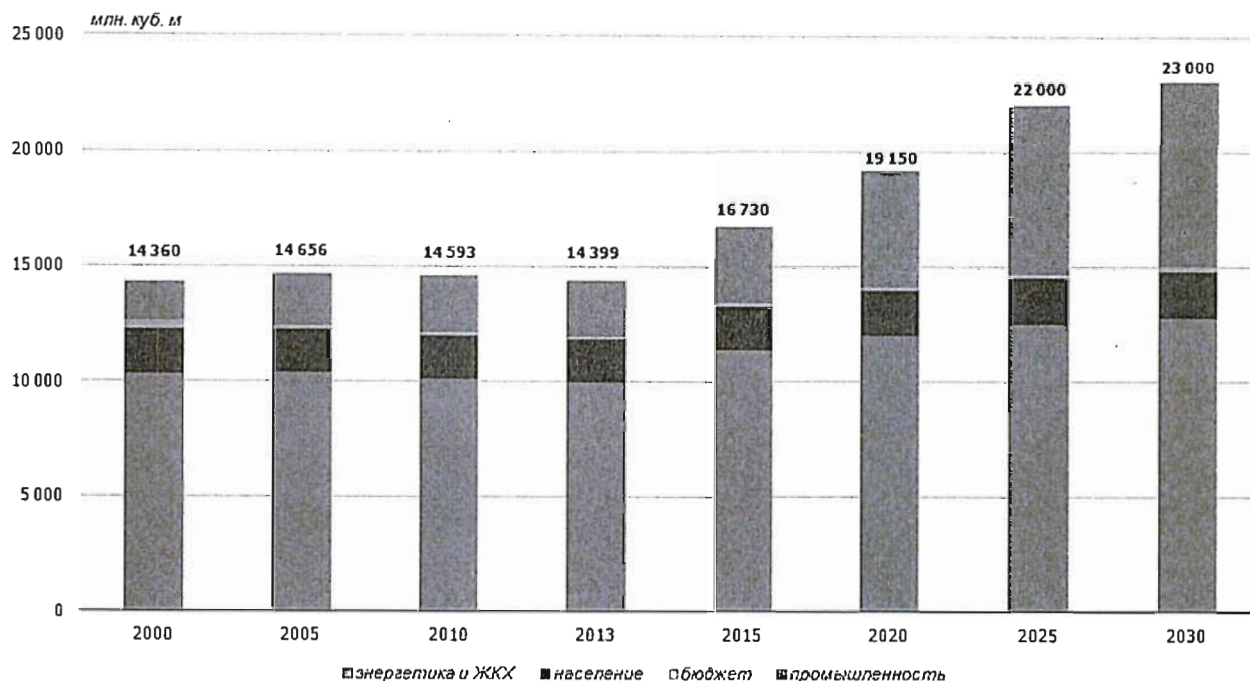


Рис. 12. Динамика и прогноз потребления природного газа в Республике Татарстан

Переориентация использования газа с топливных на сырьевые цели обеспечит рост производства с более высокой добавленной стоимостью, позволит пополнить доходы республиканского бюджета, создать дополнительные рабочие места.

Во исполнение задач по формированию основ национальной конкурентоспособности, преодолению зависимости от сырьевого экспорта и созданию новых эффективных предприятий в Нижнекамском промышленном узле Республики Татарстан, включающем в себя Нижнекамский, Альметьевский, Менделеевский промышленные районы, г.Набережные Челны и Особую экономическую зону промышленно-производственного типа «Алабуга», осуществляются масштабные проекты, направленные на совершенствование процессов добычи и переработки углеводородного сырья.

К указанным проектам относятся проекты строительства Комплекса по производству аммиака, метанола и гранулированного карбамида в г.Менделеевске; Комплекса глубокой переработки тяжелых остатков нефтеперерабатывающего завода ОАО «ТАИФ-НК»; Комплекса «ТАНЕКО»; разработка Ашальчинского нефтебитумного месторождения с использованием новых тепловых методов извлечения.

Одновременно с ростом промышленного потребления газа будет увеличиваться и потребность энергетического комплекса республики в природном газе для обеспечения надежного энергоснабжения новых потребителей.

Если с учетом заявленных предприятиями республики проектов строительства новых и модернизации действующих производственных мощностей потребление

природного газа в промышленности может увеличиться в 3,3 раза, то для электроэнергетики и коммунальной сферы, населения и бюджетных организаций рост газопотребления в 2030 году не превысит 30 процентов к уровню 2013 года.

В общей сложности прогнозируется рост газопотребления в республике в 1,6 раза к 2030 году по сравнению с 2013 годом.

3.7.2. Газификация Республики Татарстан

По показателям газификации Республика Татарстан занимает лидирующее положение среди регионов России. Уровень газификации Республики Татарстан достигает 99 процентов, при этом характерной особенностью Татарстана является то, что высокие показатели газификации обеспечены в равной степени для городов и сельских населенных пунктов. Общее количество газифицированных квартир и индивидуальных жилых домов достигает 1,39 миллиона. В среднем в республике ежегодно газифицируется 19 тыс. квартир (рисунок 13).

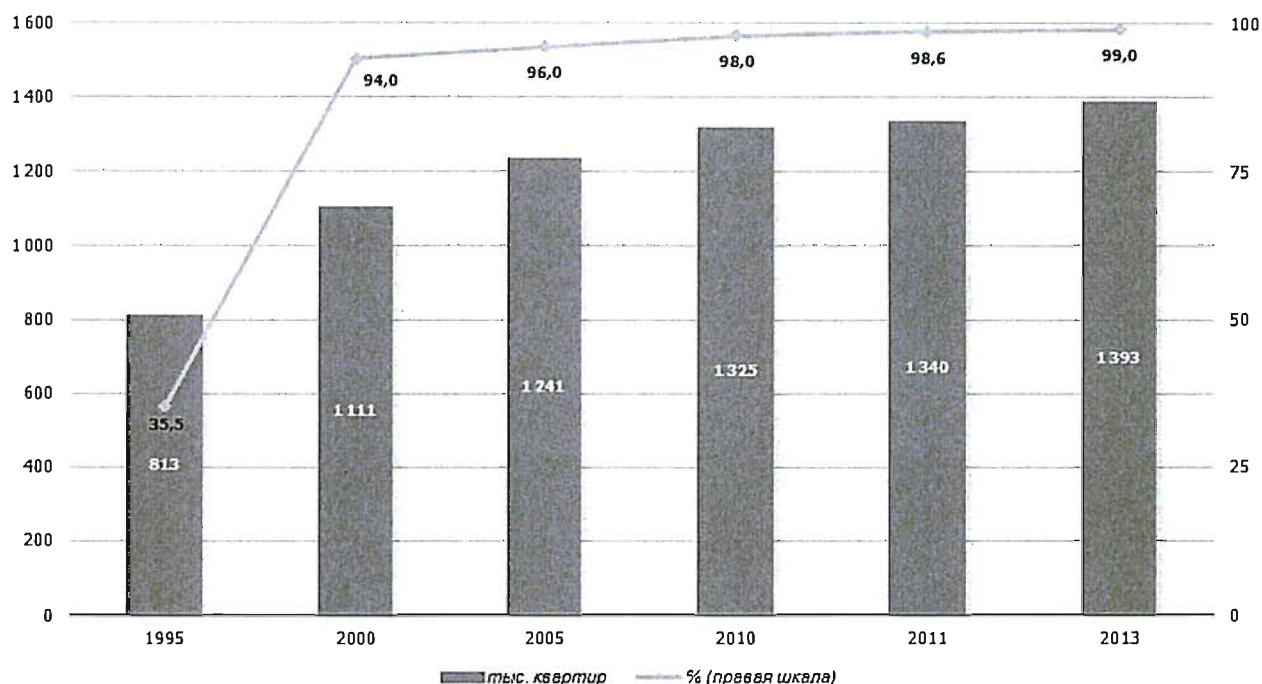


Рис. 13. Уровень газификации Республики Татарстан и количество газифицированных квартир

Для решения перспективных проблем, связанных с обеспечением социальной сферы, в республике проводится постоянная работа по газификации объектов социально-бытового назначения и жилищного фонда. Начиная с 2006 года основным источником финансирования работ по газификации Республики Татарстан является специальная надбавка к тарифу на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям, устанавливаемая по согласованию с Федеральной службой по тарифам. Суммарный объем расходов по программам газификации, финансируемым за счет специальных надбавок к тарифу на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям, за период с 2006 по 2014 год составляет 1748 млн. рублей.

Работы по развитию газификации будут продолжены с учетом строительства жилья и объектов социальной инфраструктуры, а также роста потребностей промышленных предприятий.

В газовом хозяйстве Республики Татарстан эксплуатируется 5,6 тыс. км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов, а также 38,7 тыс. км распределительных газопроводов.

Важнейшим направлением деятельности является содействие развитию газотранспортных мощностей для обеспечения природным газом масштабных инвестиционных проектов, реализуемых в республике.

В 2014 году совместно с ОАО «Газпром промгаз» подготовлена Генеральная схема газоснабжения и газификации Республики Татарстан.

Разработан Сценарный прогноз потребности в природном газе в Республике Татарстан с учетом возможной реализации региональных инвестиционных проектов на период до 2020 года. Проект строительства газотранспортных мощностей на территории Нижнекамского промышленного узла включен в инвестиционную программу ОАО «Газпром» с финансированием за счет ОАО «Газпром». Профильными структурами ОАО «Газпром» проводится предпроектная подготовка и выбор трассы прохождения газопровода.

В целях обеспечения надежного и бесперебойного газоснабжения Закамской зоны Республики Татарстан и г. Казани с учетом перспективного развития на период до 2030 года реализуется проект «Реконструкция газопровода Миннибаево – Казань на участке 220 – 285 км». Ввод в эксплуатацию этого газопровода позволит увеличить его пропускную способность с нынешних 2,3 до 5 млрд. куб.метров в год. В 2012 – 2013 годах построено 72,2 км газопровода, три станции электрохимзащиты и узел замера газа. Работы продолжаются и в 2015 году.

Проводится работа по строительству газовой инфраструктуры для инновационного центра «Иннополис» в рамках инвестиционной программы ОАО «Газпром».

В настоящее время пропускная способность газотранспортной системы республики на ряде участков достигла своего максимума, что ограничивает подключение к ней новых потребителей.

В целях дальнейшего развития и совершенствования газотранспортной системы в Республике Татарстан ООО «Газпром трансгаз Казань» подготовлен приоритетный перечень объектов реконструкции и нового строительства магистральных газопроводов, газопроводов-отводов, газораспределительных станций на период до 2030 года.

Строительство вышеперечисленных объектов позволит повысить мощность газотранспортной системы республики и обеспечить доступ к ней потенциальных потребителей.

3.7.3. Использование газомоторного топлива в Республике Татарстан

Основным потребителем газомоторного топлива в Республике Татарстан является автотранспортный комплекс республики.

Использование газомоторного топлива автомобильным транспортом вместо традиционных нефтяных видов имеет особое значение для улучшения

экологической обстановки в Республике Татарстан. Его применение также позволяет снизить стоимость транспортных услуг за счет более низкой по сравнению с традиционными видами топлива стоимости природного газа.

Необходимым условием для расширения использования газомоторного топлива в транспортном комплексе является создание сети автогазозаправочных станций на территории республики.

В настоящее время на территории Республики Татарстан расположены 11 автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (далее – АГНКС), из них одна законсервирована. Среднегодовая загрузка АГНКС составляет 10 – 12 процентов от проектной мощности.

Все АГНКС принадлежат ООО «Газпром трансгаз Казань».

В целях поддержки республиканских транспортных организаций ООО «Газпром трансгаз Казань» имеет возможность:

обеспечивать бесперебойную круглосуточную заправку газобаллонного автотранспорта и передвижных автомобильных газовых заправщиков на действующих АГНКС;

оказывать услуги на договорной основе по переоборудованию автотехники для работы на компримированном природном газе (далее – КПГ), по техническому обслуживанию и ремонту газобаллонного оборудования автомобилей, по переосвидетельствованию газовых баллонов, по подготовке водительского состава для работы на автомобилях, использующих в качестве топлива КПГ.

Полная газификация Республики Татарстан позволяет разместить в каждом населенном пункте АГНКС, обеспечив тем самым автовладельцев экологически чистым и экономически выгодным моторным топливом – КПГ.

Использование газобаллонной автотехники, в том числе пассажирских автобусов, работающих на газомоторном топливе, целесообразно при междугородных перевозках, где на начальных, промежуточных и конечных пунктах, а также на внутригородских маршрутах имеются АГНКС.

В целях создания условий для производства, реализации и использования природного газа в 2013 году подписано Соглашение между Правительством Республики Татарстан, ОАО «Газпром» и ООО «Газпром газомоторное топливо» о расширении использования природного газа в качестве моторного топлива.

Республика Татарстан определена одним из пилотных регионов Российской Федерации по развитию рынка газомоторного топлива в России. В г. Казани открыт филиал ООО «Газпром газомоторное топливо» – организация, уполномоченная ОАО «Газпром» для участия в данной работе.

При участии профильных исполнительных органов государственной власти Республики Татарстан, ООО «Газпром газомоторное топливо», ОАО «КАМАЗ» (производитель техники), ООО «РариТЭК» (официальный дилер, переоборудующий технику на использование метана), ОАО «Татнефтехиминвест-холдинг» готовятся совместные решения, направленные на развитие в республике рынка газомоторного топлива. Принята и реализуется соответствующая государственная программа Республики Татарстан.

В рамках данной программы уже в 2013 году (на первом этапе программы) предприятиями и организациями республики закуплено 1,1 тыс. штук автомобилей и средств спецтехники, работающих на газомоторном топливе, в планах на 2014 – 2018 годы (на втором этапе) – приобретение более 5 тысяч единиц авто-

транспортных средств, работающих на КПГ, строительство 31 АГНКС и 65 дочерних АГНКС.

За период с 2019 по 2023 год (на третьем этапе) планируется приобретение 8,8 тыс. единиц автотранспортных средств, работающих на КПГ, строительство 29 АГНКС и 85 дочерних АГНКС.

При этом разработка и производство широкого спектра газобаллонной автомобильной техники, работающей на метане (автобусов, коммунальной, строительной и специальной, сельскохозяйственной техники), обеспечиваются ОАО «КАМАЗ» и ООО «РариТЭК».

С целью дальнейшего расширения использования природного газа в качестве моторного топлива в Республике Татарстан на территории Тюлячинского муниципального района в июне 2014 года начато строительство комплекса по производству, хранению и выдаче сжиженного природного газа мощностью 56 тыс. тонн в год с возможностью увеличения до 112 тыс. тонн в год. Применение сжиженного природного газа позволит при сохранении экономических и экологических преимуществ КПГ увеличить в три раза пробег автомобиля от одной заправки.

Однако сдерживающим фактором расширения применения газомоторного топлива является отсутствие федеральной нормативной правовой базы, стимулирующей заинтересованность потребителей в его использовании.

Единственной мерой стимулирования использования газомоторного топлива в России до 2013 года является решение, принятое постановлением Правительства Российской Федерации, согласно которому предельная отпускная цена на КПГ установлена в размере не более 50 процентов от цены бензина марки АИ-76. А в связи с прекращением производства бензина марки АИ-76 Министерством энергетики Российской Федерации подготовлено решение об установлении предельного уровня отпускной цены на КПГ в размере не более 50 процентов от цены дизельного топлива (проект постановления Правительства Российской Федерации).

В то же время для динамичного развития рынка газомоторного топлива в России необходимо дальнейшее развитие федерального законодательства, предусматривающего комплекс мер государственной поддержки. Прежде всего, это налоговые льготы для автопредприятий при переводе транспорта на газомоторное топливо, освобождение от платежей и пошлин, субсидирование закупок газомоторного топлива на федеральном уровне, стимулирование принятия целевых региональных программ. Широкое применение этого вида топлива приведет к снижению себестоимости автомобильных перевозок и, следовательно, будет способствовать ускорению экономического развития регионов и России в целом.

3.7.4. Строительство подземного хранилища газа в Республике Татарстан

Подземные хранилища газа (далее – ПХГ) – неотъемлемая часть единой системы газоснабжения России. Они расположены в регионах основного потребления газа. Их использование позволяет регулировать сезонную неравномерность потребления газа, обеспечивать гибкость и надежность его поставок.

В отдельные периоды создаются экстремальные ситуации, связанные с недостатком природного газа. В первую очередь, дефицит газа возникает во время

резкого падения температуры в течение отопительного периода. Чрезвычайные ситуации по газообеспечению могут возникнуть и при авариях на магистральных и распределительных газопроводах, расположенных как на территории Республики Татарстан, так и за ее пределами.

В соответствии с реализуемыми ОАО «Газпром» задачами развития газовой промышленности, направленными в том числе на стабильное, бесперебойное и экономически эффективное удовлетворение внутренних потребителей, начиная с 2005 года проводятся работы по созданию ПХГ на территории Республики Татарстан.

Проект по строительству ПХГ в Республике Татарстан включен в инвестиционную программу ОАО «Газпром» по строительству, реконструкции и вводу объектов системы подземного хранения газа на территории Российской Федерации на 2012 – 2015 годы.

После проведения комплекса необходимых изыскательских и геологоразведочных работ для строительства ПХГ выбрана площадка в Алексеевском районе у границы с Чистопольским районом (Арбузовское ПХГ). Месторасположение ПХГ в географическом центре республики обеспечивает оптимальную логистику транспортировки газа от хранилища в сторону г.Казани, а также к потребителям стремительно развивающегося Нижнекамского промышленного узла, где сосредоточены гиганты нефтегазохимической отрасли – ПАО «Нижнекамскнефтехим», ОАО «ТАИФ-НК», Комплекса «ТАНЕКО», ОАО «Нижнекамскшина» и др.

Проектная мощность республиканского ПХГ – более 1 млрд. куб.метров, в 2015 году ведутся проектные работы по объекту. После проведения экспертиз в 2015 – 2016 годах начнется строительство ПХГ, к 2018 году ОАО «Газпром» планирует осуществить пробную закачку газа в пласт коллектора ПХГ.

Реализация проекта по строительству ПХГ на территории республики позволит регулировать сезонную неравномерность потребления газа, а также обеспечивать гибкость и надежность его поставок.

IV. Энергетическая отрасль Республики Татарстан

4.1. Современное состояние энергетического комплекса Республики Татарстан

Энергосистема Республики Татарстан граничит с энергетическими системами Самарской, Кировской, Ульяновской, Оренбургской областей и республик Марий Эл, Чувашской, Удмуртской, Башкортостан.

Энергосистема республики охватывает площадь 68 тыс. кв. км с населением 3,8 млн. человек.

В энергосистеме Республики Татарстан в настоящее время функционируют четыре производителя электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки – ОАО «Генерирующая компания», ОАО «ТГК-16», ООО «Нижнекамская ТЭЦ» и ЗАО «ТГК Урусинская ГРЭС».

Все четыре компании имеют статус субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ) и допуск к его торговой системе. Поэтому от технического состояния оборудования станций, соответствия их современным

требованиям энергоэффективности зависят конкурентоспособность вырабатываемой энергии и востребованность на ОРЭМ и розничном рынке электрической энергии.

Установленная электрическая мощность энергосистемы на 1 января 2015 года составляет 7056 МВт, тепловая мощность – 15283 Гкал/час, в разрезе компаний информация представлена в таблице 14.

Таблица 14

**Установленная электрическая и тепловая мощность
компаний и станций энергосистемы Республики Татарстан**

Наименование электростанции	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/час
ОАО «Генерирующая компания», в том числе	5215	7933
Казанская ТЭЦ-1	220	630
Казанская ТЭЦ-2	410	991
Набережночелнинская ТЭЦ	1 180	4 092
Елабужская ТЭЦ	–	420
Нижнекамская ГЭС	1 205	–
Заинская ГРЭС	2 200	110
Котельная Азино	–	360
Котельная Горки	–	200
Котельная Савиново	–	540
КЦ БСИ	–	590
ОАО «ТГК-16», в том числе	1 300	5 643
Казанская ТЭЦ-3	420	1 897
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	880	3 746
ООО «Нижнекамская ТЭЦ», в том числе	380	1 580
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-2)	380	1 580
ЗАО «ТГК Урусинская ГРЭС»	161	127
Урусинская ГРЭС	161	127

Передача электрической энергии осуществляется по сетям электросетевых компаний.

Крупнейшей электросетевой организацией в Республике Татарстан является ОАО «Сетевая компания». По состоянию на 1 января 2015 года в республике также функционируют 52 смежные сетевые организации.

Филиалами ОАО «Сетевая компания» эксплуатируются 18142 подстанции (далее – ПС), в том числе 374 ПС с напряжением 35-500 кВ, 17768 распределительных подстанций (далее – РП) и трансформаторных подстанций (далее – ТП) с напряжением 6 (10) кВ. На подстанциях с напряжением 35-500 кВ в работе находятся силовые трансформаторы (далее – АТ) общей мощностью 18303,3 МВА.

Общая протяженность воздушных линий (далее – ВЛ) 0,4-500 кВ составляет 58712,2 км, общая протяженность кабельных линий электропередач 0,38-110 кВ – 8724,2 км.

Энергосистема Республики Татарстан является наиболее крупной в территориальной структуре электропотребления Объединенной энергетической системы Средней Волги, имеет наибольший удельный вес в суммарном потреблении

электрической энергии в системе – 24,7 процента, и в течение прогнозного периода данный показатель не претерпит существенных изменений.

Казанский энергорайон

Казанский энергорайон является остродефицитным. Потребление энергорайона в зимний (летний) максимум в 2014 году составляет 1299/992 МВт, при этом генерация в данный период времени – 550/171 МВт.

Электроснабжение Казанского энергорайона осуществляется от трех электростанций: Казанской ТЭЦ-1, Казанской ТЭЦ-2, Казанской ТЭЦ-3, а дефицит мощности восполняется по транзитным ВЛ 500 и 220 кВ.

Основными потребителями электроэнергии Казанского энергорайона являются предприятия нефтехимической промышленности, авиастроения, моторостроения, судостроения, коммунально-бытового сектора и сельского хозяйства.

Нижнекамский энергорайон

Нижнекамский энергорайон является дефицитным. Потребление энергорайона в зимний (летний) максимум составляет 1715/1433 МВт, при этом генерация в данный период времени – 1473/953 МВт.

Электроснабжение Нижнекамского энергорайона осуществляется от трех электростанций: Нижнекамской ТЭЦ (ПТК-1), Нижнекамской ТЭЦ (ПТК-2), Набережночелнинской ТЭЦ, а дефицит мощности восполняется по транзитным ВЛ 220 и 110 кВ.

Основными потребителями электроэнергии Нижнекамского энергорайона являются предприятия промышленности, в том числе нефтехимической, нефтеперерабатывающей, нефтедобывающей, автомобилестроения, сельского хозяйства и коммунально-бытового сектора.

Уруссинский энергорайон

Уруссинский энергорайон является дефицитным. Потребление энергорайона в зимний (летний) максимум составляет 768/601 МВт, при этом генерация в данный период времени – 463/410 МВт.

В энергорайоне функционирует ПС Бугульма-500 с РУ 500-220-110 кВ и Уруссинская ГРЭС – 161 МВт. Электроснабжение Уруссинского энергорайона осуществляется от Уруссинской ГРЭС, а связь с Единой энергетической системой и другими энергорайонами операционной зоны Регионального диспетчерского управления (далее – ОЗ РДУ) Татарстана осуществляется по ВЛ-500-220-110 кВ.

Основными потребителями электроэнергии Уруссинского энергорайона являются предприятия нефтедобывающей и нефтехимической промышленности, коммунально-бытового сектора и сельского хозяйства.

Рост дефицита активной мощности Уруссинского энергорайона обусловлен ростом собственного электропотребления и перспективных потребителей электроэнергии.

Буинский энергорайон

Буинский энергорайон является дефицитным. Потребление энергорайона в зимний (летний) максимум составляет 82/48 МВт, при этом источники генерации в данном районе отсутствуют.

В Буинском энергорайоне функционирует ПС Студенец с РУ 220-110 кВ. Электроснабжение Буинского энергорайона осуществляется от ПС Канаш Чувашской ЭС по ВЛ 220 кВ Канаш-Студенец (I и II цепь) и от ПС Тюрлема

Чувашской ЭС по ВЛ 110 кВ Тюрлема – Бишбатман, а связь с ЕЭС и другими энергорайонами ОЗ РДУ Татарстана осуществляется по ВЛ 110 кВ.

Основными промышленными потребителями в Буинском районе являются предприятия пищевой и сельскохозяйственной промышленности.

Основные проблемные вопросы энергетической отрасли Татарстана заключаются в следующем.

По состоянию на 1 января 2015 года физический износ основных производственных фондов ОАО «Сетевая компания» (линии электропередач, трансформаторы) составляет 57 процентов, по линиям электропередач напряжением СН1 (35 кВ) износ достигает 67 процентов. Вместе с тем потери электрической энергии при транспортировке по сетям ОАО «Сетевая компания» снизились с 9,5 процента в 2009 году до 7,2 процента в 2013 году. Несмотря на то, что уровень потерь в сетях ОАО «Сетевая компания» является одним из самых низких в стране, указанное значение выше по сравнению со значениями сетевых потерь в промышленно развитых странах мира (4 – 5 процентов).

По объектам генерации наибольший физический износ основных производственных фондов на Уруссинской ГРЭС составляет 84,4 процента, в ООО «Нижекамская ТЭЦ» – 58,4 процента. Такая ситуация связана со значительными капитальными вложениями, высокими сроками окупаемости мероприятий по модернизации объектов энергетики.

Износ и моральное старение генерирующих мощностей объектов энергетики республики на фоне массового строительства новых генерирующих мощностей по программе договоров о предоставлении мощности за пределами Республики Татарстан приводят к снижению конкурентоспособности энергетических компаний Татарстана на оптовом рынке электроэнергии и мощности и дальнейшему выводу из эксплуатации старых станций. Так, к 2019 году предполагается вывод генерирующего оборудования с суммарной мощностью 2804 МВт, в том числе на объектах ОАО «Генерирующая компания» – 2610 МВт: Казанская ТЭЦ-2 – 190 МВт (2017 год), Казанская ТЭЦ-1 – 220 МВт (2018 год), Заинская ГРЭС – 2200 МВт (2018 год), ЗАО «ТГК Уруссинская ГРЭС» – 161 МВт (2018 год), ОАО «ТГК-16» – 33 МВт (Казанская ТЭЦ-3).

Однако, несмотря на указанные проблемы, энергосистеме Республики Татарстан удается решать главную задачу: обеспечение надежного и бесперебойного снабжения потребителей электрической и тепловой энергией.

4.1.1. Структура производства и потребления электрической и тепловой энергии

Выработка электрической энергии в Республике Татарстан осуществляется в основном на тепловых и конденсационных электростанциях. На долю гидроэлектростанции (Нижекамская ГЭС) приходится 7 – 8 процентов выработки.

За 2014 год в республике выработано 21,5 млрд. кВт/ч электрической энергии со снижением относительно 2009 года на один процент.

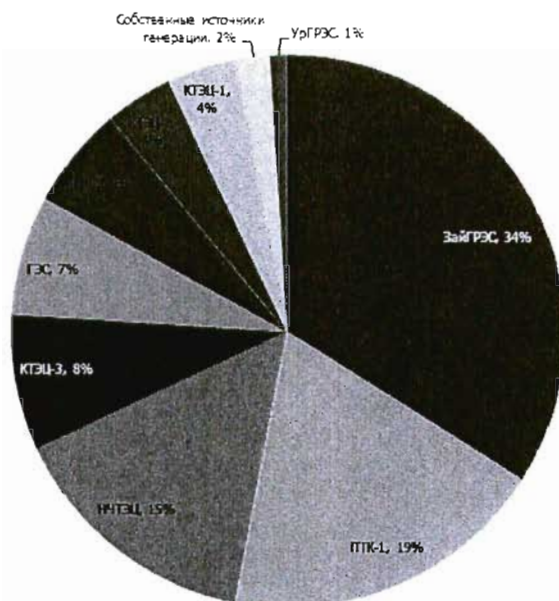


Рис. 14. Структура выработки электрической энергии станциями Республики Татарстан

В последние годы наблюдается снижение выработки электрической энергии станциями, что объясняется падением конкурентоспособности республиканской генерации вследствие отсутствия достаточного ввода современных источников электрической энергии при активном внедрении современных технологий за пределами республики.

Объем внутреннего потребления электрической энергии в Республике Татарстан в период с 2009 по 2014 год увеличился на 3,3 млрд. кВт·ч, или на 13 процентов. Рост потребления электрической энергии объясняется развитием производства в энергоемких отраслях республики, таких как машиностроение, нефтехимия, нефтедобыча.

За рассматриваемый период происходит также изменение структуры потребления электрической энергии в разрезе групп потребителей. Так, по итогам 2014 года значительные объемы потребления электроэнергии наблюдаются по следующим группам потребителей:

химия, нефтехимия – 24,4 процента (рост относительно 2009 года на 5 процентов);

прочие потребители – 19,2 процента (снижение относительно 2009 года на 8 процентов);

нефтедобыча – 17,7 процента (на уровне 2009 года);

население и жилищно-коммунальное хозяйство – 14 процентов (на уровне 2009 года).

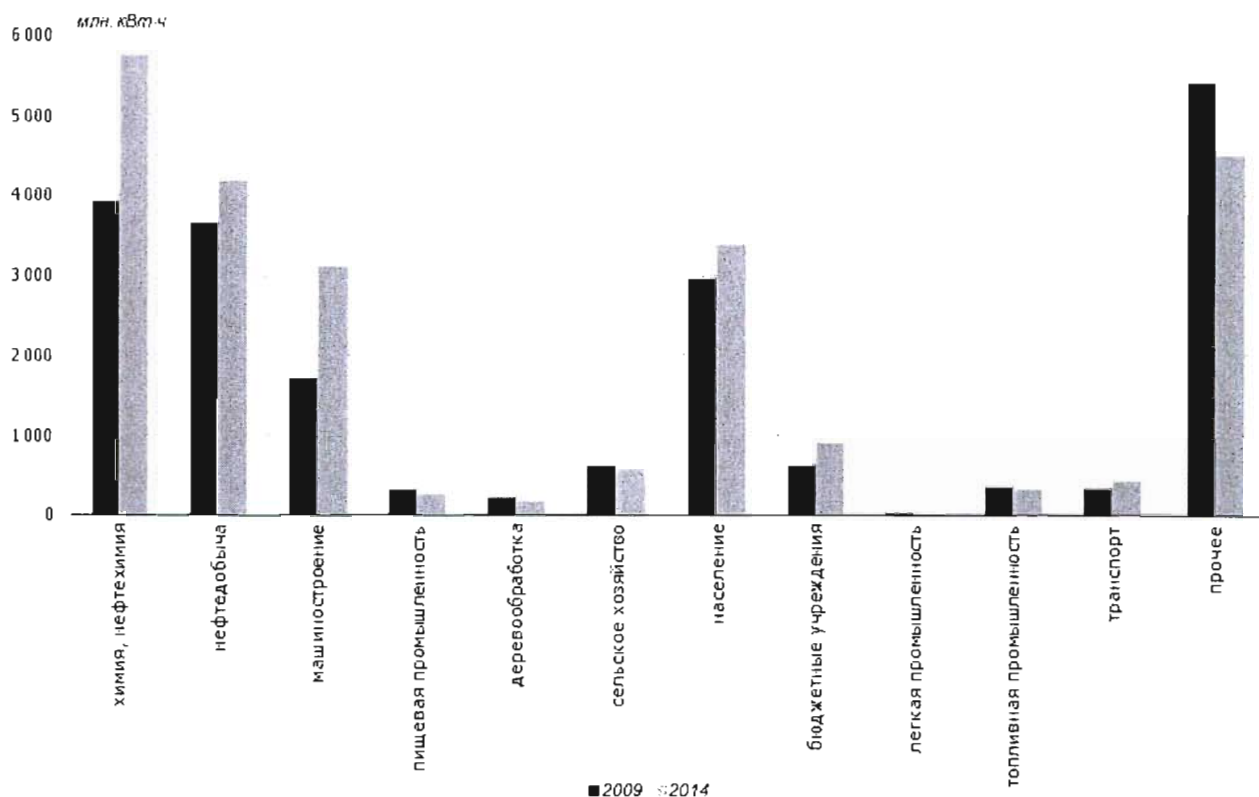


Рис. 15. Динамика потребления электрической энергии в Республике Татарстан в 2009 и 2014 годах

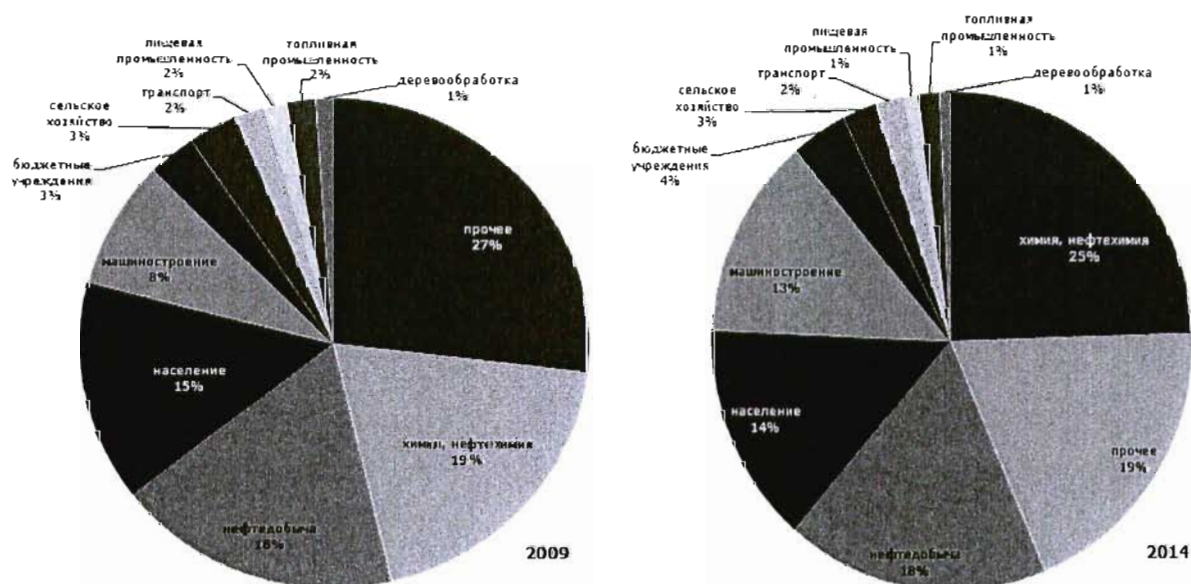


Рис. 16. Структура потребления электроэнергии в Республике Татарстан в 2009 и 2014 годах

В Республике Татарстан отпуск тепловой энергии, производимой в режиме комбинированной выработки, по итогам 2014 года составил 34,3 млн. Гкал с ростом относительно 2009 года на 14,3 процента.

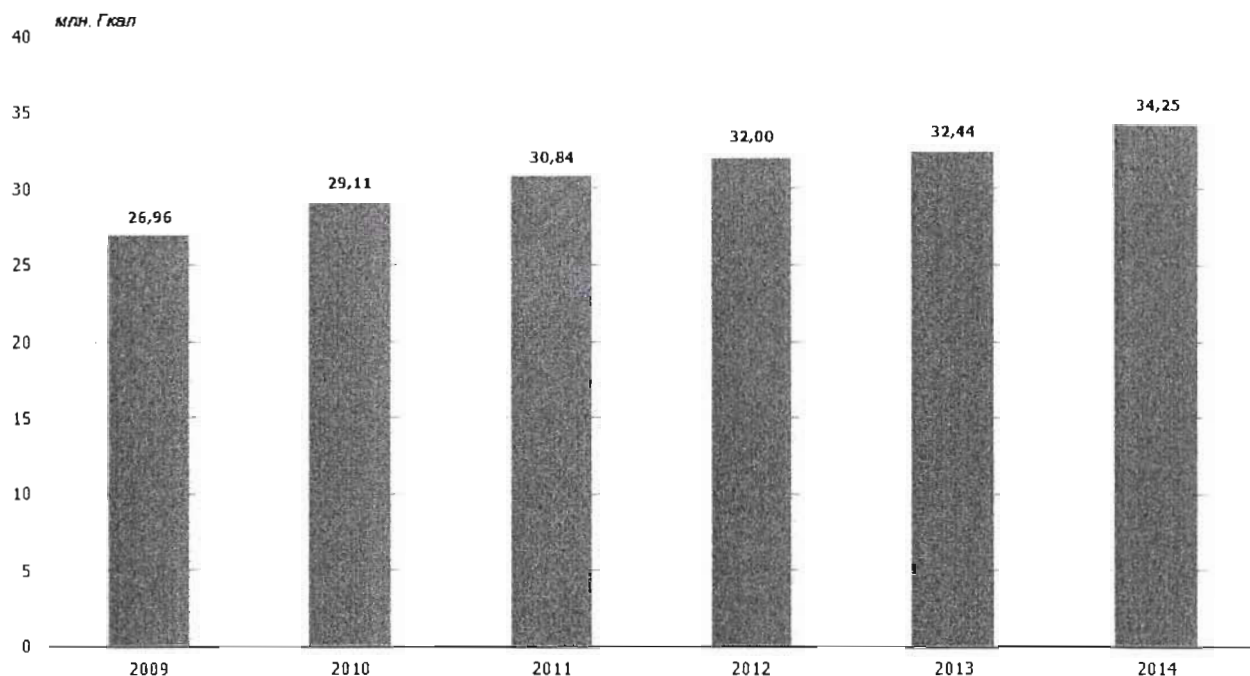


Рис. 17. Динамика отпуска тепловой энергии, производимой в режиме комбинированной выработки, в 2009 – 2014 годах

4.1.2. Прогноз производства и потребления электрической и тепловой энергии

В связи с развитием промышленного производства Республики Татарстан рост потребления электрической энергии планируется и в последующие годы: в 2020 г. – на 9,1 процента по сравнению с 2014 годом, в 2025 г. – на 15,8 процента, в 2030 г. – на 23,2 процента. Соответственно, будут расти и пиковые нагрузки энергосистемы (4699 МВт к 2030 году, что на 688 МВт выше показателя 2013 года).

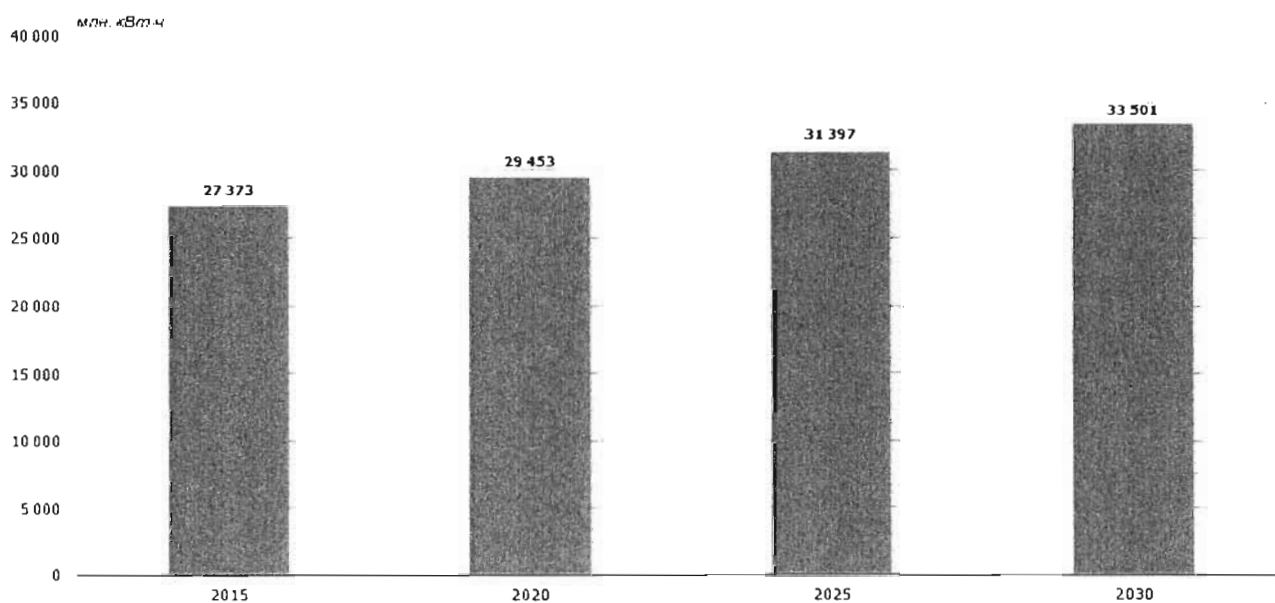


Рис. 18. Прогноз динамики потребления электрической энергии в Республике Татарстан в 2015 – 2030 годах

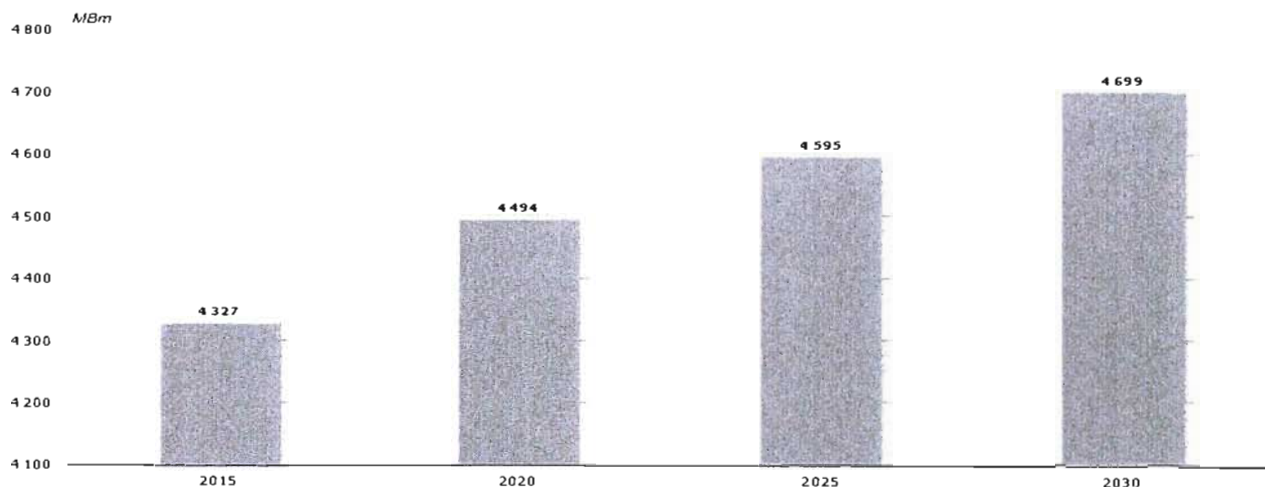


Рис. 19. Прогноз динамики годовых пиковых нагрузок в Республике Татарстан в 2015 – 2030 годах

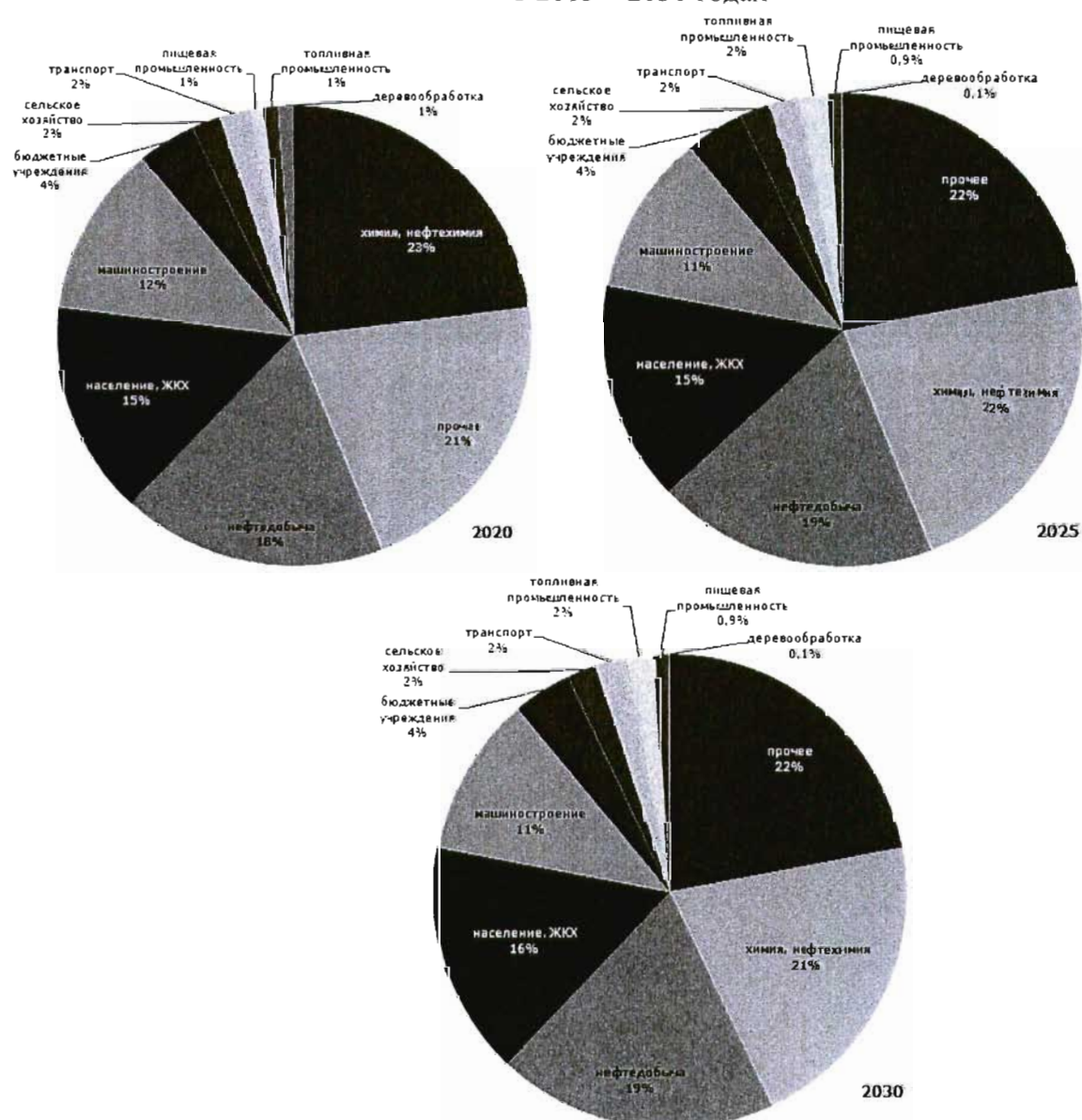


Рис. 20. Прогноз структуры потребления электрической энергии в Республике Татарстан в 2020 – 2030 годах

В связи с ежегодным наращиванием темпов развития и, как следствие, увеличением потребления электрической энергии и мощности потребителями Республика Татарстан нуждается в увеличении энергетических мощностей.

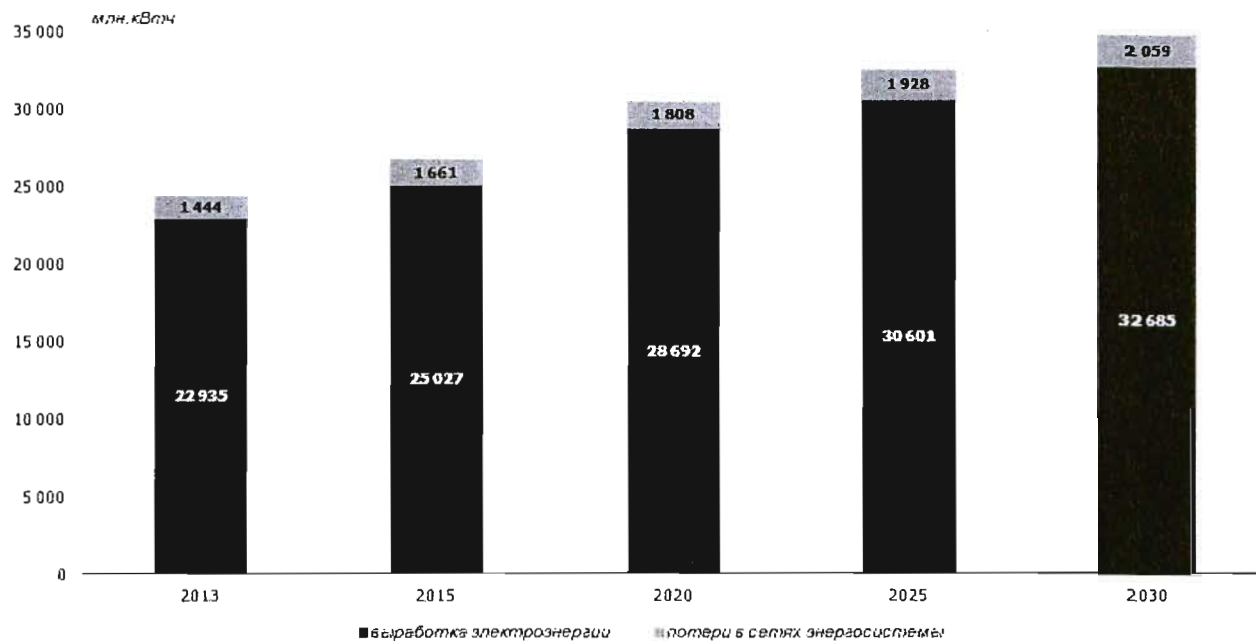


Рис. 21. Прогноз выработки электрической энергии в Республике Татарстан в 2013 – 2030 годах

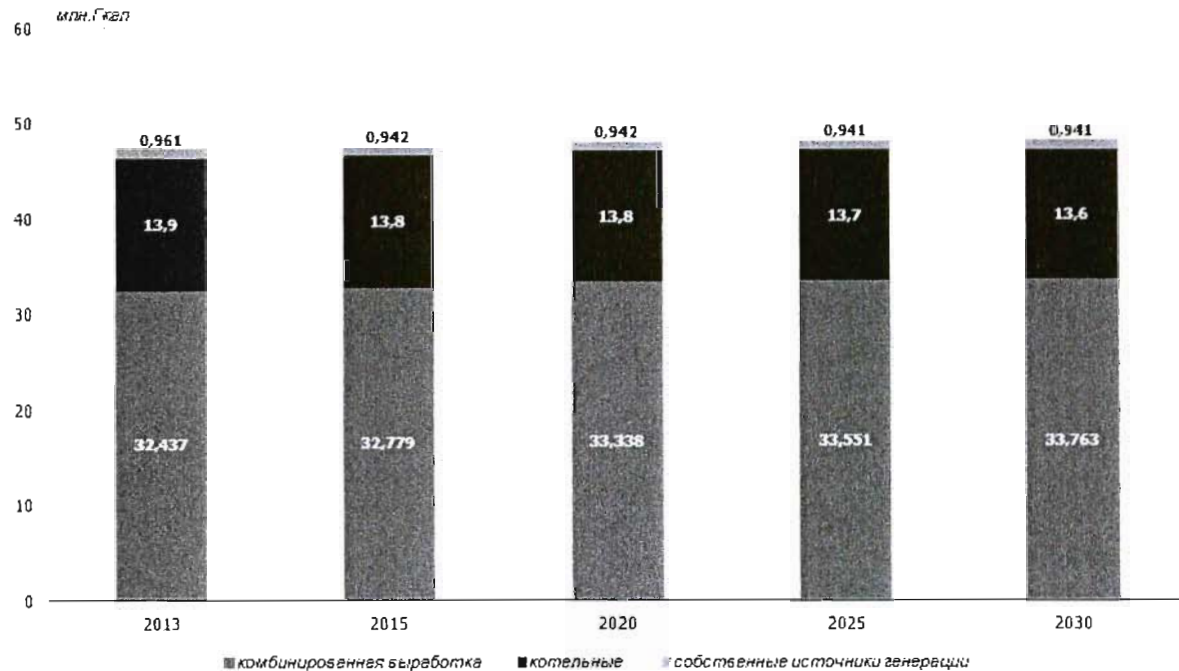


Рис. 22. Прогноз отпуска тепловой энергии в Республике Татарстан в 2013 – 2030 годах

Несмотря на рост объемов производства в промышленности, уровень отпуска тепловой энергии потребителям растет незначительно, что связано с

широкомасштабным внедрением мероприятий по энергосбережению крупными промышленными предприятиями.

В перспективе необходимо увеличивать долю производства тепловой энергии в режиме комбинированной выработки.

4.2. Основные направления развития энергосистемы Республики Татарстан

Стратегическими целями развития электроэнергетики Республики Татарстан являются:

- надежное снабжение всех потребителей Республики Татарстан электрической и тепловой энергией;

- повышение конкурентоспособности и обеспечение устойчивого развития энергетической отрасли на базе новых современных технологий;

- снижение уровня негативного воздействия на окружающую среду.

Для реализации указанных целей первостепенное значение имеет модернизация производственных объектов энергосистемы.

Основные принципы модернизации энергосистемы Республики Татарстан:

- приоритетный ввод объектов, обеспечивающих комбинированное производство электрической и тепловой энергии, снижение удельных расходов топлива, а также уменьшающих негативное воздействие на окружающую среду с вытеснением действующих газовых котельных в зону пиковых тепловых нагрузок;

- максимальное, приоритетное использование систем централизованного теплоснабжения;

- обеспечение конкурентоспособности электрической энергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности;

- дифференциация используемых видов топлива;

- ликвидация дефицита электрической мощности в республике;

- обеспечение надежного электроснабжения потребителей;

- обеспечение условий опережающего развития инфраструктуры электро-снабжения городов и районов Республики Татарстан для создания возможности технологического присоединения к электрическим сетям.

4.2.1. Развитие генерирующих мощностей

В целях повышения надежности энергоснабжения потребителей, обеспечения энергетической безопасности и самодостаточности Республики Татарстан, обновления генерирующих мощностей и электросетевого хозяйства предприятиями энергокомплекса начаты и планируются к реализации проекты по вводу новых мощностей, мероприятия по реконструкции существующих.

ОАО «Генерирующая компания» в декабре 2014 года завершено строительство парогазовой установки (далее – ПГУ) мощностью 220 МВт на Казанской ТЭЦ-2.

ОАО «ТГК-16» на Казанской ТЭЦ-3 планируется ввод в 2017 году газотурбинной установки (далее – ГТУ) мощностью 388,6 МВт.

На станции ООО «Нижекамская ТЭЦ» реализуется проект по увеличению электрической мощности станции до 730 МВт. Ввод установки мощностью в 350 МВт запланирован в 2015 году.

ЗАО «ТГК Уруссинская ГРЭС» прорабатывается строительство энергетических мощностей на базе парогазовых технологий.

С учетом вывода мощностей дополнительно требуется ввод ПГУ мощностью 230 МВт на Казанской ТЭЦ-1 (2018 год), замещение мощностей на Заинской ГРЭС.

Кроме того, рост выработки электроэнергии в республике возможен за счет внедрения в котельных газотурбинного оборудования, обеспечивающего комбинированное производство электрической и тепловой энергии.

В настоящее время в ОАО «Альметьевские тепловые сети» реализован проект по строительству трех мини-ТЭЦ на базе районных котельных с суммарной электрической мощностью 24 МВт, общая тепловая мощность составит 22,6 МВт. Вырабатываемая на мини-ТЭЦ тепловая энергия используется на нужды горячего водоснабжения потребителей, а электрическая энергия – на собственные нужды котельных, насосных станций ОАО «Альметьевские тепловые сети». Излишки реализуются во внешнюю электрическую сеть на нужды подразделений ОАО «Татнефть».

В Зеленодольском районе Республики Татарстан запущен крупнейший в России объект малой энергетики – энергоцентр «Майский» по производству электрической и тепловой энергии на базе газопоршневых когенерационных установок фирмы GE Jenbacher (Австрия), входящей в корпорацию General Electric. Совокупная электрическая мощность энергоцентра в настоящее время составляет 54 МВт, тепловая – 110 МВт. В дальнейшем планируется увеличение электрической мощности до 75 МВт.

Собственные генерирующие мощности на базе ГТУ по производству электро- и теплоэнергии имеются у ОАО «Нижекамскнефтехим». Общая электрическая мощность энергоустановок составляет 75 МВт, тепловая – 119 МВт.

ОАО «Аммоний» планируется ввод энергоустановки мощностью 31 МВт.

Таким образом, установленная мощность электростанций субъектов энергетики и экономики в целом с учетом ввода и вывода генерирующих мощностей составит порядка 5838 МВт.

4.2.2. Развитие электросетевого хозяйства

Основные направления развития связаны с перспективным развитием электросетевого хозяйства Казанского, Нижекамского и Уруссинского энергорайонов. Заявленная мощность крупных компаний, расположенных в этих районах, представлена в таблице 15.

Планируемые мероприятия позволят удовлетворить растущий спрос на электроэнергию, а также повысить качество и надежность электроснабжения всех потребителей Республики Татарстан.

Основные крупные заявители по ОАО «Сетевая компания»

Наименование предприятия	Заявленная мощность, МВт						Наименование энергорайона
	к 2014	к 2015	к 2016	к 2017	к 2018	максимальная	
Комплекс «ТАНЕКО»	89,61	90,98	90,98	133,33	133,33	273	Нижекамский
ОЭЗ «Алабуга»	110	130	152	194	245	568	Нижекамский
ОАО «Аммоний» (с учетом нагрузки ООО «Менделеевск-азот»)	32	32	32	32	32	32	Нижекамский
ОАО «ОЭЗ Иннополис»	8,2	8,2	8,2	25,4	25,4	48,5	Буинский
УК «Новая Тура», г.Казань	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	Казанский
ЗАО «ТатСталь»	0	0	0	0	152,5	152,5	Уруссинский
КГПТО ОАО «ТАИФ-НК»	0	0	82	82	82	82	Нижекамский
ОАО «НКНХ» (с субабонентами)	398,63	398,63	573,27	573,27	573,27	573,27	Нижекамский
ООО «Кама Кристалл Технолоджи»	13,474	19,91	26,63	26,63	26,63	26,63	Нижекамский
ЗАО «ПК «ЗТЭО» (с учетом существующей нагрузки)	130	130	130	130	130	130	Нижекамский
МИТ «СМАРТ Сити Казань»	1	2	15	24	24	40	Казанский

Выполнение мероприятий по развитию электросетевого хозяйства направлено на решение основных проблем:

повышенная загрузка автотрансформаторов 500/220 ПС Киндери и Бугульма. Загрузка АТ данных ПС находится в диапазоне значений 55 – 90 процентов;

повышенная загрузка ряда кабельных и воздушных линий электропередачи и трансформаторов сети 220 – 110 кВ;

возникновение перегрузок в сетях 110 – 220 кВ при отключении элементов сети 500 кВ;

большие величины токов короткого замыкания и недостаточная отключающая способность выключателей 500, 220 и 110 кВ вызывают необходимость применения различных мероприятий по ограничению разрывов электрической сети;

сложность регулирования напряжения в сети энергосистемы Республики Татарстан по причине недостаточности и низкой эффективности средств управления и компенсации реактивной мощности, отсутствия работоспособных устройств;

регулирование под нагрузкой на АТ;

отсутствие достаточного числа регулируемых средств управления и компенсации реактивной мощности на напряжении 110 – 220 кВ;

необходимость компактного исполнения объектов электрических сетей вследствие высокой стоимости земли.

При решении основных проблем должны применяться концептуальные подходы к развитию электросетевого хозяйства:

схема основной электрической сети должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие и иметь возможность приспособливаться к изменению условий роста нагрузки и развитию электростанций;

схема и параметры распределительных сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения, при котором питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при полной схеме сети и при выводе в ремонт одной ВЛ или автотрансформатора (или трансформатора);

перспективная схема электрической сети энергосистемы Республики Татарстан не должна предусматривать использование противоаварийной автоматики при нормативном возмущении в нормальной и единичной ремонтной схеме;

применение противоаварийного управления допускается только на базе локальных устройств противоаварийной автоматики;

покрытие дефицита мощности и энергии энергосистемы Республики Татарстан за счет сооружения новых генерирующих объектов на существующих электростанциях в комплексе с осуществлением внешнего энергоснабжения от электростанций ОЭС Средней Волги по линиям электропередач высокого напряжения и технического перевооружения действующих электростанций;

в условиях высокой плотности нагрузки, обеспечения надежности и эффективности энергоснабжения в крупных городах Республики Татарстан центры питания должны быть максимально приближены к центрам нагрузок и обеспечивать требования по надежности, регулированию частоты и активной мощности, регулированию напряжения и реактивной мощности как в условиях параллельной работы в энергосистеме, так и в условиях изолированной работы на выделенную нагрузку;

техническое перевооружение электрических сетей должно предусматривать повышение пропускной способности, в том числе путем перевода ВЛ и ПС на более высокий класс напряжения;

широкое использование кабельных сетей высокой пропускной способности и закрытых ПС с применением в распределительных устройствах высшего напряжения элегазового оборудования в городских районах массовой застройки;

проведение реконструкции ПС мощностью 110 – 500 кВ открытого типа и ВЛ, проходящих в черте города, путем сооружения на месте существующих новых ПС, выполненных по новейшим технологиям. Реконструкция ВЛ планируется путем перевода их в кабельные линии;

применение новых технологий и оборудования при управлении потоко-распределением, уровнями напряжения;

применение новых технологий и оборудования, ограничивающего токи КЗ;

поэтапная замена выключателей на 110 кВ и выше, отработавших нормативный срок и имеющих не соответствующую уровням токов КЗ отключающую способность;

применение новых типов силового и коммутационного оборудования, созданного на основе новых материалов, передовых технологий, на ПС – элегазовых

выключателей, комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией на ПС мощностью 110, 220, 500 кВ, трехфазные АТ мощностью 500 кВ;

обеспечение большей пропускной способности, снижение потерь, защита от внешних воздействий линий электропередач – применение композитных проводов и кабелей из сшитого полиэтилена большой пропускной способности.

Дальнейшее развитие электросетевого хозяйства связано с системой противоаварийной и режимной автоматики, телемеханики и связи, автоматизированных систем учета электроэнергии.

В соответствии с Соглашением о технологическом взаимодействии между системным оператором ОАО «Единая энергетическая система России» и ОАО «Сетевая компания», в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС, ОАО «Сетевая компания» обязана:

обеспечивать функционирование систем обмена технологической информацией энергообъектов ОАО «Сетевая компания» с региональным диспетчерским управлением Татарстана;

выполнять предусмотренные планом-графиком мероприятия по: передаче телеметрической информации в региональное диспетчерское управление Татарстана;

дистанционному вводу отключения потребителей; внедрению системы мониторинга и сбора аварийной информации с устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Невыполнение этих работ может привести к технологическим нарушениям в системообразующей сети Республики Татарстан и прилегающих к ней регионов.

Внедрение автоматизированных систем учета электроэнергии обеспечивает расширение функций контроля режима работы электросети, позволяет на основании анализа потоков активной и реактивной энергии прогнозировать загрузку линий электропередач, оборудования ПС ОАО «Сетевая компания» и потребителей, разрабатывать мероприятия по вводу компенсирующих устройств в узлах электрической сети и у потребителей, что в конечном итоге снижает потери в электрических сетях.

В настоящее время в ОАО «Сетевая компания» ведется внедрение и развитие интеллектуальной активно-адаптивной сети «Smart Grid».

В соответствии с общепринятым мнением «Smart Grid» – это максимально автоматизированная сеть, сочетающая в себе инструменты управления, контроля и мониторинга, информационные технологии и средства коммуникации, обеспечивающие параллельно поток электроэнергии и информации от электростанции до потребителя, а также:

заданный уровень надежности и качества электроснабжения потребителей; снижение потерь электроэнергии в элементах сети; оптимальные затраты на эксплуатацию; создание потребителям условий для оптимизации затрат на пользование электроэнергией.

«Интеллектуальная сеть» – это переход электроэнергетики на качественно новый технологический уровень, возможность наиболее эффективными средствами решить основные проблемы энергетического и электросетевого хозяйства.

Наиболее перспективным представляется следующее направление – внедрение систем автоматического секционирования и децентрализованной автоматизации управления аварийными режимами функционирования распределительной сети, построенных на базе интеллектуальных коммутационных аппаратов (реклоузеров, выключателей нагрузки, управляемых разъединителей).

Вторым направлением внедрения интеллектуальных сетей является развитие интегрированной автоматизированной системы учета электроэнергии уровня предприятия электрических сетей.

Основным и наиболее перспективным решением задачи является применение автоматизированных информационно-измерительных систем учета электроэнергии.

Третье направление внедрения интеллектуальных сетей – это создание объекта «Цифровая подстанция» в ОАО «Сетевая компания».

Намеченный к реализации проект «Цифровая подстанция» позволяет создать в Республике Татарстан автоматизированные ПС, на которых управление, релейная защита, автоматика, измерение и учет функционируют в цифровом формате, включая устройства управления силовым и коммутационным оборудованием, а также автоконтроль их технического состояния. Появление подобных ПС является точкой отсчета перехода электроэнергетики на качественно новый уровень. При этом существенно меняются устоявшиеся в течение многих лет нормативные документы по эксплуатации оборудования, периодичность и объемы ремонта, численность и квалификация персонала, занятого на эксплуатации, и многое другое.

4.2.3. Особенности развития систем теплоснабжения

Двумя основными альтернативами развития систем теплоснабжения являются их централизация и децентрализация.

В настоящее время основным способом теплоснабжения потребителей в крупных и средних городах Республики Татарстан является централизованное теплоснабжение.

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» основными принципами организации отношений в сфере теплоснабжения определены:

обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения;

развитие систем централизованного теплоснабжения.

Основными достоинствами систем централизованного теплоснабжения, которые достигаются при преимущественном использовании комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, являются экономия топливных ресурсов и снижение антропогенной нагрузки на окружающую среду. Однако для их достижения необходимы большие капиталовложения для модернизации генерирующих мощностей и тепловых сетей.

Децентрализация систем теплоснабжения предполагает использование источников тепла малой и средней мощности для обеспечения нужд отдельных потребителей. Использование автономных источников тепла позволяет снизить потери в тепловых сетях, выбросы продуктов химподготовки, свести к минимуму

потери сетевой воды, исключить необходимость проведения большого объема работ по прокладке теплотрасс.

Необходимо оптимальное сочетание централизованных и децентрализованных систем отопления исходя из экономической целесообразности. Автономные системы теплоснабжения экономически оправданы в небольших населенных пунктах с малоэтажной застройкой и некоторых городских районах с объективно дорогим подключением к централизованным тепловым сетям.

В зонах, где централизованное теплоснабжение экономически оправдано, целесообразно добиваться подключения к ней максимального количества потребителей. Отключение части потребителей от теплоснабжающей сети приводит к объективному удорожанию этой услуги для оставшихся потребителей и снижению технико-экономических показателей теплоснабжающей организации.

4.3. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности

Для оценки эффективного использования энергоресурсов в Республике Татарстан используется индикатор энергоемкости валового регионального продукта (далее – ВРП) как отношение объемов потребляемых первичных энергоносителей в тоннах условного топлива к ВРП в сопоставимых ценах 2007 года, динамика которого представлена на рисунке 23.

Наблюдается постепенное снижение индикатора, что свидетельствует о снижении энергоемкости ВРП в натуральных показателях по первичным энергоносителям. Снижение индикатора энергоемкости в 2013 году составило 4,9 процента к уровню 2012 года и 23,4 процента – к уровню 2007 года. Среднегодовые темпы снижения энергоемкости внутреннего регионального продукта Республики Татарстан составили 4,3 процента, что превосходит темпы снижения энергоемкости внутреннего валового продукта России, запланированного Энергетической стратегией Российской Федерации.

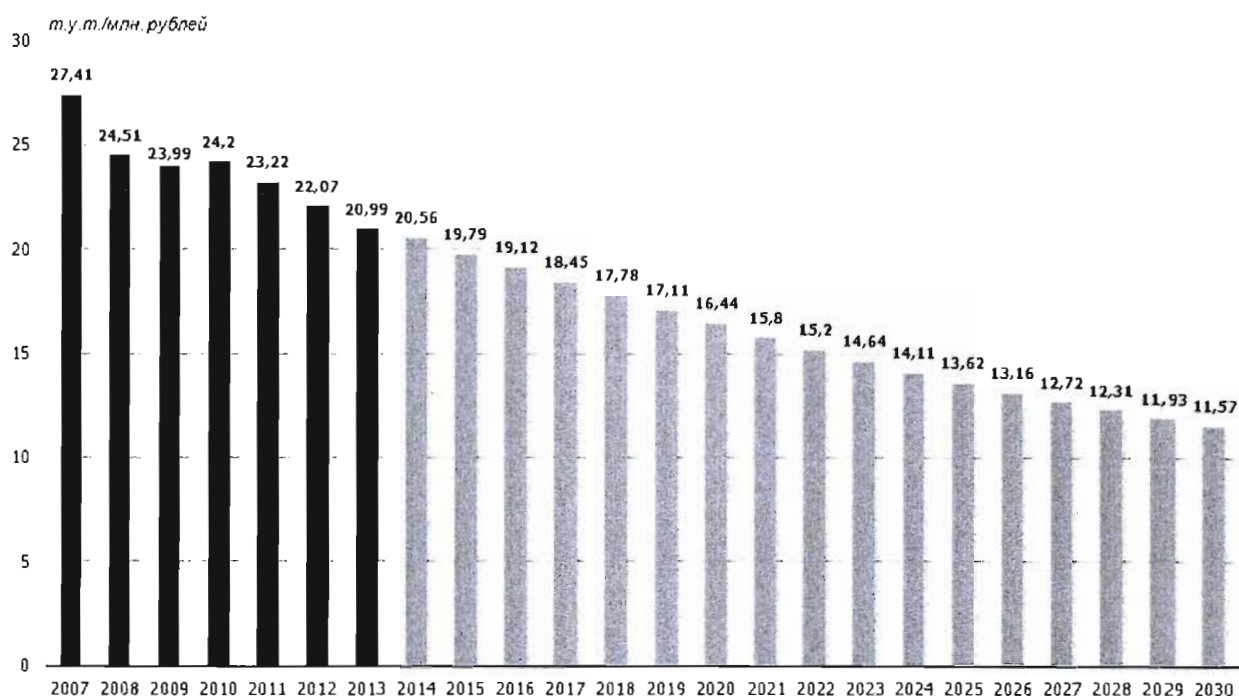


Рис. 23. Фактическая и прогнозная энергоемкость ВРП Республики Татарстан в сопоставимых ценах 2007 года по первичным энергоносителям

Долгосрочные перспективы роста экономики и благосостояния граждан Республики Татарстан предопределяют увеличение спроса на энергетические ресурсы.

Ориентация экономики республики на энергоемкий рост, не подкрепленный широкомасштабным внедрением энергоэффективных технологий, угрожает, с одной стороны, потерей конкурентоспособности производственного сектора республики, а с другой – лавинообразной интенсификацией внутреннего спроса на энергоресурсы. В результате этого даже при достижении максимальных технически реализуемых показателей роста производства энергоресурсов спрос на них не будет обеспечен предложением. Такой путь развития неминуемо влечет за собой кризис дефицита энергетических ресурсов.

В этих условиях особое значение приобретает реализация государственной республиканской политики управления спросом на энергетические ресурсы и энергоэффективности.

За последнее десятилетие только наиболее энергоемкие промышленные предприятия республики активно занимались внедрением энергосберегающих производственных технологий. Между тем снижение энергоемкости внутреннего валового продукта на один процент способно обеспечить его рост на 0,4 процента.

Перестройка структуры экономики в сторону высокотехнологичных и менее энергоемких производств и технологические меры экономии энергии должны позволить снизить энергоемкость ВРП на 40 процентов к 2020 году и на 58 процентов к 2030 году по сравнению с уровнем 2007 года.

Особое внимание следует уделить внедрению мероприятий, позволяющих обеспечить снижение потребления электрической энергии и газа.

Основной мерой в области управления спросом на тепловую энергию должно стать расширение сферы применения рыночных цен, складывающихся под влиянием спроса и предложения и способных адекватно идентифицировать реальную потребительскую ценность тепловой энергии с учетом наличия у потребителей значительного потенциала сокращения ее расхода.

Эти преобразования должны проводиться поэтапно, чтобы позволить потребителям энергетических ресурсов, в первую очередь промышленным предприятиям, заблаговременно адаптировать производственные процессы к новым требованиям рынка, осуществить капиталоемкие мероприятия по техническому перевооружению производства и форсированному внедрению энергосберегающего оборудования и технологий.

Повышение энергоэффективности достигается не только за счет привлечения финансовых ресурсов и правильных технических решений, но и за счет планирования, управления и контроля.

В республике необходимо продолжить работу по совершенствованию системы индикативного управления энергоэффективностью. На основе индикаторов энергоэффективности определяются действия органов исполнительной власти и местного самоуправления по их снижению.

В связи с этим одной из важнейших задач является корректировка принятых и разрабатываемых республиканских государственных программ по основным энергоемким отраслям экономики в части их дополнения разделом по энергосбережению и соответствующими индикаторами.

Особое значение приобретают методы экономической мотивации энергосбережения. Это нормативы энергоэффективности и экономическая система стимулирования. Ежегодное повышение платы за применение неэнергоэффективного оборудования будет стимулировать его модернизацию или замену. Введение такой значительной разовой платы за установку нового неэнергоэффективного оборудования будет способствовать устранению возможности застройщика снижать стоимость строительства, пренебрегая энергоэффективностью.

Необходимо ужесточить борьбу с расточительным расходованием энергоресурсов, превышающим разумные параметры.

Прямое бюджетное финансирование мероприятий по энергосбережению редко приводит к значительным долговременным результатам, так как не выполняется мониторинг осуществляемых проектов с оценкой реального экономического эффекта и отчуждением сэкономленных средств из общего финансового оборота для компенсации затрат, поощрения персонала и выполнения последующих мероприятий. Экономия не приводит к цепной реакции еще большей экономии.

Необходимо применять методы кредитования разницы в стоимости энергоэффективного и обычного оборудования с возвратом кредита из средств, полученных в результате будущей экономии. Необходима разработка методики и системы кредитования частных застройщиков для стимулирования их к применению энергоэффективного оборудования.

Важным инструментом государственной политики является поддержка и стимулирование эффективного бизнеса в области энергосбережения.

Государственный протекционизм в отношении данного вида бизнеса, пока слабо развитого в республике, позволит сформировать экономических агентов, предлагающих и реализующих наиболее оптимальные научные, проектно-технологические, производственные решения, направленные на снижение энергоемкости производства и потребления.

Необходимо вывести поддержку энергосберегающего бизнеса на качественно новый уровень, предполагающий переход от прямой финансовой помощи со стороны государства на льготных условиях к формированию системы реализации эффективных бизнес-проектов в соответствующей сфере, страхования коммерческих и некоммерческих рисков.

Для развития энергосбережения в муниципальных образованиях Республики Татарстан необходимо разработать систему мер стимулирования и государственной поддержки в реализации энергоэффективных комплексных проектов и программных мероприятий в области энергосбережения и энергоэффективности, в том числе путем предоставления субсидий (грантов) на реализацию лучших муниципальных программ в этой области.

Необходимо также продолжить работу по участию Республики Татарстан в государственных программах Российской Федерации, направленных на поддержку развития энергосбережения в регионах, в том числе с максимальным участием внебюджетных финансовых организаций.

4.4. Использование альтернативных, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии

Развитие энергетики на основе использования возобновляемых источников энергии является составной частью энергетической политики Российской Федерации. И если традиционная энергетика основана на применении ископаемого топлива, запасы которого ограничены, и зависит от величины поставок и конъюнктуры рынка, то возобновляемая энергетика базируется на самых разных природных ресурсах, что позволяет более эффективно использовать невозобновляемые ресурсы в других отраслях экономики. Кроме того, при использовании возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) отсутствуют экологические издержки, связанные с добычей, переработкой и транспортировкой ископаемого топлива.

В технологиях возобновляемой энергетики реализуются новейшие достижения многих научных направлений и отраслей: метеорологии, аэродинамики, электроэнергетики, теплоэнергетики, электроники, нанотехнологий, материаловедения и т.д. Развитие наукоемких технологий позволяет создавать дополнительные рабочие места за счет сохранения и расширения научной, производственной и эксплуатационной инфраструктуры энергетики, а также экспорта наукоемкого оборудования.

В Российской Федерации возобновляемая энергетика представлена главным образом крупными гидроэлектростанциями, обеспечивающими около 19 процентов производства электроэнергии в стране. Другие виды ВИЭ в России пока слабо заметны, за исключением некоторых регионов (Камчатка и Курильские острова), где они имеют существенное значение в местных энергосистемах. По данным

Министерства энергетики Российской Федерации, суммарная мощность малых гидроэлектростанций составляет порядка 250 МВт, геотермальных электростанций – около 80 МВт. Ветроэнергетика представлена несколькими пилотными проектами общей мощностью менее 13 МВт. Солнечная энергетика существует в виде небольших установок автономного энергоснабжения, не подключенных к энергосистеме и применяемых частными лицами и небольшими организациями.

Основные направления государственной политики в области развития электроэнергетики на основе использования ВИЭ на период до 2020 года и целевые показатели установлены распоряжением Правительства Российской Федерации, принятым в январе 2009 года (уточнены в мае 2013 года). Целевые показатели производства электроэнергии в Российской Федерации на основе различных видов ВИЭ представлены в таблицах 16.1 – 16.3.

Таблица 16.1

Целевые показатели производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе энергии вод, мощностью менее 25 МВт

Наименование показателя / годы	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Объемы ввода установленной мощности, МВт	26	124	124	141	159	159
Объемы производства электрической энергии, ГВт·ч	69,6	324,6	324,6	371	417,4	417,4
Предельные величины капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта, тыс. рублей/кВт	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0	146,0
Степень локализации производства оборудования, в процентах	20	45	45	65	65	65

Таблица 16.2

Целевые показатели производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе энергии ветра

Наименование показателя / годы	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Объемы ввода установленной мощности, МВт	250	250	500	750	1 000	3 600
Объемы производства электрической энергии, ГВт·ч	547,5	547,5	1 095	1 642,5	1 642,5	7 884
Предельные величины капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта, тыс. рублей/кВт	65,69	65,63	65,56	65,49	65,43	65,37
Степень локализации производства оборудования, в процентах	55	65	65	65	65	65

Целевые показатели производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе энергии солнца

Наименование показателя / годы	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Объемы ввода установленной мощности, МВт	140	200	250	270	270	270
Объемы производства электрической энергии, ГВт·ч	159,4	227,8	284,7	307,5	307,5	307,5
Предельные величины капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта, тыс. рублей/кВт	114,12	111,84	109,60	107,41	105,26	103,16
Степень локализации производства оборудования, в процентах	50	70	70	70	70	70

В Республике Татарстан основные направления развития и использования возобновляемых источников энергии определены в Концепции целевой программы «Развитие малой энергетики в Республике Татарстан на возобновляемых источниках энергии», которые приведены в подразделах, следующих далее по тексту.

4.4.1. Малая гидроэнергетика

В настоящее время в Российской Федерации действуют более 300 малых ГЭС общей мощностью около 1300 МВт. ГЭС различны по конструктивным решениям и техническому уровню – от управляемых вручную до полностью автоматизированных, работающих без дежурного персонала.

Малые ГЭС обеспечивают энергоснабжение отдельных потребителей, изолированных от энергосистемы, но большая их часть подключена к местным энергосистемам.

К классу малых ГЭС по экономическим соображениям относятся ГЭС мощностью от 50 – 100 кВт (микро-ГЭС) и до 5000 кВт (малая ГЭС).

Для создания таких мощностей возможны технические решения, принципиально отличные от традиционных, разработанных для более крупных ГЭС, в том числе:

строительство бесплотинных водозаборов;

создание водохранилищ, затопление которых не превышает максимально паводочного уровня;

внерусловое расположение зданий гидроэлектростанций;

использование энергии естественных перепадов водотока.

Эти положения послужили руководством при разработке принципиальной схемы размещения малых ГЭС на территории Республики Татарстан.

Технический потенциал малых водотоков в Республике Татарстан в целом оценивается по средней мощности в 144,3 МВт и по среднегодовой выработке электроэнергии в 1,264 млрд. кВт·ч.

Наибольшим энергетическим потенциалом обладают реки Мензеля (58375 кВт·ч/кв.км), Степной Зай (50098 кВт·ч/кв.км), Шешма (45712 кВт·ч/кв.км),

Кичуй (43755 кВт·ч/кв.км), Зай (43683 кВт·ч/кв.км), Малая Меша (32547 кВт·ч/кв.км), Зыча (32322 кВт·ч/кв.км).

Рассмотрены также водохранилища, предназначенные для мелиорации. Их полезный объем используется в основном с мая по август. Наиболее перспективными для энергетического использования являются водохранилища на реках Мелля, Иганя, Беденьга, ручье Бурла.

Результаты оценок показали, что на территории Республики Татарстан можно построить 67 малых ГЭС с установленной мощностью 27 МВт с ежегодной выработкой электроэнергии 68 млн. кВт·ч, в том числе в нефтедобывающих районах республики могут быть сооружены 32 малых ГЭС установленной мощностью 12,1 МВт, которые обеспечат выработку 39,1 млн. кВт·ч электроэнергии.

Определены энергетические стоимостные показатели первоочередных малых ГЭС. Результаты показали, что от 14 первоочередных малых ГЭС общей установленной мощностью 9,2 МВт может быть получена выработка электроэнергии 31,2 млн. кВт·ч и сэкономлено 10,8 тыс. т.у.т.

Определение экономических показателей малых ГЭС в настоящее время затруднено в связи с тем, что точная стоимость гидроагрегата может быть определена только после выбора площадки строительства, так как конструкция и состав оборудования значительно зависят от режима работы ГЭС и характеристик электропотребителей. Таким образом, примерные затраты на реализацию первого этапа строительства малых ГЭС в Республике Татарстан составляют 4 млрд. рублей (в ценах 2005 года).

Строительство малых ГЭС в Республике Татарстан предполагается начать в 2017 году. В таблице 17 приведена примерная программа строительства малых ГЭС.

Таблица 17

Программа строительства малых ГЭС в Республике Татарстан

	2017	2018	2019	2020	2021 – 2030
Вводимые мощности, МВт	Начало строительства	2	2	3	7

В целом по Республике Татарстан без учета крупных гидроэлектростанций (установленной мощностью более 25 МВт) на долю ВИЭ в общем объеме потребления первичных энергетических ресурсов приходится менее 0,4 процента, к 2030 году ее доля должна увеличиться в несколько раз.

4.4.2. Ветроэнергетика

На территории Республики Татарстан имеется техническая возможность разместить 359 ветроэнергетических станций (далее – ВЭС) с использованием ветроустановок 600 кВт мощностью 722,4 МВт и выработкой электроэнергии 1275,2 млн. кВт·ч, расположенных во всех районах республики.

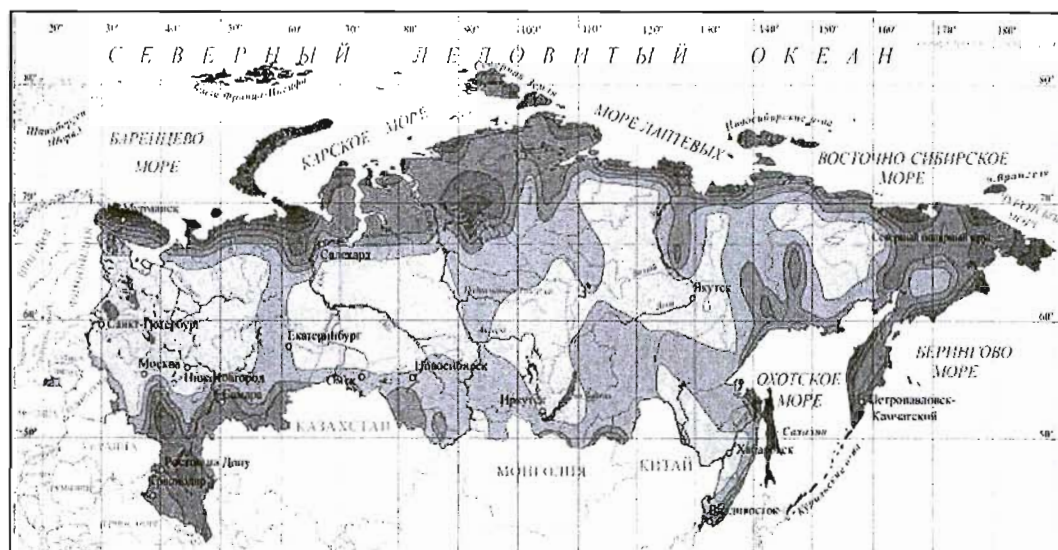


Рис. 24. Среднегодовые скорости ветра на высоте 50 метров

Важнейшей характеристикой, определяющей энергетическую ценность ветра, является его средняя годовая скорость. Установлено, что средняя годовая скорость ветра в условиях метеостанции заметно изменяется на территории Республики Татарстан и составляет 3,3 – 3,5 метра в секунду.

Наиболее благоприятные ветровые условия имеются на правом берегу р.Волги, вдоль берегов Куйбышевского и Нижнекамского водохранилищ, восточной части Бугульминско-Белебеевской возвышенности.

Наибольшим ветропотенциалом обладают Альметьевский (73,8 млн. кВт·ч), Бугульминский (59,4 млн. кВт·ч), Зеленодольский (59,1 млн. кВт·ч), Тетюшский (57,0 млн. кВт·ч), Верхнеуслонский (50,4 млн. кВт·ч) районы, и с 2017 года можно рассмотреть целесообразность строительства в этих районах ветроэлектростанций (таблица 18).

Таблица 18

Программа строительства малых ВЭС в Республике Татарстан

Наименование района / годы	2017	2018	2019	2020	2021 – 2030
Альметьевский	начало строительства	2	2	3	7
Бугульминский	начало строительства	1	1	2	5
Зеленодольский	начало строительства	1	1	2	5
Тетюшский	начало строительства	1	1	2	6
Верхнеуслонский	начало строительства	1	1	1	5

4.4.3. Лесные ресурсы

В Республике Татарстан ежегодно образуется около 64 тыс. тонн древесных отходов (опилки, стружка, горбыль, щепы, обрезь, древесные строительные отходы), объем собранных и используемых древесных отходов составляет порядка 760 тонн (1,2 процента).

Лесосечный фонд республики ежегодно составляет порядка 1800 тыс. куб. метров и используется лишь на 25 – 30 процентов, поскольку не представляет

коммерческого интереса (мягколиственные породы и сухостойный дуб). Таким образом, в республике имеется ресурсная база для развития ВИЭ на основе древесного материала.

В рамках реализации проектов в области биоэнергетики на основе древесного топлива совместно с инновационной компанией ООО «Энерголеспром» и учеными федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Казанский национальный исследовательский технологический университет» на базе государственного бюджетного учреждения «Учебно-опытный Пригородный лесхоз» реализуется инновационный проект по разработке технологии термохимической переработки низкотоварной древесины в жидкое биотопливо и древесный уголь.

Малая инновационная компания ООО «Энерголеспром», являясь резидентом инновационного центра «Сколково», при поддержке Министерства лесного хозяйства Республики Татарстан и некоммерческой организации «Инвестиционно-венчурный фонд Республики Татарстан» разработала опытно-экспериментальные установки для переработки низкотоварной древесины, лесосечных отходов производительностью 50 кг/ч (коэффициент полезного действия – 80 – 85 процентов) и испытывает их в Столбищенском участковом лесничестве. Объем капитальных и текущих затрат составляет 4 млн.рублей, энергетическая эффективность переработки – 65 – 70 процентов. Положительным экологическим эффектом является утилизация отходов и реализация товарной продукции для внутреннего потребления и жилищно-коммунальной сферы.

В настоящее время компанией разрабатываются передвижные производственные комплексы для переработки низкотоварной древесины и лесосечных отходов производительностью 500 – 1000 кг/ч. (3,3 – 6,6 куб.метров в час щепы).

4.4.4. Использование биогаза

Потенциальные возможности сырьевой базы использования биогаза в Республике Татарстан с учетом существующего поголовья скота и птицы представлены в таблице 19.

Таблица 19

Потенциальные возможности сырьевой базы использования биогаза в Республике Татарстан

Поголовье скота и птицы, тыс. голов		Выход навоза в сутки, тонн	Количество вырабатываемого биогаза, тыс. куб.метров	Эквивалент энергии		Выход удобрений в сутки, тонн
				тепловой, Гкал	электрической, кВт·ч	
КРС	1 055,1	17 938	1 794	8 478,4	9 860	17 938
Свиньи	525,7	2 098	210	1 461,6	1 699,8	2 098
Птицы	14 198,8	1 774	177	513,5	597,2	1 774
Овцы и козы	404,3	1 207	1 207	107,5	125	1 207
Всего		23 017	3 388	10 561	12 282,4	23 017

На территории муниципальных районов Республики Татарстан с развитым животноводством необходима переработка навоза и птичьего помета с производством биогаза и биоудобрений.

В результате реализации таких проектов ежегодно возможно вырабатывать около 53 млн. куб.метров биогаза (27 – 37 млн. куб.метров метана), 416 тыс. тонн твердого и 303 тыс. куб.метров жидкого биоудобрения.

Переработка навоза и помета решает проблему его складирования, снижает риск загрязнения почв, позволяет обеспечивать газом некоторые предприятия агропромышленного комплекса и производить доступные для местных хозяйств высококачественные биоудобрения.

4.4.5. Тепловые насосы

Одним из направлений альтернативной энергетики является внедрение тепловых насосов вместо автономных котельных, работающих на твердом, жидком топливе и электроэнергии. Источником низкопотенциальной теплоты для тепловых насосов могут служить грунтовая вода, наружный воздух, тепло грунта, низкопотенциальные вторичные энергоресурсы.

В Республике Татарстан с учетом наличия значительного ресурса низкопотенциальной теплоты в отраслях экономики внедрение тепловых насосов является перспективным направлением. Однако практическое использование тепловых насосов в России в настоящее время невелико, общая тепловая мощность всех теплонасосных установок составляет порядка 100 МВт, а их количество не превышает 150 образцов.

Одними из основных препятствий на пути внедрения теплонасосной техники являются:

- широкое распространение в Российской Федерации тепловых электрических станций, топливная эффективность которых при выработке электрической энергии не позволяет реализовать высокоэффективную эксплуатацию тепловых насосов с электрическим приводом;

- отсутствие на рынке тепловых насосов с механическим приводом, работающих, например, на газовом топливе;

- достаточно высокая цена тепловых насосов, обуславливающая большой срок их окупаемости.

Внедрение тепловых насосов возможно при поддержке государства путем регулирования тарифов и ввода региональными энергосистемами дифференцированной платы за потребленную тепловыми насосами электроэнергию, что может позволить теплонасосной технике прочно занять место электрических и угольных котлов на рынке теплопроизводящего оборудования.

В настоящее время использование тепловых насосов в качестве альтернативных источников энергии для Республики Татарстан является наиболее перспективным.

4.4.6. Турбодетандерные установки

С точки зрения энергосбережения при выработке электроэнергии на сегодня весьма перспективна не только утилизация тепла отходящих газов от газотурбинных

двигателей, но и утилизация энергии избыточного давления природного газа, подводимого по газопроводам к газораспределительным станциям или газораспределительным пунктам крупных предприятий, компрессорных станций, ТЭЦ.

Нижегородским филиалом ОАО «Институт Теплоэлектропроект» проведена работа по оценке экономической эффективности детандер-генераторной установки типа ДГА-5000 до газораспределительного пункта ТЭС. При номинальном давлении природного газа до ГРП на уровне 12 кгс/кв.см при расчетах были приняты фактические значения давления газа от 4 до 8 кгс/кв.см. По расчетам специалистов Нижегородского филиала ОАО «Институт Теплоэлектропроект», при номинальном давлении газа 12 кгс/кв.см экономия составит 14000 – 18000 т.у.т. в год, срок окупаемости установки – 6,5 – 7,5 года.

Таким образом, разработки в этой области показывают, что развитие технологий малой энергетики и создание собственных автономных энергетических систем на базе высокоэффективных турбодетандерных установок мощностью от 0,5 до 10 мВт в населенных пунктах и различных промышленных объектах являются экономически обоснованными и перспективными.

4.4.7. Солнечная энергетика

Солнечная энергетика – одно из наиболее динамично развивающихся направлений в мире. Согласно экспертной оценке, если покрыть 0,7 процента земной поверхности солнечными батареями, коэффициент полезного действия которых составляет всего 10 процентов, то полученная энергия обеспечит потребности всего человечества более чем на 100 процентов: 20 ТВт против потребляемых 14 ТВт.

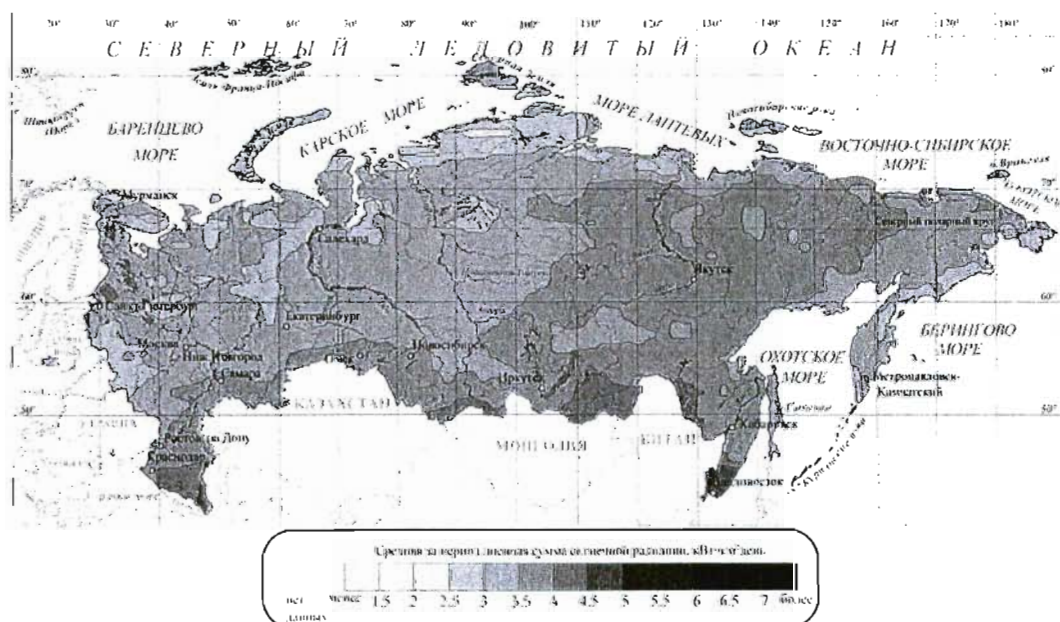


Рис. 25. Распределение прямой солнечной радиации на следящую за солнцем поверхность (в год)

Развитие солнечной энергетики в Татарстане сдерживается рядом факторов: солнечные электростанции генерируют электроэнергию днем, в то время как большая потребность в электричестве возникает как раз в вечерние часы. Это

значит, что без аккумуляторов солнечные электростанции не будут эффективны;

мировой опыт показал, что без государственной поддержки, наличия законодательно установленных экономических стимулов солнечная энергетика не получает развития;

солнечные электростанции являются одной из наиболее дорогих используемых технологий производства электроэнергии.

Среднегодовое количество часов солнечного сияния в Татарстане находится в диапазоне 2,8 – 3,3 кВт·ч на кв.метр, в то время как среднее количество часов солнечного сияния в Подмоскowie составляет 2,3 (таблица 20).

Таблица 20

Среднее количество часов солнечного сияния, кВт·ч на кв. метр

Город	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
Санкт-Петербург	0,35	1,08	2,36	3,98	5,46	5,78	5,61	4,31	2,60	1,23	0,50	0,20	2,80
Москва	0,50	0,94	2,63	3,07	4,69	5,44	5,51	4,26	2,34	1,08	0,56	0,36	2,63
Казань	0,68	1,44	2,82	4,29	5,52	5,93	5,72	4,49	2,86	1,51	0,83	0,54	3,06
Нижний Новгород	0,64	1,45	2,75	3,95	5,34	5,60	5,50	4,27	2,69	1,45	0,75	0,45	2,91
Екатеринбург	0,64	1,05	2,94	4,11	5,11	5,72	5,22	4,06	2,56	1,36	0,72	0,44	2,87

По мере снижения стоимости выработанной электроэнергии солнечная энергетика станет вполне конкурентоспособной и получит свое дальнейшее развитие в Республике Татарстан. Одним из возможных способов улучшения технико-экономических показателей гелиоустановок является их совместное использование с ветроустановками.

В 2013 году в России начали предприниматься первые реальные шаги, направленные на расширение производства электроэнергии на основе возобновляемых источников энергии. Начата реализация проектов на оптовом рынке электроэнергии и мощности за счет мер государственного стимулирования – механизма договоров на поставку мощности для энергоисточников на ВИЭ. Развитие проектов ВИЭ на розничных рынках электроэнергии пока не носит системного характера. Однако вслед за разработкой мер, направленных на стимулирование развития ВИЭ и всей необходимой нормативной правовой базы на федеральном уровне, в Республике Татарстан будут реализовываться перспективные инновационные проекты по внедрению альтернативных источников энергии, для этого есть все необходимые предпосылки.

V. Ожидаемые результаты и способ реализации Стратегии

При разработке целевых индикаторов развития отраслей топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан учитывались стратегические приоритеты, определенные как на уровне Российской Федерации, так и Республики Татарстан:

обеспечение топливно-энергетическим комплексом Республики Татарстан потребностей экономики и населения республики в энергоресурсах и углеводородном сырье;

глубокая переработка углеводородного сырья, внедрение современных технологий добычи и транспортировки;

обеспечение кластерного развития промышленности на базе крупнейших предприятий топливно-энергетического комплекса;

сохранение позиции Республики Татарстан в качестве одного из основных нефтедобывающих регионов Российской Федерации в долгосрочной перспективе.

Целевые индикаторы развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан в отраслевом аспекте более полно представлены в соответствующих разделах настоящей Стратегии.

Основные ожидаемые результаты реализации настоящей Стратегии представлены ниже.

Основные ожидаемые результаты реализации Стратегии	1. Нефтедобыча в Республике Татарстан			
	Наименование показателя	2020 г.	2025 г.	2030 г.
	Добыча нефти с СВН, тыс. тонн в год	33 500	33 500	33 057
	Эксплуатационное бурение, тыс. метров в год	887	703	701
	Поисково-разведочное бурение, тыс. метров в год	55	55	55
2. Нефтепереработка				
доведение глубины переработки нефти по Республике Татарстан до 95 процентов к 2020 году;				
увеличение объема перерабатываемой нефти в Республике Татарстан до 21,4 млн.тонн к 2020 году.				
3. Электроэнергетика				
Рост производства электрической энергии к 2030 году по сравнению с 2014 годом на 61,6 процента:				
в 2020 году – 30 500 млн. кВт·ч,				
в 2025 году – 32 529 млн. кВт·ч,				
в 2030 году – 34 744 млн. кВт·ч.				
4. Производство тепловой энергии				
Рост производства тепловой энергии к 2030 году по сравнению с 2014 годом на 2,8 процента:				
в 2020 году – 48,08 млн.Гкал,				
в 2025 году – 48,192 млн.Гкал,				
в 2030 году – 48,304 млн.Гкал.				
5. Энергоэффективность				
Снижение энергоемкости ВРП по сравнению с уровнем 2007 года:				
к 2020 году – на 40 процентов,				
к 2030 году – на 58 процентов.				

Настоящая Стратегия является основой для разработки и утверждения в 2015 – 2016 годах предприятиями топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан корпоративных стратегий развития до 2030 года.