



**ЗАКОН
РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН**

**О внесении изменения в Закон Республики Татарстан
«Об утверждении Стратегии развития топливно-энергетического комплекса
Республики Татарстан на период до 2030 года»**

Принят
Государственным Советом
Республики Татарстан
11 июля 2019 года

Статья 1

Внести в приложение к Закону Республики Татарстан от 17 июня 2015 года № 41-ЗРТ «Об утверждении Стратегии развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на период до 2030 года» (Ведомости Государственного Совета Татарстана, 2015, № 6 (II часть) изменение, изложив его в следующей редакции:

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

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

1. 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, сланцевой нефти и переориентацией ряда крупных стран-импортеров энергоресурсов на энергетическое самообеспечение, реализация декларации о сотрудничестве между членами Организации стран – экспортеров нефти (далее – ОПЕК), высокая волатильность нефтяных цен, санкции США и Европейского союза в отношении Российской Федерации, замедление темпов экономического роста в Российской Федерации, ухудшение минерально-сырьевой базы топливно-энергетического комплекса привели к радикальным изменениям во всей мировой нефтегазовой промышленности, необходимости актуализации отраслевых программных документов и разработке новых законодательных инициатив.

В частности, Правительством Российской Федерации разработан проект Энергетической стратегии России на период до 2035 года.

Приняты федеральные законы, направленные на переход к новой системе налогообложения путем введения налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (далее – НДД), а также на завершение «налогового маневра» в нефтяной отрасли.

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2019 года № 348-р утвержден План мероприятий («дорожная карта») по развитию нефтегазохимического комплекса в Российской Федерации на период до 2025 года.

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 декабря 2018 года № 2914-р утверждена Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года.

Отмечается:

устойчивый рост спроса на нефть;

рост доли природного газа в мировом потреблении. По данным Международного энергетического агентства, в 2018 году увеличился спрос на все виды топлива. При этом на долю природного газа приходится 45 процентов роста энергопотребления, главным образом, за счет Китайской Народной Республики и США;

высокие темпы роста доли энергии, производимой на основе возобновляемых источников;

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

обострение геополитической конкуренции;

ускорение научно-технологического развития;

резкий рост конкуренции на межтопливном рынке, тенденция замещения нефтяных моторных топлив на альтернативные и возобновляемые источники энергии: компримированный и сжиженный природный газ, электрические батареи и топливные элементы.

Российская Федерация входит в число ведущих стран – производителей нефтепродуктов.

В 2018 году, по данным Министерства энергетики Российской Федерации, переработкой нефти и газового конденсата, а также промышленным производством товарных нефтепродуктов занимались 80 специализированных нефтеперерабатывающих и газоперерабатывающих предприятий. Общий объем первичной переработки нефтяного сырья на нефтеперерабатывающих заводах Российской Федерации по сравнению с 2017 годом увеличился на 2,5 процента (или на 7 млн тонн) и составил 286,9 млн тонн, одновременно происходило и повышение его качества (с 2016 года в Российской Федерации выпускается топливо, отвечающее стандарту «Евро-5»).

В Российской Федерации также увеличился выход светлых нефтепродуктов с 55,7 процента в 2010 году до 62,2 процента в 2018 году. Рост связан с проведением в течение шести последних лет модернизации нефтеперерабатывающих заводов. В период с 2011 по 2017 год отремонтированы и введены в эксплуатацию 78 установок вторичной переработки. Нефтяные компании взяли на себя обязательства по модернизации до 2027 года 127 установок вторичной переработки нефти.

Отмечается заметное увеличение глубины переработки нефти, которая по итогам 2018 года составила 83,4 процента, в 2017 году этот показатель не превышал 81,3 процента, а в 2010 году – 70,9 процента. Тем не менее в США, для сравнения, глубина переработки нефти составляет 90 – 95 процентов, а на самых современных американских нефтеперерабатывающих заводах – до 98 процентов, в странах – членах ОПЕК – 85 процентов, в Европе – 85 – 90 процентов.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2018 года № 1725 «О соглашениях о модернизации нефтеперерабатывающих мощностей» Министерством энергетики Российской Федерации в январе 2019 года заключены и подписаны соглашения о модернизации нефтеперерабатывающих мощностей с девятью нефтеперерабатывающими комплексами: АО «Нефтехимсервис», ОАО «Новошахтинский НПЗ», ООО «Афипский НПЗ», АО «ТАНЕКО», ПАО «Орскнефтеоргсинтез», АО «Антипинский НПЗ», ООО «Марийский НПЗ», ООО «Ильский НПЗ» и ООО «Славянск ЭКО».

В рамках вышеуказанных соглашений нефтяными компаниями до 1 января 2026 года запланирован ввод в эксплуатацию 13 установок вторичной переработки нефти, что позволит увеличить производство автомобильного бензина экологического класса «К5» более чем на 3 млн тонн в год.

Общий объем инвестиций в установки вторичной переработки в рамках программ модернизации указанных нефтеперерабатывающих заводов за период 2015 – 2026 годов составит около 300 млрд руб.

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 Стратегии социально-экономического развития Республики Татарстан до 2030 года, утвержденной Законом Республики Татарстан от 17 июня 2015 года № 40-ЗРТ «Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Республики Татарстан до 2030 года», и актуализирует целевые показатели развития отраслей топливно-энергетического комплекса республики на основе достигнутых результатов и трендов. Так, например, внедрение предприятиями нефтяной промышленности Республики Татарстан новых технологий в процессе добычи нефти, в том числе высоковязкой, и геологоразведки обеспечило уже в период 2014 – 2018 годов добычу нефти в объеме 35 511 тыс. тонн, эксплуатационное бурение – 1680 тыс. метров и прирост запасов – 52 млн тонн (при плановых 32 616,5 тыс. тонн, 1390 тыс. метров, 32,5 млн тонн соответственно).

2. 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 сфер 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 предприятиями топливно-энергетического комплекса для обеспечения достижения целевых показателей, установленных в настоящей Стратегии;

совершенствование законодательного регулирования вопроса предоставления земельных участков для целей недропользования;

применение мер 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 топлива для автомобильного транспорта через расширение существующей сети автомобильных газонаполнительных компрессорных станций; строительство в Республике Татарстан сети крио-АЗС, софинансирование проектов по переводу техники на компримированный и сжиженный природный газ;

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

внедрение системы экономической мотивации 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.

3. 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 топливно-энергетического комплекса республики отрасли взаимосвязаны в рамках цепочки потребляемого сырья и энергоресурсов.

Топливо-энергетический комплекс республики является основой ее экономики. По итогам 2018 года предприятиями комплекса выпущено 49 процентов объема промышленного производства, обеспечено 75 процентов прибыли региона. Доля топливно-энергетического комплекса в добавленной стоимости составила 35 процентов.

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 (рисунок 1).

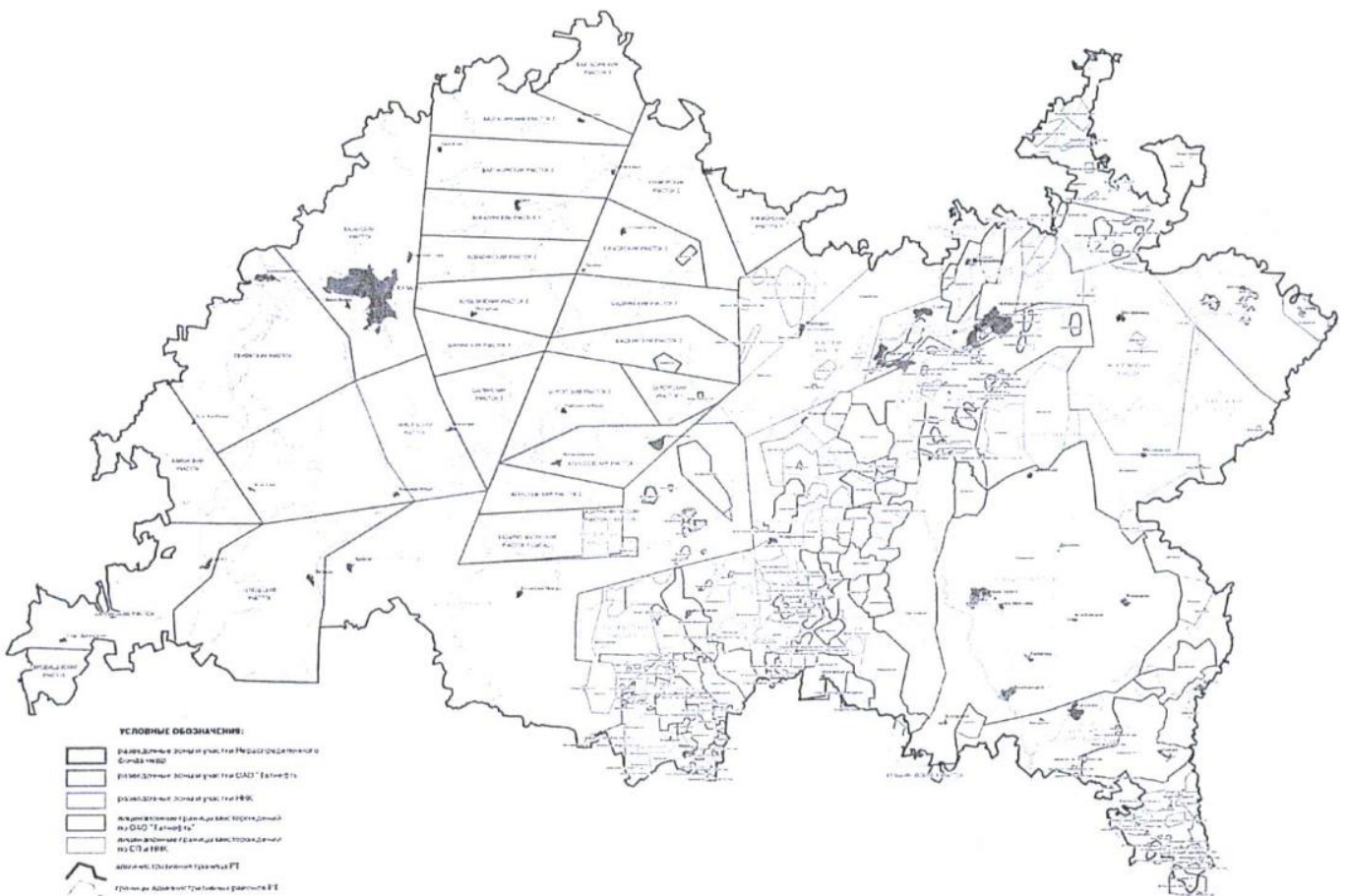


Рис. 1. Схема расположения лицензионных площадей на геологическое изучение, разведку и добычу нефти и нераспределенного фонда недр Республики Татарстан

За период 2017 – 2018 годов при суммарном объеме нефтедобычи в Республике Татарстан в 72,1 млн тонн прирост запасов промышленных категорий составил 84,7 млн тонн.

Действующий лицензионный фонд на право пользования недрами нефтяных месторождений и участками недр с целью поиска и оценки месторождений углеводородного сырья состоит из 149 лицензий, в том числе 67 лицензий принадлежат ПАО «Татнефть». По состоянию на 1 апреля 2019 года структура лицензионного фонда углеводородного сырья следующая:

114 лицензий – на добычу;

30 лицензий – на поиск, разведку и добычу;

5 лицензий – 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 2015 по 2018 год доля продукции нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности в структуре промышленного производства в среднем составила 32 процента на фоне сокращения вклада нефтяной промышленности с 23 до 22 процентов.

Ежегодно на территории Республики Татарстан добывается около 36 млн тонн нефти. Нефтедобывающая отрасль Республики Татарстан представлена ПАО «Татнефть», на долю которого приходится порядка 80 процентов добываемой в республике нефти. Компания занимает пятое место в Российской Федерации по добыче нефти.

В 2018 году компанией ПАО «Татнефть» в Республике Татарстан добыто 29,0 млн тонн нефти и 956 млн куб. метров попутного нефтяного газа.

Кроме того, на территории Республики Татарстан работают 30 малых нефтедобывающих компаний (далее – МНК). В 2018 году добыча нефти такими компаниями составила 7,1 млн тонн и 81 млн куб. метров попутного газа при степени утилизации 93 процента.

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 (таблицы 1 и 2).

Таблица 1

Добыча и утилизация попутного нефтяного газа ПАО «Татнефть»

Наименование показателя / годы	2015	2016	2017	2018
Добыча попутного газа, млн куб. метров	946,9	978,5	960,0	963,2
в том числе по Республике Татарстан, млн куб. метров	938,5	971,0	951,8	955,8
Прием на переработку, млн куб. метров (поставка на переработку с ННК, ЕНПУ)	814,6	853,7	820,1	845,4
Степень утилизации, %	95,17	96,44	96,16	96,27

Добыча и утилизация попутного нефтяного газа по МНК

Наименование показателя / годы	2014	2015	2016	2017	2018
Добыча попутного газа, млн куб. метров	75	83	87	86	81
Прием на переработку, млн куб. метров	70	79	79	80,1	74,9
Степень утилизации, %	93	95	91	93	93

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 84 процента. По малым нефтедобывающим компаниям доля активных запасов нефти составляет 18,2 процента, степень выработанности – около 70 процентов. Доля трудноизвлекаемых запасов составляет 81,8 процента, а степень их выработанности по МНК – 31,75 процента.

В Российской Федерации с 2006 года обеспечивается расширенное воспроизводство запасов. Состояние восполнения запасов нефти в Российской Федерации приведено в таблице 3.

Таблица 3

Состояние воспроизводства запасов нефти в Российской Федерации за 2012 – 2018 годы

Наименование показателя / годы	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Прирост запасов нефти, млн тонн	588,4	581,9	587,9	571,4	503,7	499,3	530 (оценка)
Добыча нефти, млн тонн	518,0	523,4	526,7	533,6	547,3	546,7	555,8
Воспроизводство минерально-сырьевой базы, %	113	111	111	107	92	91	95

С 2010 года добыча нефти в Российской Федерации выросла на 10 процентов и в 2018 году составила 555,8 млн тонн (при этом максимальный среднесуточный уровень нефтедобычи превысил уровень, достигнутый в СССР).

Резервом дальнейшего развития нефтедобычи в стране, восполнения сырьевой базы нефти и газа являются 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.

Повышение степени коэффициента извлечения нефти (далее – КИН) в отечественной нефтяной промышленности рассматривается в качестве главного источника поддержания уровня добычи в России.

В Республике Татарстан в 2018 году по терригенным объектам разработки на месторождениях ПАО «Татнефть» КИН достиг показателя 0,49.

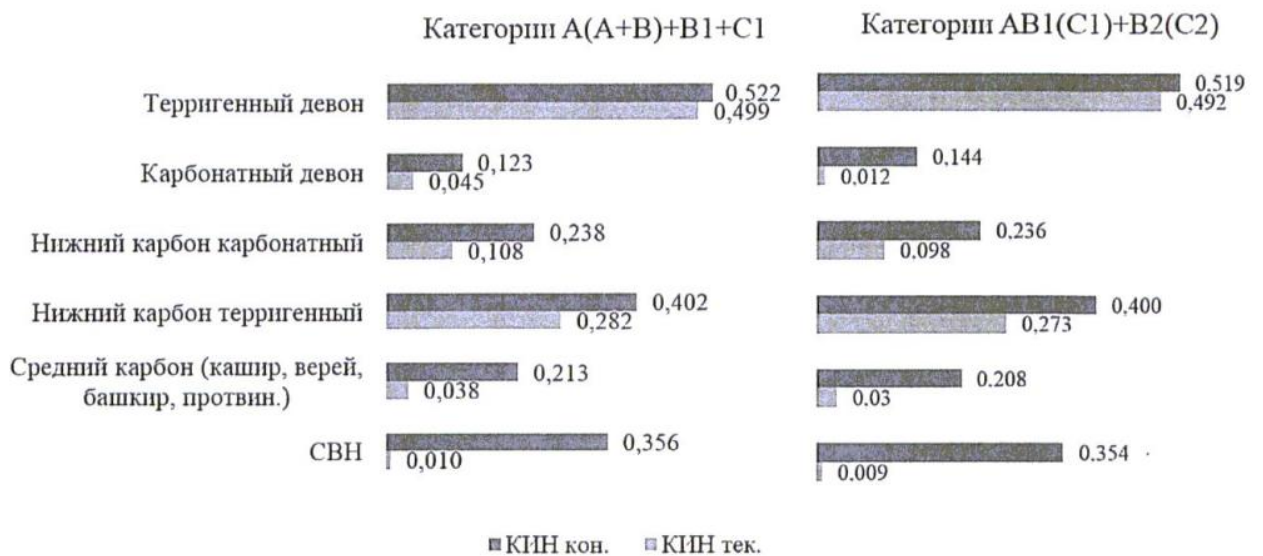


Рис. 2. Значения КИН (текущий и конечный/проектный) для различных типов коллекторов ПАО «Татнефть» по состоянию на 1 января 2018 года

По месторождениям малых нефтедобывающих компаний текущий КИН составляет 0,096 при проектных КИН 0,303.

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;

капиталоемкие проекты, направленные на увеличение коэффициента охвата залежей и интенсификацию отборов.

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

В Республике Татарстан по состоянию на 1 января 2019 года в Государственном балансе запасов по компании ПАО «Татнефть» учтены 105 нефтяных месторождений с суммарными извлекаемыми запасами нефти категории А+В1+С1+В2+С2 в размере 758,065 млн тонн. Объем предварительно оцененных запасов категории В2+С2 – 153,535 млн тонн, ресурсов категории Д0+Д1 – 484,883 млн тонн. Накопленная добыча нефти по республике по ПАО «Татнефть» с момента начала промышленной разработки нефтяных месторождений составила 3 154,963 млн тонн.

В Республике Татарстан по состоянию на 1 января 2019 года в Государственном балансе запасов по малым компаниям учтены 114 нефтяных месторождений с суммарными текущими извлекаемыми запасами нефти категории А+В1+С1+В2+С2 в размере 285,245 млн тонн. Объем предварительно оцененных запасов категории В2+С2 – 31,205 млн тонн, ресурсов категории Д0+Д1 – 33,155 млн тонн. Накопленная добыча нефти малыми компаниями по республике с момента начала промышленной разработки нефтяных месторождений составила 132,746 млн тонн.

По оценке независимой компании «Миллер энд Ленц, Лтд.», по состоянию на 1 января 2019 года подтвержденный объем запасов промышленных категорий по ПАО «Татнефть» составляет 924,9 млн тонн.

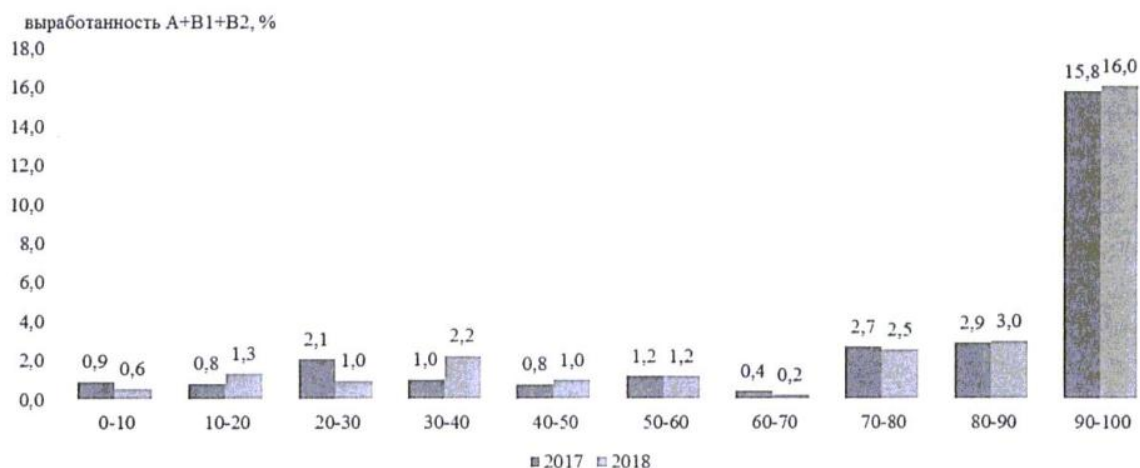


Рис. 3. Распределение добычи нефти ПАО «Татнефть» по выработанности месторождений



Рис. 4. Структура извлекаемых запасов нефти категории А+В1+С1 по месторождениям ПАО «Татнефть» по состоянию на 1 января 2019 года

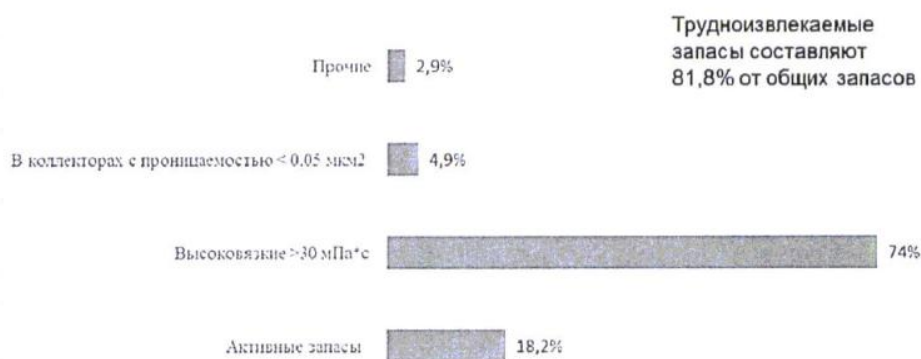


Рис. 5. Структура извлекаемых запасов нефти категории А+В1+С1 по состоянию на 1 января 2019 года по малым нефтедобывающим компаниям Республики Татарстан

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

По состоянию на 2018 год по ПАО «Татнефть» воспроизводство минерально-сырьевой базы составляет 196 процентов, по МНК республики – 167,08 процента.

Таблица 4

Динамика восполнения добычи нефти запасами по ПАО «Татнефть»

Наименование показателя/годы	2016	2017	2018
Добыча нефти, млн тонн*	28,7	28,9	29,5
Прирост запасов, млн тонн **	38,7	50,9	58,0

Воспроизводство минерально-сырьевой базы, %*	135	176	196
--	-----	-----	-----

Таблица 5

**Динамика восполнения добычи нефти запасами по МНК
(по данным МНК)**

Наименование показателя / годы	2014	2015	2016	2017	2018
Добыча нефти, млн тонн	6,9	7,1	7,15	7,258	7,140
Прирост запасов по категории С1 + С2 (с учетом списания запасов), млн тонн, в том числе	8,2	13,7	4,7	13,4	12
за счет текущих ГРП	7,8	13,7	2,9	13,6	4,6
за счет изменения КИН и переоценки	0,4	-2,6	1,8	-0,2	14,3
Воспроизводство минерально-сырьевой базы, %	118,8	193	65,7	184,6	167,08

* по оценке независимой компании «Миллер энд Ленц, Лтд.»

** по данным ПАО «Татнефть»

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 разведанных в геологическом отношении территорий 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, углеводородов, локализованных в карбонатных коллекторах, трудноизвлекаемых запасов, приуроченных к доманиковым отложениям, наименее изученным к настоящему времени.

При выборе направлений ГРП, наряду с вопросами эффективности интегрального прироста запасов, необходимо руководствоваться вопросами качества запасов, долю которых можно ввести в активную и рентабельную разработку. Для МНК, учитывая ограниченность перспектив опоискования неразведанных участков на лицензионных территориях, а также запасов и ресурсов категорий С2 + С3, приоритетами ГРП 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

2017 – 2030 годов прирост запасов по Республике Татарстан составит 563,2 млн тонн, суммарный объем добычи нефти – 558,01 млн тонн.

Стабилизация добычи нефти в Республике Татарстан с небольшими темпами прироста в 2016 – 2030 годах будет обеспечена за счет:

роста объемов поисково-разведочного бурения;

увеличения объема бурения скважин по уплотненной сетке и скважин с горизонтальными окончаниями по новым технологиям (горизонтальные скважины на девонские отложения, боковые горизонтальные стволы на разрабатываемых месторождениях);

применения тепловых методов для увеличения КИН при разработке месторождений с высоковязкой нефтью (закачка горячей воды на Беркет-Ключевском месторождении ЗАО «Охтинойл»);

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).

**Объемы прироста запасов, сейсморазведочных работ,
поисково-разведочного бурения**

Наименование показателя/годы		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2017 - 2030	
ПАО «Татнефть»	Прирост запасов всего*, млн тонн	29,5	29,8	29,8	30,5	31,3	32,7	33,9	34,9	35,6	35,6	35,2	34,4	33,7	32,9	459,8	
	Объемы сейсморазведочных работ, в том числе																
	2Д, пог. км	678	0	280	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	1948,0
	3Д, кв. км	412	0	558	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	7570,0
	Объем поисково-разведочного бурения, тыс. метров	16,0	18,1	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	250,1
МНК	Прирост запасов, млн тонн	13,4	12	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	103,4	
	Объемы сейсморазведочных работ, в том числе																
	2Д, пог. км	1146	0	0	0	0	0	0	0	200	0	200	0	0	0	0	1546,0
	3Д, кв. км	74	550	81,7	0	0	0	100	0	100	0	100	32	137	0	1174,7	
	Объем поисково-разведочного бурения, тыс. метров	12,2	12	12,8	7,9	4,7	4,85	7,9	1	6,4	2,1	2,25	0	1,25	0	75,4	
Всего по РТ	Прирост запасов, млн тонн	42,9	41,8	36,3	37	37,8	39,2	40,4	41,4	42,1	42,1	41,7	40,9	40,2	39,4	563,2	
	Объем поисково-разведочного бурения, тыс. метров	28,2	30,1	30,8	25,9	22,7	22,85	25,9	19	24,4	20,1	20,25	18	19,25	18	325,5	

* без учета списания по Республике Татарстан (A+B1+C1+B2+C2)

Объемы добычи нефти, эксплуатационного бурения и ввода новых добывающих скважин

Наименование показателя / годы		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2017-2030
ПАО «Татнефть»	Добыча нефти, тыс. тонн в том числе	28 375	28 988	28 989	32 472	33 474	34 358	35 088	35 581	35 766	35 683	35 365	34 681	33 991	33 271	466 082
	добыча СВН, тыс. тонн	1620	1 949	2 667	3 187	3 191	3 086	3 082	3 078	2 994	2 940	2 894	2 618	2 349	2 075	37 730
	Эксплуатационное бурение *, тыс. метров	927	585	898	1 519	1 563	1 530	1 499	1 440	1 323	1 020	888	773	724	681	15 370
	Ввод новых добывающих скважин	839	410	814	1 125	1 099	1 072	1 101	1 032	904	791	628	535	504	481	11 335
	Бурение вторых боковых стволов (БС, БГС)	69	105	57	299	313	351	364	387	383	386	358	377	389	385	4 223
МНК	Добыча нефти, тыс. тонн	7 201	7 139	6 889	6 801	6 706	6 583	6 484	6 391	6 351	6 342	6 241	6 193	6 133	6 057	91 511
	Эксплуатационное бурение, тыс. метров	344	326	264	225	206	232	233	218	228	216	218	205	211	183	3 309
	Ввод новых добывающих скважин	205	245	190	177	163	184	190	179	191	186	176	171	176	146	2 579
Всего по РТ	Добыча нефти, тыс. тонн	35 701,1**	36 418,7**	35 878	39 273	40 180	40 941	41 572	41 972	42 117	42 025	41 606	40 874	40 124	39 328	558 010
	Эксплуатационное бурение, тыс. метров	1271	911	1162	1744	1769	1762	1732	1658	1551	1236	1106	978	935	864	18 679
	Ввод новых добывающих скважин	1044	655	1004	1302	1262	1256	1291	1211	1095	977	804	706	680	627	13 914

* с учетом бурения на СВН

** с учетом ПАО АНК «Башнефть»

Ухудшение структуры запасов нефти по мере истощения действующих месторождений, малых размеров вновь открываемых месторождений, а также технологическое отставание от передового уровня в ряде направлений по извлечению трудноизвлекаемых запасов нефти (сланцевая, тяжелая) и чрезмерная ориентация на импорт некоторых видов оборудования, технологий, программного обеспечения (вместо развития собственной науки и инженерии) создают реальную угрозу энергетической безопасности топливно-энергетического комплекса Российской Федерации.

В этих сложных условиях созданные в Республике Татарстан научно-технологические полигоны для апробации и объективной оценки эффективности техники и технологий российских производителей «Доманик» и «Битум» являются стратегической инициативой и должны дать импульс ускорению развития фундаментальных, прикладных научных исследований, созданию и внедрению новейшей отечественной техники и технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. Быстрое совершенствование нефтегазовых технологий стало за последнее десятилетие ключевым фактором развития нефтегазовой отрасли.

Для отработки технологий разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами создан научный полигон на Восточном борту Мелекесской впадины, включающий 18 месторождений с высоковязкой нефтью с трудноизвлекаемыми запасами.

Опробованы и предложены для распространения и тиражирования следующие технологии:

1) ЗАО «Карбон-ойл» создана система разработки Некрасовского месторождения с горизонтальными и многозабойными скважинами;

2) УК «Шешмаойл» изучен опыт пропантных гидроразрывов карбонатных пластов и влияния сетки скважин на нефтеотдачу пластов и объемы добычи нефти;

3) ЗАО «Татех» результаты гидродинамических исследований ООО «Черный ключ» позволили выбрать направление стволов скважин при горизонтальном бурении на Демкинском месторождении. Производится сгущение сетки скважин на Демкинском месторождении на турнейский ярус и бобриковский горизонт (в настоящее время 300X300 по прямоугольной сетке);

4) АО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» готовит Зюзеевское месторождение для применения тепловых методов, создается постоянно действующая геологическая модель, применяются горизонтальные скважины на Зюзеевском месторождении, на месторождениях ЗАО «Селенгушнефть», имеется возможность уплотнения сетки скважин по мере выработки отдельных пластов. Применяется метод обработки призабойной зоны (далее – ОПЗ) с предварительным восстановлением давления в прискважинной зоне «циклический отбор и закачка»;

5) ЗАО «Предприятие «Кара-Алтын» детально и углубленно изучено Аканское месторождение с научной точки зрения. Привлечены научные силы Академии наук Республики Татарстан, Сибирского отделения Академии наук, получены результаты работы Плотниковой И.Н. и Морозова В.М. по изучению керна (Академии наук Республики Татарстан), Алтуниной Л.К. – по адаптации методов (реагентов) для воздействия на пласты и изоляции вертикальных трещин по

Аканскому месторождению (Сибирское отделение Академии наук Российской Федерации) и др.;

6) ЗАО «Татнефтеотдача» в настоящее время ведет работу по подготовке Степно-озерского месторождения к применению тепловых методов;

7) АО «ГРИЦ» в целях эффективности применения технологии локального ГРП с зарядом газодинамического разрыва пласта обеспечило прирост дебитов 2 – 3 тонны с продолжающимся эффектом;

8) ГК «Ойлэкт» (ТНГК–Развитие) на Сунчелеевском месторождении применяются технологии высокоскоростной солянокислотной обработки (СКО), большеобъемной солянокислотной обработки (БСКО), внедряются технологии одновременно-раздельной эксплуатации ОРЭ на верей/башкирские отложения.

В целом новые технологии разведки и разработки активно внедряются всеми МНК. За счет инноваций добывается 23 процента всей нефти МНК.

Состояние работ по внедрению новых технологий в рамках «работы научного полигона для испытания МУН на Восточном борту Мелекесской впадины» рассмотрено на заседании Координационного совета МНК, и опыт работы МНК в рамках научного полигона признан положительным.

Для проведения фундаментальных научно-исследовательских и опытно-промышленных работ по исследованию карбонатных и низкопроницаемых коллекторов с высоковязкими нефтями на месторождениях (технологии увеличения нефтеотдачи пластов с использованием газового, водогазового и парогазового воздействия на пласт, а также применение закачки горячей воды) требуется государственная поддержка МНК (в первую очередь – на месторождениях научного полигона на Восточном борту Мелекесской впадины).

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,	Прирост извлекаемых запасов около 1 млрд тонн. Увеличение КИН с 0,4 – 0,5 до 0,6 – 0,7

автоматизированных систем контроля и учета водопотребления; разработка способов извлечения части остаточных запасов нефти	
По мелким и средним месторождениям, дающим более 38 процентов 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, боковые стволы), бурения скважин по уплотненной сетке, одновременно-раздельной эксплуатации скважин и тепловых методов 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 ОПЗ показаны соответственно на рисунке 6.

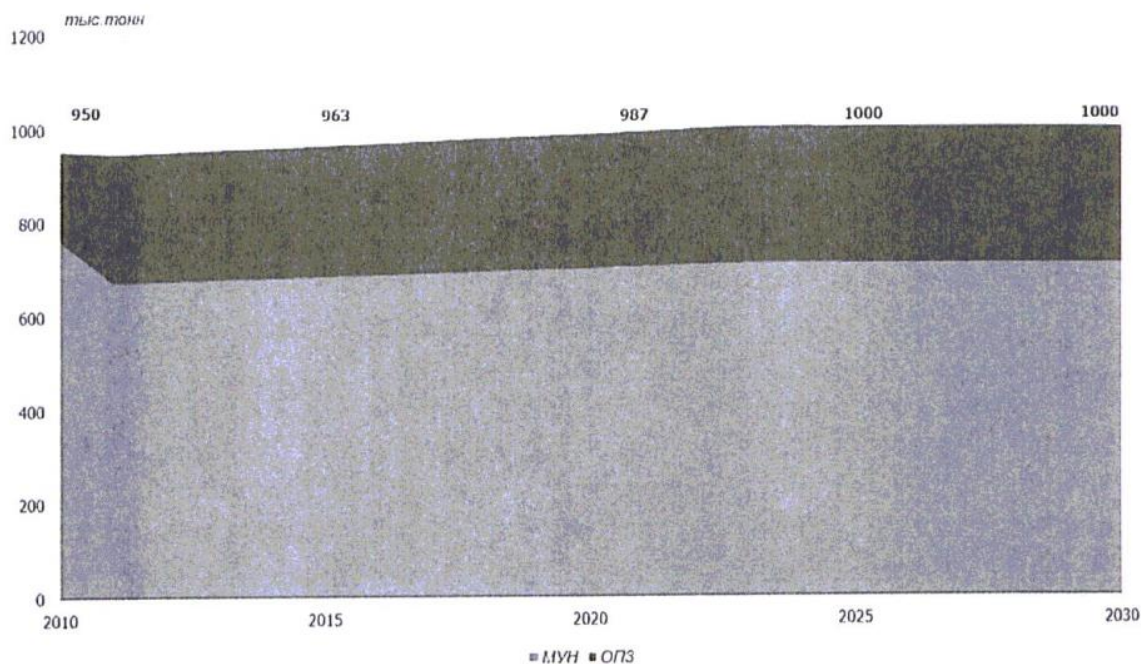


Рис. 6. Планируемые до 2030 года объемы дополнительной добычи нефти за счет МУН и ОПЗ

На рисунке 7 приведены направления обеспечения воспроизводства запасов по МНК до 2030 года.

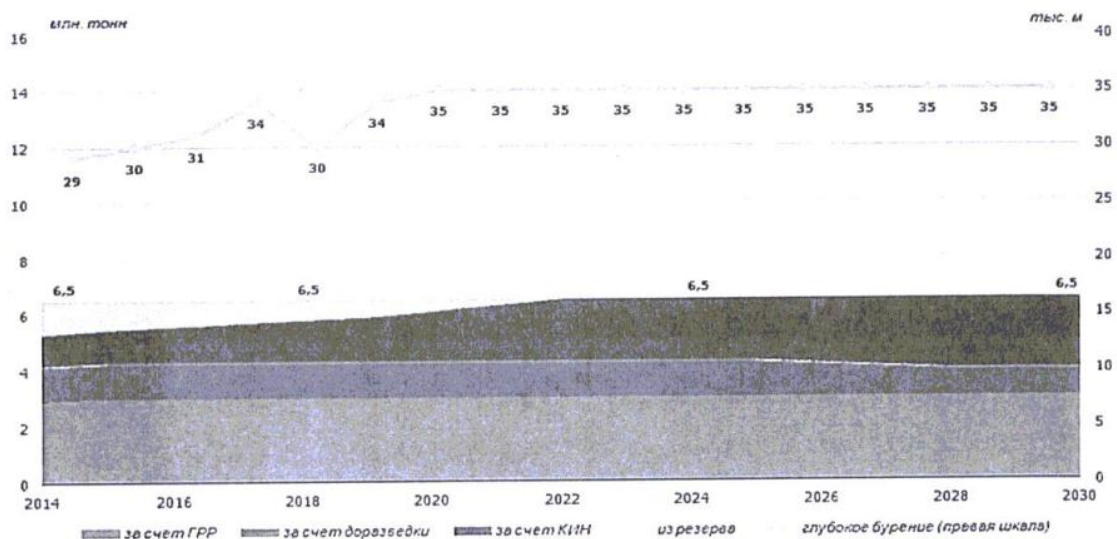


Рис. 7. Направления обеспечения воспроизводства запасов по МНК

Перспективный объем добычи нефти, по экспертным данным Академии наук Республики Татарстан, в целом по республике, по ПАО «Татнефть» и МНК представлен на рисунке 8.

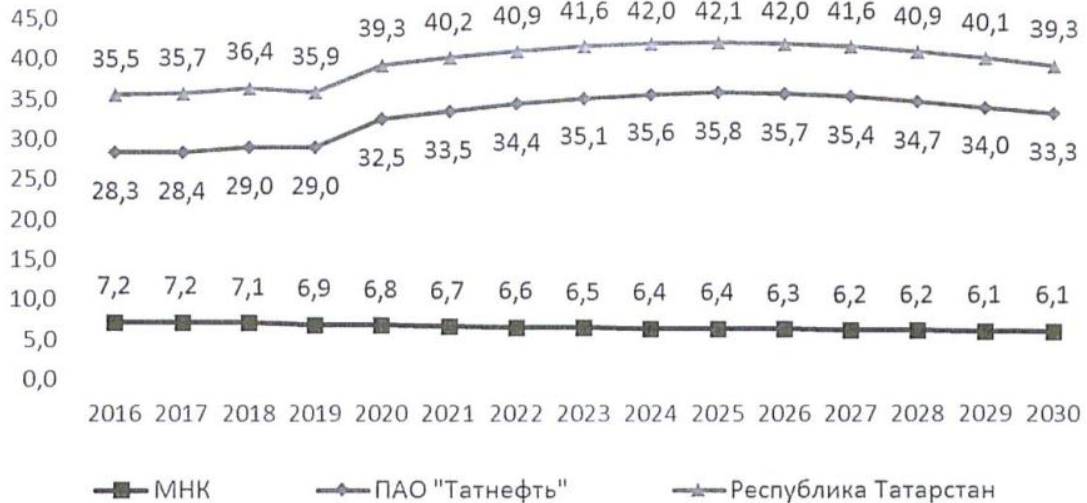


Рис. 8. Добыча нефти по Республике Татарстан до 2030 года, млн тонн

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.

Характеристика МНК Республики Татарстан в разрезе категорий

Недропользователь	Начальные извлекаемые запасы углеводородного сырья категории А+В1+С1 на 01.01.2019, тыс. тонн	Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	Текущие извлекаемые запасы углеводородного сырья категории А+В1+С1 на 01.01.2019, тыс. тонн	Запасы и ресурсы углеводородного сырья по категориям, тыс. тонн		Годовая добыча нефти за 2018 год, тыс. тонн	Обеспеченность запасами углеводородного сырья, лет	Темп отбора от текущих запасов углеводородного сырья, %	Прирост извлекаемых запасов углеводородного сырья за 2018 год, тыс. тонн	Начальные запасы углеводородного сырья по категориям на 01.01.2019, тыс. тонн		Проектный КИН доли.ед.	Текущий КИН доли.ед.
				В2+С2	Д0					баланс. А+В1+С1	извл. А+В1+С1		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
МНК с низкими темпами разработки													
АО «БУЛГАРНЕФТЬ»	8568	3510	5058	1204	-	159	32	3,0	0	22095	8568	0,388	0,159
АО «ИДЕЛОЙЛ»	14146	2976	11170	148	161	223	50	2,0	446	46417	14146	0,305	0,064
АО «КОНДУРЧАНЕФТЬ»	6608	1159	5449	299	-	73	75	1,3	0	20513	6608	0,322	0,057
АО «МЕЛЛЯНЕФТЬ»	3244	1465	1779	0	487	70	25	3,8	84	7519	3244	0,431	0,195
АО «ТАТЕХ»	25474	10958	14516	2337	-	476	30	3,2	0	93748	25474	0,272	0,117
АО «ТАТНЕФТЕОТДАЧА»	35392	8633	26759	2445	2216	744	36	2,7	0	108630	35392	0,326	0,079
АО «ТАТНЕФТЕПРОМ»	21556	8274	13282	532	-	248	54	1,8	0	68793	21556	0,313	0,120
АО «РИТЭК»	81065	17460	63617	6262	24587	1013	63	1,3	550	303289	81065	0,267	0,058
АО «ТАТНЕФТЕПРОМ-Зюзеевнефть»	19593	7379	12214	1020	847	365	33	2,9	0	55607	19593	0,352	0,133
АО «ШЕШМАОЙЛ»	30293	7096	23197	1716	154	418	55	1,8	5177	103083	30293	0,294	0,069
ЗАО «Предприятие «Кара Алтын»	40433	10099	30334	3386	-	516	59	1,7	0	145862	40433	0,277	0,069
ЗАО «ТРОИЦКНЕФТЬ»	13247	3926	9321	623	-	239	39	2,5	3431	40636	13247	0,326	0,097

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ООО «КАМСКОЙЛ»	4194	367	3827	103	-	10	383	0,3	0	13054	4194	0,321	0,028
ООО «МНКТ»	27304	9738	17566	2165	1929	465	38	2,6	1519	76420	27304	0,357	0,127
МНК с проблемами обеспечения запасами													
АО «ГЕОЛОГИЯ»	5919	3482	2437	403	430	156	16	6,0	0	14863	5919	0,398	0,234
АО «ГЕОТЕХ»	4376	2167	2209	1573	408	102	22	4,4	0	9867	4376	0,443	0,220
АО «ГРИЦ»	5472	2005	3467	788	231	140	25	3,9	0	18162	5472	0,301	0,110
АО «СМП-нефтегаз»	11611	6773	4838	280	808	283	17	5,5	0	36455	11611	0,319	0,186
АО «ТАТОЙЛГАЗ»	18837	8841	9996	1293	93	437	23	4,2	0	56293	18837	0,335	0,157
ЗАО «АЛОЙЛ»	7893	4449	3444	886	-	240	14	6,5	0	29537	7893	0,267	0,151
ЗАО «ОХТИН-ОЙЛ»	8549	4842	3707	375	-	267	14	6,7	0	21882	8549	0,391	0,221
ОАО «АКМАЙ»	500	257	243	2	174	20	12	7,6	0	1313	500	0,381	0,196
ООО «НК-ГЕОЛОГИЯ»	6980	2868	4112	239	-	195	21	4,5	0	13973	6980	0,500	0,205
ООО «ТРАНСОЙЛ»	7043	2580	4463	962	518	155	29	3,4	526	24076	7043	0,293	0,107
Проблемные МНК													
АО «ЕЛАБУГАНЕФТЬ»	1642	429	1213	0	-	19	64	1,5	152	5243	1642	0,313	0,082
АО «ННК»	967	41	926	0	-	6	154	0,6	0	2587	967	0,374	0,016
ОАО «НОКРАТОЙЛ»	660	141	519	0	-	5	104	1,0	0	2468	660	0,267	0,057
ООО «КАРБОН-ОЙЛ»	5144	554	4590	2119	112	59	78	1,3	117	31873	5144	0,161	0,017
ПАО «МАКОЙЛ»	1269	277	992	45	-	13	76	1,3	0	4928	1269	0,258	0,056
Итого:	417979	132746	285245	31205	33155	7116	40	2,4	12002	1379186	417979	0,303	0,096

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 (рисунок 9). 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.

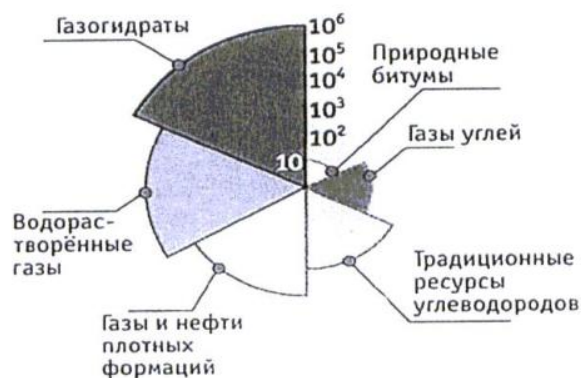


Рис. 9. Геологические ресурсы, млрд тонн условного топлива (по Белонину М.Д.)

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 процентов), 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 породы), с определенными границами, за которыми битумонасыщенность снижается до 1 процента и ниже.

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, принятые геологической службой объединения «Татнефть» в 1974 году, 1,5 – 2 млрд тонн. С 1978 года полигоном для отработки скважинных технологий добычи природных битумов стали два месторождения: Мордово-Кармальское и Ашальчинское. За прошедшие годы на данных месторождениях были разработаны и прошли апробацию следующие технологии:

- отбор керна в рыхлых битумоносных песчаниках специально созданным керноотборником;

- опробование битумных скважин;

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

- термоциклическое воздействие на битумонасыщенный пласт воздухом, паром и парогазом;

- площадная закачка воздуха, пара и парогаса;

- изменение фильтрационных потоков;

- извлечение природных битумов методом низкотемпературного окисления.

Кроме того, были отработаны методика поиска и разведки месторождений пермских тяжелых нефтей, оконтуривания залежей сверхвязкой нефти и ВВН, технологии изучения добывных 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 сверхвязкой нефти 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 ПАО «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 месторождениях ПАО «Татнефть» с применением отработанных к настоящему времени технологий при текущем состоянии геологической изученности приведены на рисунке 10.

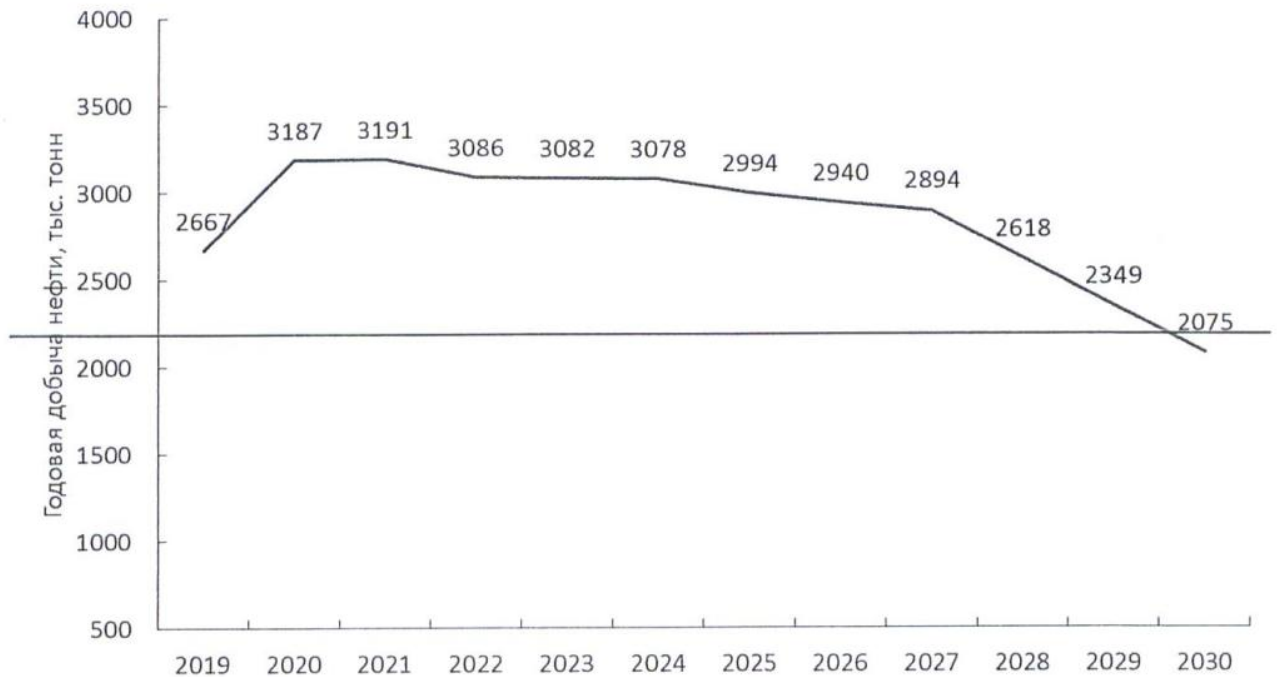


Рис. 10. Прогнозные уровни добычи СВН на месторождениях ПАО «Татнефть» (с учетом ввода перспективных поднятий)

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 некоторых зарубежных экспертов, извлекаемые ресурсы сланцевой нефти на планете могут составлять 900 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, ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», Институтом «ТатНИПИнефть» и рядом других ключевых и передовых научно-исследовательских учреждений.

ПАО «Татнефть» на протяжении последних пяти лет активно проводит работы по изучению доманиковых отложений – плотных слабопроницаемых нефтематеринских карбонатных толщ девонской системы, стратиграфически приуроченных к интервалу от саргаевского горизонта до заволжского надгоризонта включительно.

На 1 января 2019 года на государственном балансе учтены 9 месторождений ПАО «Татнефть» с запасами в доманиковых отложениях: Бавлинское, Бухараевское, Западно-Галицкое, Купавное, Матросовское, Ново-Елховское (Баллаевское поднятие), Ромашинское (444 залежь), Сабанчинское, Сарайлинское (Восточно-Тагайское поднятие). С начальными запасами нефти: геологических – 353,053 млн тонн и извлекаемых – 45,956 млн тонн. Проведен ряд научно-исследовательских и тематических работ по уточнению геологического строения доманиковых отложений, детальному исследованию керна, определению основных перспектив нефтеносности. Ведется работа по созданию полигонов в рамках лицензионных соглашений.

В рамках программы опытно-промышленных работ отрабатываются технологии воздействия на пласты с низкими фильтрационными характеристиками, технологии горизонтального бурения и так называемые «щадящие» кислотные и многозонные ГРП.

При проведении работ на доманиковых отложениях возникает ряд проблем по их изучению:

выделение перспективных интервалов осложнено отсутствием методики определения количественных параметров по геофизическим исследованиям скважин (далее – ГИС), разработанной для нетрадиционных плотных слабопроницаемых пород, содержащих трудноизвлекаемые запасы. Осложняющими факторами при интерпретации данных ГИС являются: литологическая неоднородность

доманиковых отложений по площади и разрезу, их изменчивость по фильтрационно-емкостным свойствам, вскрытие разреза на естественной водной суспензии, высокая степень гидрофобности порового пространства, насыщение пород органическим веществом и битумоидами;

сложность картирования зон разуплотнений в конкретном горизонте, пласте. Данные сейсморазведочных работ методом общей глубинной точки (МОГТ), в том числе и модификации ЗД, позволяют прогнозировать зоны трещиноватости и выполнять сейсмофациальный анализ только на весьма обширные интервалы разреза.

Работа с доманиковыми отложениями подразумевает нетрадиционный подход к их изучению и освоению и требует обязательного применения методов стимуляции пласта. Необходимо в комплексе с традиционными методами МГРП (многозонный гидроразрыв пласта) и БОПЗ (большеобъемная обработка призабойной зоны) применять альтернативные способы воздействия, к примеру, такие как тепловое, газовое воздействие, применение катализаторов, использование особых составов ГРП и другие.

Изучение доманиковых отложений – это новое направление, требующее немалых вложений, как материальных, так и интеллектуальных. Компания несет значительные материальные затраты при проведении необходимого комплекса исследований керна. Поскольку основной целью проведения опытно-промышленных работ в доманиковых отложениях является выявление залежей в доманиковых отложениях – как на новых участках, так и на разрабатываемых месторождениях, проведение детальных исследований керна базовых скважин должно включать определение основных литолого-петрофизических, геохимических и геомеханических характеристик на образцах керна с плотностью 3 – 5 образцов на 1 метр вынесенного керна из интервалов с выноса керна не менее 80 процентов).

Основной задачей на текущий момент является необходимость подбора рационального комплекса методик и технологий ГРП и разработки, бурения и ГРП, других методов воздействия, а также обеспечение рентабельной эксплуатации.

В качестве других возможных источников углеводородов отраслевой научной общественностью обсуждается на уровне гипотезы 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 6,5 процента объема добычи нефти в Российской Федерации, а с вводом в эксплуатацию в 2012 году комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов АО «ТАНЕКО» (далее – Комплекс «ТАНЕКО») – более 6 процентов всего объема российской нефтепереработки. Отрасль формирует около 22 процентов общереспубликанского объема промышленного производства.

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

В настоящее время АО «ТАИФ-НК», объединяющее нефтеперерабатывающий завод, завод бензинов и производство по переработке газового конденсата, ежегодно перерабатывает более 8,3 млн тонн углеводородного сырья. Среднегодовой показатель глубины переработки на предприятии составляет 75,2 процента.

Строительство Комплекса «ТАНЕКО» было начато в 2005 году ПАО «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.

Достигнутые показатели:

глубина переработки – 99 процентов;

выход светлых нефтепродуктов – 84 процента;

объем переработки нефти – 8,7 млн тонн/год.

АО «ТАНЕКО» занимает:

первое место среди российских нефтеперерабатывающих заводов (далее – НПЗ) по уровню загрузки установок первичной переработки нефти (115 процентов); седьмое место по объему производства нефтепродуктов;

10 процентов – доля компании в общем увеличении объема переработки нефти в России.

Действующее производство:

ЭЛОУ-АВТ-7 – 8,7 млн тонн/год (утвержденная проектная мощность);

комбинированная установка получения серы – 278 тыс. тонн/год;

установки производства водорода – 100 и 22 тыс. тонн/год;

установка гидрокрекинга – 2,9 млн тонн/год;

установка производства масел – 250 тыс. тонн/год;

установка замедленного коксования – 2 млн тонн/год;

установка гидроочистки нефти – 1,1 млн тонн/год;

установка изомеризации – 420 тыс. тонн/год;

установка гидроочистки керосина – 500 тыс. тонн/год;

установка гидроочистки дизельного топлива – 1,6 млн тонн/год;

установка каталитического риформинга – 714 тыс. тонн/год.

НПЗ Республики Татарстан продолжают работу по дальнейшему развитию мощностей, что в перспективе позволит довести объем ежегодной переработки нефти в Республике Татарстан до 22 – 23 млн тонн, 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 АО «ТАИФ-НК», Комплексе «ТАНЕКО» вырос с 6,8 млн тонн в 2005 году до 17,1 млн тонн в 2014 году.

С 2014 по 2017 год в Республике Татарстан доля экспорта нефти в объеме нефтедобычи выросла с 32 процентов до 47 процентов, а в 2018 году снизилась до 36,5 процента.

Таблица 10

Динамика добычи и переработки нефти в Республике Татарстан

Наименование показателя/годы	2014	2015	2016	2017	2018
Добыча нефти, млн тонн	33,1	34,04	35,46	35,7	36,4
Переработка нефти, млн тонн	17,1	17,3	17,27	16,3	17,1
Экспорт нефти, млн тонн	10,8	12,7	14,13	16,8	13,3

В целом за счет усиленной реализации новых инвестиционных проектов в нефтеперерабатывающей промышленности республики доля несырьевого экспорта Республики Татарстан с 2010 года выросла с 34 процентов до 58,5 процента.

Только в 2018 году стоимостная доля нефти в объеме экспорта республики сократилась с 46,1 процента до 41,5 процента при росте экспорта нефтепродуктов с 27,7 процента до 36,4 процента.

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 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 импортозамещающих отечественных передовых технологий по переработке нефти;

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;

освоение новых направлений переработки нефти в рамках реализации программ развития нефтегазохимического комплекса Республики Татарстан.

В настоящее время основным проектом АО «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 к запуску, глубина переработки нефти составит не менее 98,6 процента, 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 АО «ТАИФ-НК», учитывающая реализацию крупных инвестиционных проектов по новому строительству и модернизации действующих производств, представлена на рисунке 11.

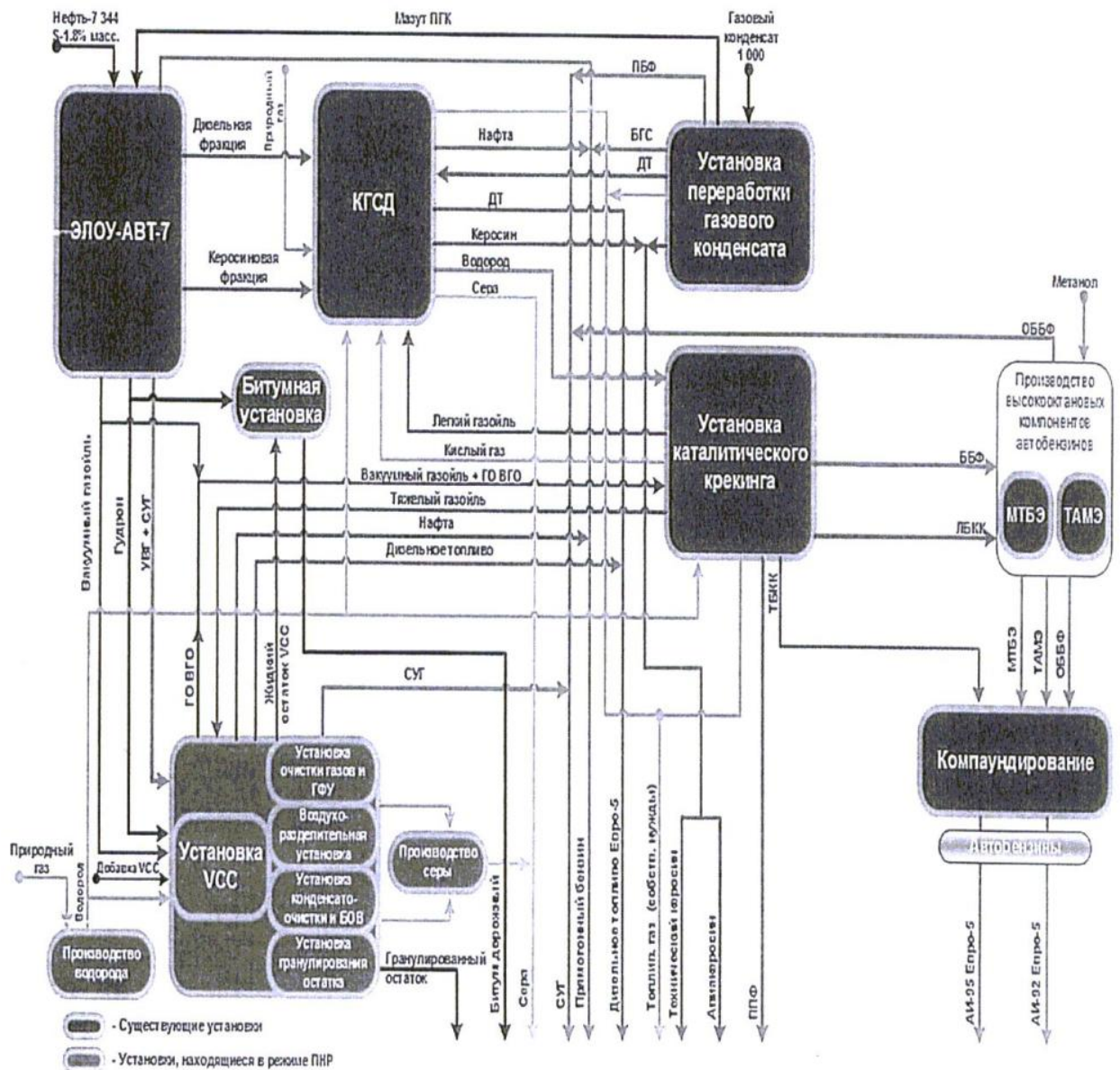


Рис. 11. Схема перспективного развития АО «ТАИФ-НК»

Схема перспективного развития Комплекса «ТАНЕКО» по этапам представлена на рисунке 12.

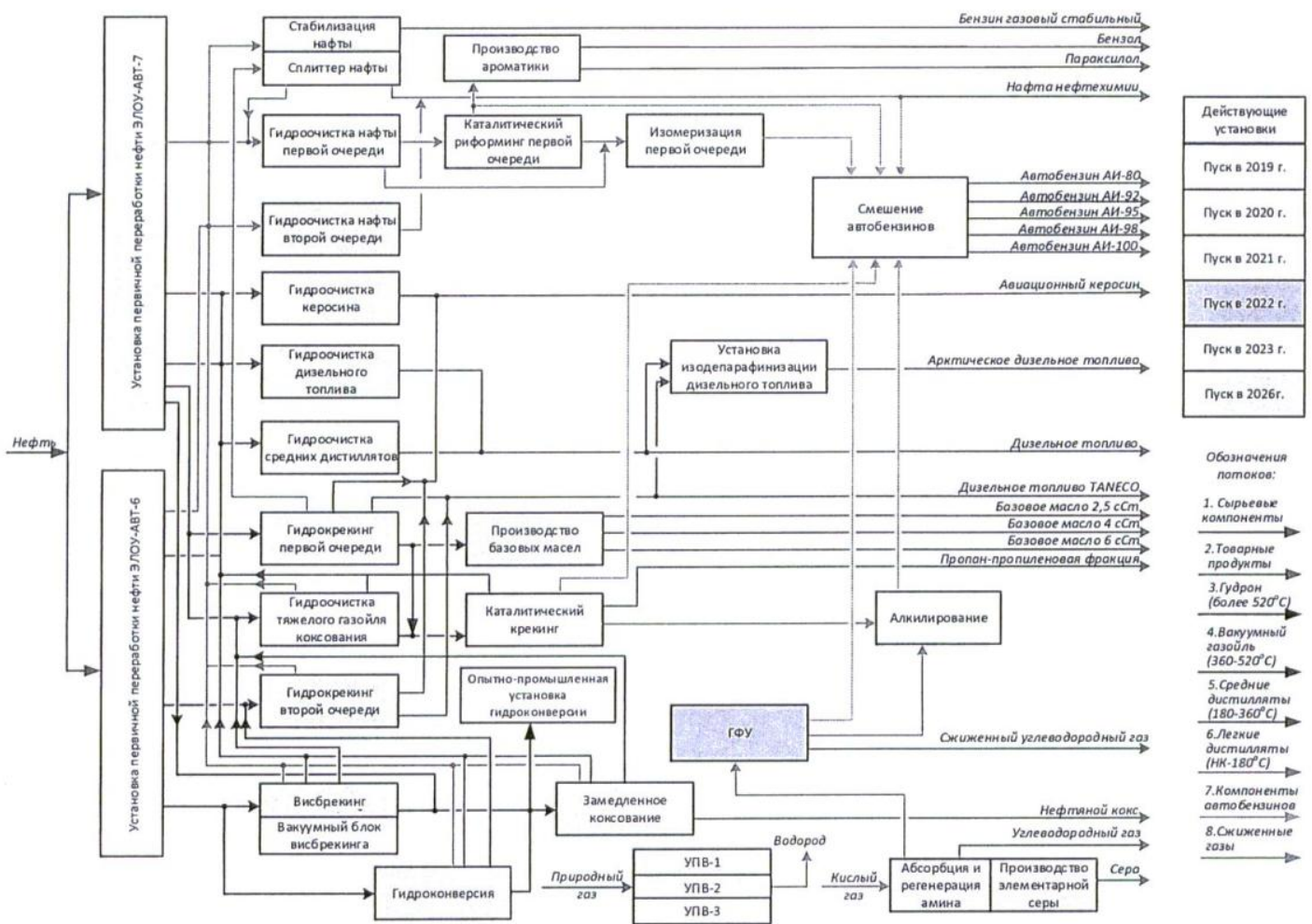


Рис. 12. Схема перспективного развития Комплекса «ТАНЕКО»

В рамках следующих этапов реализации проекта строительства Комплекса «ТАНЕКО» планируются к пуску следующие установки:

2019 год:

ЭЛОУ-АВТ-6 с блоком стабилизации нефти – 6 000 тыс. тонн/год;

вакуумный блок висбрекинга – 2 000 тыс. тонн/год;

установка гидроочистки тяжелого газойля коксования – 850 тыс. тонн/год;

сульфолан – 141 тыс. тонн/год.

2020 год:

установка каталитического крекинга – 1 100 тыс. тонн/год;

опытно-промышленная установка гидроконверсии гудрона – 50 тыс. тонн/год.

2021 год:

комплекс получения ароматических углеводородов – 714 тыс. тонн/год;

установка гидроочистки средних дистиллятов – 3 700 тыс. тонн/год;

установка изодепарафинизации дизельного топлива – 1 300 тыс. тонн/год;

установка производства водорода – 100 тыс. тонн/год.

2022 год:

газофракционирующая установка – 350 тыс. тонн/год.

2023 год:

установка алкилирования – 180 тыс. тонн/год.

2026 год:

установка гидроочистки нефти-2 – 1 700 тыс. тонн/год;

установка гидрокрекинга-2 – 1 200 тыс. тонн/год;

установка гидроконверсии – 2 500 тыс. тонн/год.

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.

Таблица 11

Объем инвестиций в развитие нефтеперерабатывающей отрасли
Республики Татарстан (по данным предприятий отрасли)

Наименование показателя / годы	2017 – 2018	2019 – 2023	2024 – 2028	2029 – 2030
Объем инвестиций в основной капитал предприятий нефтепереработки, млрд рублей, в том числе	104,61	130,52	83,01	4,91
ПАО «Татнефть»	73,21	117,55	74,68	1,58
АО «ТАИФ-НК»	31,4	12,97	8,33	3,33

Предполагается, что к 2026 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 17 млн тонн до 24 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).

Перспективный объем перерабатываемой нефти в АО «ТАИФ-НК»
и Комплексе «ТАНЕКО» (по прогнозным данным предприятий отрасли)

Наименование показателя / годы	2017	2018	2020	2025	2030
Объем перерабатываемой нефти, млн тонн, в том числе	16,048	16,909	19,779	19,747	23,623
АО «ТАИФ-НК»	8,2	8,3	8,3	8,3	8,3
Комплекс «ТАНЕКО»	7,848	8,609	11,479	11,447	15,323

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 промышленности Республики Татарстан
(по прогнозным данным предприятий отрасли)

Наименование товарной продукции/годы	2017	2018	2020	2025	2030
Прямогонный бензин/ БГС/Нафта, тыс. тонн	3 140,78	3 271,87	3 218,85	3 664,97	4 819,07
АО «ТАИФ-НК»	1 533,98	1 750,17	1 969,15	2 180,47	2 180,47
Комплекс «ТАНЕКО»	1 606,80	1 521,70	1 249,70	1 484,50	2 638,60
Автобензины, тыс. тонн	479,09	630,50	2 317,65	2 320,01	2 414,11
АО «ТАИФ-НК»	479,09	551,70	655,65	678,41	678,41
Комплекс «ТАНЕКО»	0,00	78,80	1 662,00	1 641,60	1 735,70
Дизельное топливо, тыс. тонн	3 639,76	4 896,25	6 996,41	9 997,46	11 668,66
АО «ТАИФ-НК»	2 230,16	2 612,55	3 726,51	4 226,56	4 226,56
Комплекс «ТАНЕКО»	1 409,60	2 283,70	3 269,90	5 770,90	7 442,10
Керосин/авиакеросин, тыс. тонн	640,94	960,09	1 384,82	1 382,61	1 585,61
АО «ТАИФ-НК»	396,24	394,29	476,02	476,11	476,11
Комплекс «ТАНЕКО»	244,70	565,80	908,80	906,50	1 109,50
Мазут, тыс. тонн	1 995,00	2 068,75	147,91	0,00	0,00
АО «ТАИФ-НК»	1 995,00	2 068,75	147,91	0,00	0,00
Комплекс «ТАНЕКО»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сера, тыс. тонн	118,36	163,96	262,36	298,37	350,97
АО «ТАИФ-НК»	36,66	54,06	94,56	112,37	112,37
Комплекс «ТАНЕКО»	81,70	109,90	167,80	186,00	238,60

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 ПАО «Газпром» по вопросам поставки природного газа потребителям Республики Татарстан позволяет обеспечить эффективное и динамичное социально-экономическое развитие республики.

Основными предприятиями газовой отрасли республики являются АО «Газпром межрегионгаз Казань» – специализированная региональная организация по реализации газа, ООО «Газпром трансгаз Казань» – региональная газораспределительная организация, ООО «Газпром сжиженный газ» – специализированный оператор по реализации сжиженных углеводородных газов, филиал ООО «Газпром газомоторное топливо» в г.Казани – единый оператор по развитию рынка газомоторного топлива.

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 ПАО «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 позитивной динамике социально-экономического развития Республики Татарстан возникла дополнительная потребность в природном газе как для обеспечения населения, жилищно-коммунального и социального комплексов, так и для реализации стратегических проектов в промышленности.

По итогам 2018 года потребление республикой природного газа составило 18,083 млрд куб. метров, по сравнению с 2000 годом (14,335 млрд куб. метров) рост составил 26 процентов.

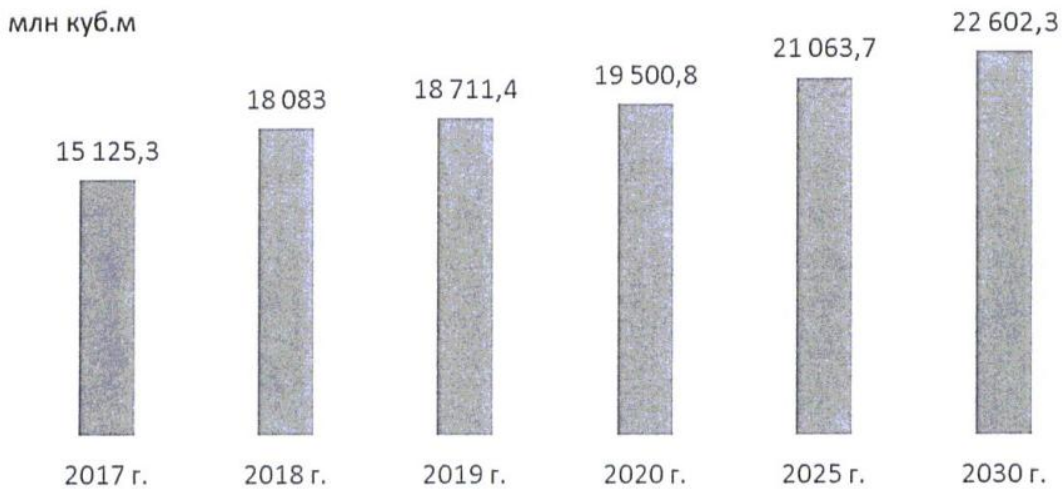


Рис. 13. Динамика и прогноз потребления природного газа в Республике Татарстан

3.7.1.1. Потребление природного газа в энергетической отрасли и жилищно-коммунальном хозяйстве Республики Татарстан

Одна из динамично развивающихся отраслей Республики Татарстан – энергетическая отрасль. От ее работы напрямую зависят конкурентоспособность и рентабельность предприятий, общий уровень социально-экономического развития региона и благосостояние населения.

Основными потребителями газа в сфере энергетики в Республике Татарстан являются АО «Татэнерго», АО «ТГК-16», ООО «Нижекамская ТЭЦ».

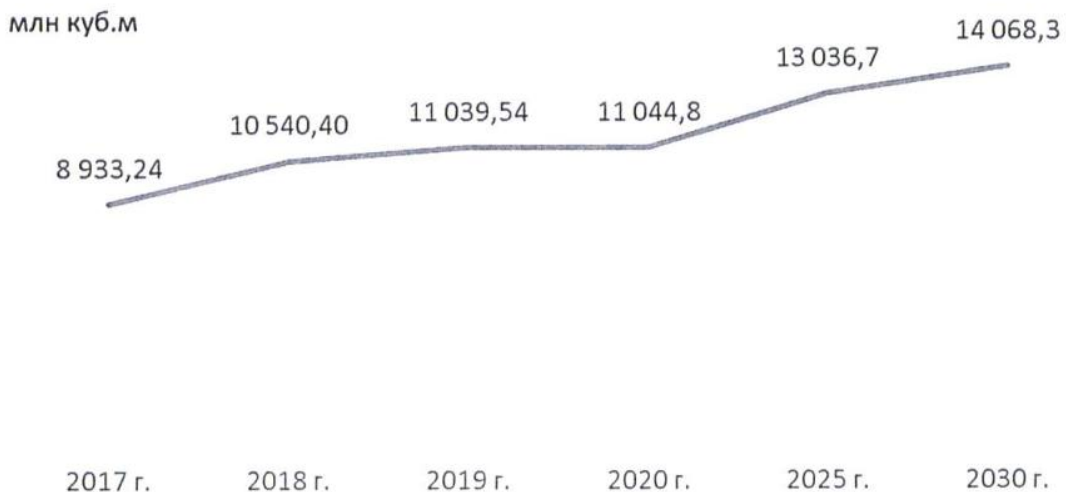


Рис. 14. Динамика и прогноз потребления природного газа в энергетической отрасли и жилищно-коммунальном хозяйстве Республики Татарстан

Основной объем потребления газа приходится на энергетику и жилищно-коммунальное хозяйство – 58,3 процента внутриреспубликанского потребления по итогам 2018 года. По данным АО «Газпром межрегионгаз Казань», в 2018 году общий объем потребления в сфере энергетики и жилищно-коммунальном хозяйстве Республики Татарстан составил 10 540,4 млн куб. метров, в том числе в жилищно-коммунальном хозяйстве 820,9 млн куб. метров. За период с 2017 по 2018 год объемы потребления в энергетике и жилищно-коммунальном хозяйстве выросли на 15,5 процента.

Крупными предприятиями энергетической отрасли Республики Татарстан до 2030 года запланирован к реализации ряд проектов, которые, в свою очередь, потребуют дополнительного обеспечения природным газом:

1) АО «Татэнерго» планирует следующие проекты:

модернизация Заинской ГРЭС путем перевода паросилового цикла на парогазовый мощностью 1 600 – 1 800 МВт (требуется утверждение Правительственной комиссией в рамках постановления Правительства Российской Федерации от 25 января 2019 года № 43 «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций»);

замещение паросиловых мощностей Набережночелнинской ТЭЦ на энергоустановки с использованием ПГУ мощностью 230 МВт. Ввод в эксплуатацию планируется до 2030 года;

создание резерва тепловой мощности в целях технологического подключения потребителей (проект «Седьмое небо») мощностью 100 Гкал/ч. Реализация проекта запланирована в период с 2020 по 2026 год;

2) АО «ТГК-16» планирует следующие проекты:

в 2022 – 2025 годах на Нижнекамской ТЭЦ ПТК-1 планируется строительство новой надстройки ГТУ SGT5 8000H (140 + 30 АТА) мощностью 435 МВт;

в 2023 – 2025 годах на Нижнекамской ТЭЦ ПТК-1 планируется модернизация турбоагрегата ст. № 3 (ТГ-3) мощностью 102 МВт.

В результате их реализации к 2030 году объем потребления газа в данных сферах (при умеренном росте потребления в жилищно-коммунальном хозяйстве) должен вырасти до 14 068,3 млн куб. метров, или на 33,5 процента.

3.7.1.2. Потребление природного газа населением и бюджетными организациями

Объем потребления природного газа населением в 2018 году составил 1 889,6 млн куб. метров (10,4 процента), что выше на 5 процентов по сравнению с 2017 годом.

Объем потребления природного газа бюджетными организациями за 2018 год составил 118 млн куб. метров (0,6 процента), или 102,6 процента к уровню 2017 года.

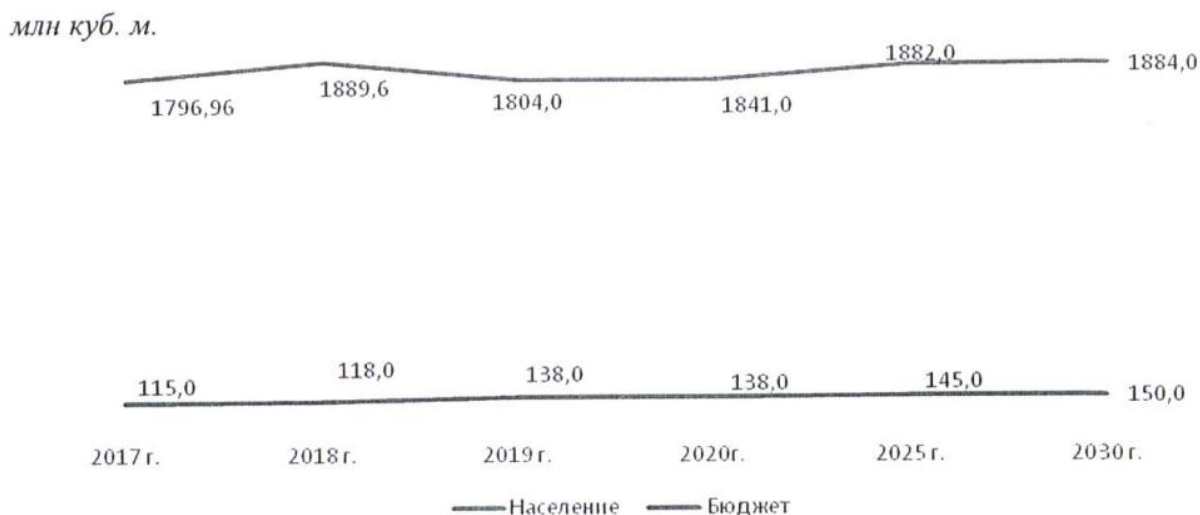


Рис. 15. Динамика и прогноз потребления природного газа населением и бюджетными организациями

В настоящее время в рамках федеральной целевой программы «Устойчивое развитие сельских территорий на 2014 – 2017 годы и на период до 2020 года» и реализации мер по предоставлению бесплатных земельных участков многодетным семьям в Республике Татарстан осуществляется интенсивное жилищное строительство, что влечет необходимость увеличения объемов поставок газа для обеспечения населения природным газом. В этих целях Правительство Республики Татарстан ведет планомерную работу по газификации территорий путем строительства новых, реконструкции существующих сетей газоснабжения и газораспределительных установок.

3.7.1.3. Потребление природного газа в промышленности

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.

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, включающим 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 глубокой переработки тяжелых остатков нефтеперерабатывающего завода АО «ТАИФ-НК»;

«Олефиновый комплекс» (ЭП-600) ПАО «Нижнекамскнефтехим» Комплекса «ТАНЕКО»; разработка Ашальчинского нефтебитумного месторождения с использованием новых тепловых методов извлечения. Планируется создание экономической зоны промышленно-производственного типа «АлМА» на территории Альметьевского муниципального района, Нижнекамского муниципального района и Лениногорского муниципального района Республики Татарстан. Кроме того, уже в 2016 году состоялся запуск завода АО «Аммоний» по производству аммиака, метанола и гранулированного карбамида в г. Менделеевск.

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

Доля промышленности в потреблении газа за 2018 год составила 30,6 процента. Объем потребления природного газа в промышленности в 2018 году составил 5 533,7 млн куб. метров (рост на 29 процентов по сравнению с 2017 годом).

Тенденция опережающего роста промышленного газопотребления в Республике Татарстан в прогнозируемом периоде до 2030 года сохранится.

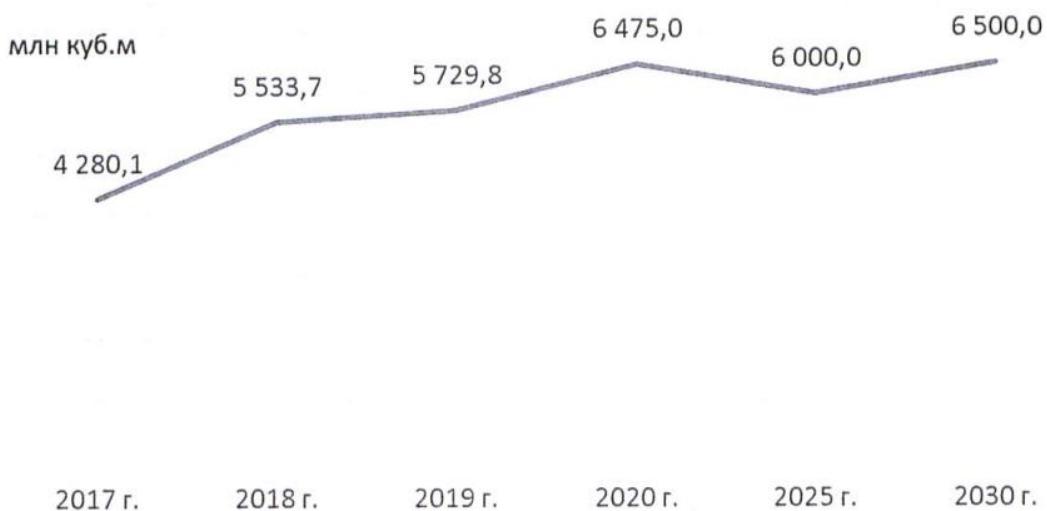


Рис. 16. Динамика и прогноз потребления природного газа в промышленности

3.7.2. Газификация Республики Татарстан

По показателям газификации Республика Татарстан занимает лидирующее положение среди регионов России. Уровень газификации Республики Татарстан на 2018 год достиг 99,51 процента, 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 достигло 1,488 миллиона. В среднем в республике ежегодно газифицируется 19 тыс. квартир (рисунок 17).

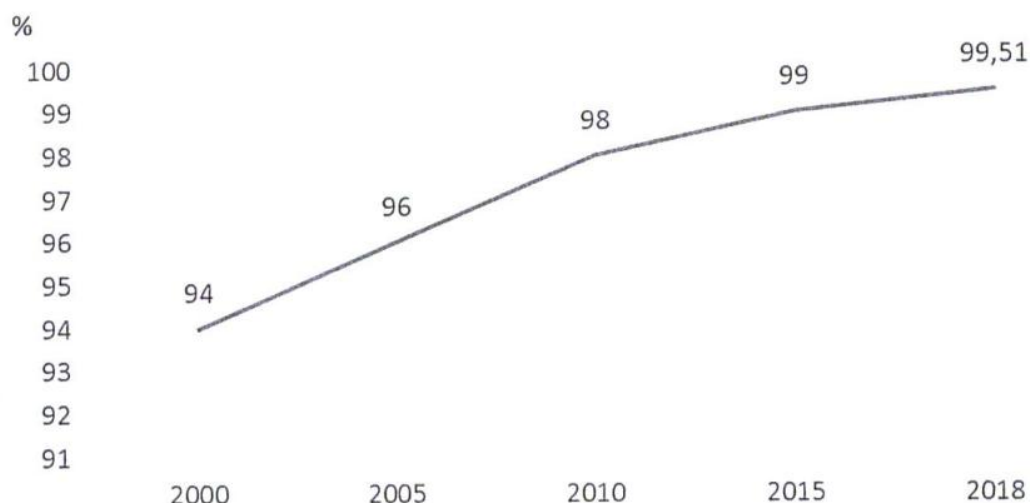


Рис. 17. Уровень газификации Республики Татарстан

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 мероприятий по газификации Республики Татарстан является специальная надбавка к тарифу на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям.

Суммарный объем расходов мероприятий по газификации, финансируемых за счет специальных надбавок к тарифу на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям, за период с 2006 по 2018 год составил 3 208 млн рублей.

В целях упорядочивания и оптимизации работы по дальнейшей газификации республики на республиканском уровне разрабатываются и утверждаются нормативные правовые акты в сфере газоснабжения.

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

Единая система газоснабжения Республики Татарстан включает в себя 5,762 тыс. км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов, а также 41,9 тыс. км распределительных газопроводов.

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

В 2018 году утверждена Генеральная схема газоснабжения и газификации Республики Татарстан.

В рамках инвестиционных программ ПАО «Газпром» на территории республики запланированы инвестиционные проекты:

«Газопровод-отвод до н.п. Елизаветино» – завершен первый этап реализации инвестиционного проекта для обеспечения газоснабжения города Иннополис в объеме 20 тыс. кубометров в час. В настоящее время реализуется второй этап данного проекта, завершение которого позволит выйти на проектные мощности и достичь объемов потребления города Иннополис до 100 тыс. куб. метров в час;

«Реконструкция газопровода Можга – Елабуга» – позволит обеспечить дополнительным объемом природного газа потребителей Камского инновационного территориально-производственного кластера Республики Татарстан с учетом планов ОАО «ТАНЕКО», ПАО «Нижекамскнефтехим», АО «ТАИФ-НК», а также предприятий особой экономической зоны «Алабуга»;

«Реконструкция газопровода Миннибаево – Казань на участке 220 – 285 км» – позволит модернизировать газотранспортную систему Казанской зоны.

Строительство вышеперечисленных объектов в целом позволит повысить надежность и пропускную способность газотранспортной системы республики и обеспечить доступ к ней новых потребителей.

3.7.3. Использование газомоторного топлива в Республике Татарстан

В Республике Татарстан успешно реализуется государственная программа «Развитие рынка газомоторного топлива в Республике Татарстан на 2013 – 2023 годы». В рамках данной программы осуществляются закупка газомоторной техники и перевод существующей техники на газомоторное топливо.

Основным потребителем газомоторного топлива в Республике Татарстан является автотранспортный комплекс.

Использование газомоторного топлива автомобильным транспортом вместо традиционных нефтяных видов топлива имеет особое значение для улучшения экологической обстановки в Республике Татарстан.

Необходимым условием для расширения использования газомоторного топлива в транспортном комплексе является синхронизация создания сети автогазозаправочных станций на территории республики с приобретением новой заводской техники в газомоторном исполнении и переоборудованием действующих парков на использование природного газа в качестве моторного топлива.

В настоящее время на территории Республики Татарстан расположены 20 действующих автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (далее – АГНКС) и один передвижной автогазозаправщик (далее – ПАГЗ) на территории Менделеевского района Республики Татарстан. Суммарная производственная мощность данных АГНКС составляет более 150 млн куб. метров сжатого природного газа (далее – КПГ) в год. Средняя загрузка АГНКС на территории Республики Татарстан по итогам 2018 года составила 24 процента, объем реализации КПГ составил около 36 млн куб. метров. С 2012 года ежегодное потребление сжатого природного газа выросло с 4,5 до 36,0 млн куб. метров.

млн куб. м

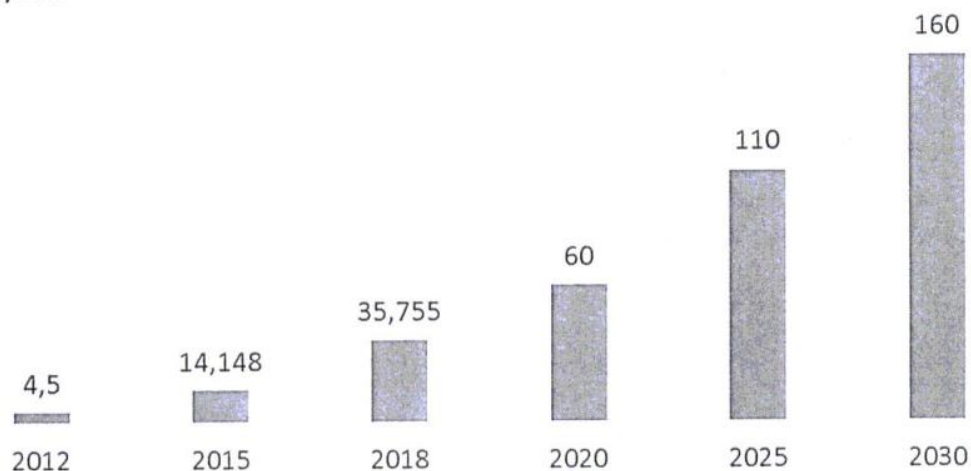


Рис. 18. Диаграмма потребления компримированного природного газа в Республике Татарстан

С целью развития рынка газомоторного топлива ООО «Газпром газомоторное топливо» совместно с Правительством Республики Татарстан осуществляет: развитие газозаправочной инфраструктуры, бесперебойную круглосуточную заправку газомоторного автотранспорта и передвижных автомобильных газовых заправщиков на действующих АГНКС собственной эксплуатации, взаимодействие с пунктами по переоборудованию и техническому обслуживанию газомоторного автомобильного транспорта, разработку и внедрение стимулирующих маркетинговых программ для юридических и физических лиц при переводе автомобильного транспорта на использование природного газа в качестве моторного топлива, популяризацию природного газа как вида топлива среди населения и предприятий через средства массовой информации, путем проведения семинаров и презентаций для потенциальных потребителей, организацией маркетинговых акций.

Полная газификация Республики Татарстан позволяет разместить АГНКС в каждом населенном пункте при условии соответствия земельных участков требованиям для размещения АГНКС, обеспечив тем самым автовладельцев экологически чистым и экономически выгодным моторным топливом – КПГ.

Опыт эксплуатации и уровень загрузки АГНКС, построенных на территории Республики Татарстан в 2016 году, показали, что наиболее актуальным строительством АГНКС в настоящее время является в городах с большой численностью населения, развитой дорожно-транспортной сетью и наличием крупных якорных потребителей в виде автотранспортных предприятий, осуществляющих пассажирские перевозки, и предприятий дорожно-коммунальных служб.

18 сентября 2018 года утверждена государственная программа «Строительство автомобильных газонаполнительных компрессорных станций на территории Республики Татарстан на 2019 – 2021 годы», в рамках которой до 2021 года планируется строительство и ввод в эксплуатацию не менее 30 АГНКС и приобретение и ввод в эксплуатацию не менее 21 ПАГЗа.

В рамках выполнения государственной программы Республики Татарстан «Развитие рынка газомоторного топлива в Республике Татарстан на 2013 – 2023 годы» осуществляется поддержка проектов переоборудования техники для работы на КПП путем субсидирования части затрат пункта переоборудования при переоборудовании транспортных средств в соответствии с порядком, утвержденным постановлением Кабинета Министров Республики Татарстан от 12 февраля 2016 года № 90 «Об утверждении Порядка предоставления субсидий из бюджета Республики Татарстан на возмещение недополученных доходов при переводе транспортных средств на газомоторное топливо (метан)». Размер субсидии составляет до 30 процентов от номинальной стоимости переоборудования.

Меры по стимулированию автовладельцев при переоборудовании транспортных средств на КПП предлагаются и ООО «Газпром газомоторное топливо». По одной из маркетинговых программ за каждое переоборудованное на природный газ транспортное средство компания предоставляет владельцам топливную карту, обеспечивающую скидку 50 процентов на КПП, исходя из лимита 25 000 – 35 000 бонусов (рублей) для физических лиц и 3 000 – 4 000 куб. метров газа (метана) для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей.

В республике работу по переоборудованию автомобилей на КПП проводят 13 аккредитованных пунктов переоборудования и технического обслуживания (ППТО) автомобилей (г. Казань, г. Набережные Челны, г. Нижнекамск, г. Бугульма, г. Азнакаево, г. Елабуга).

В Республике Татарстан осуществляют техническую экспертизу установки газобаллонного оборудования (далее – ГБО) на транспортные средства две лаборатории, аккредитованные в Федеральном агентстве по аккредитации (ООО «Испытательная лаборатория-16» (г. Набережные Челны) и ООО «Испытательная лаборатория «Поволжье» (г. Казань) (Таттехконтроль).

Совместно с ГИБДД по Республике Татарстан для прохождения процедур переоборудования и легитимизации (регистрации) транспортных средств проведена следующая работа по оптимизации инструкций и регламентов:

усовершенствован порядок процедуры проверки транспортных средств, переоборудованных до вступления в силу Технического регламента Таможенного союза;

согласована возможность подачи документов по доверенности или агентскому договору без присутствия владельца транспортного средства;

оптимизирован график приема граждан;

сокращены сроки рассмотрения документов;

передана функция права подписи заключений о соответствии требованиям безопасности на районный уровень (в территориальный орган ГИБДД).

Изложенные и другие меры позволили разработать новый порядок оказания услуги по установке ГБО по принципу «одного окна». Это существенно сокращает как количество обращений автовладельцев (1 – 2 обращения) в уполномоченные организации, так и время прохождения процедуры по установке ГБО и регистрации транспортного средства до 2 – 3 дней.

Реализация мероприятий, направленных на развитие рынка газомоторного топлива в Республике Татарстан, позволила достичь к 2019 году результата в более 5 000 единиц автотранспортной техники, использующей в качестве моторного топлива природный газ.

Республика Татарстан планирует и дальше планомерно развивать рынок газомоторного топлива. К 2030 году планируется достижение показателя в 22 600 единиц автотранспортной техники, использующей природный газ в качестве моторного топлива.

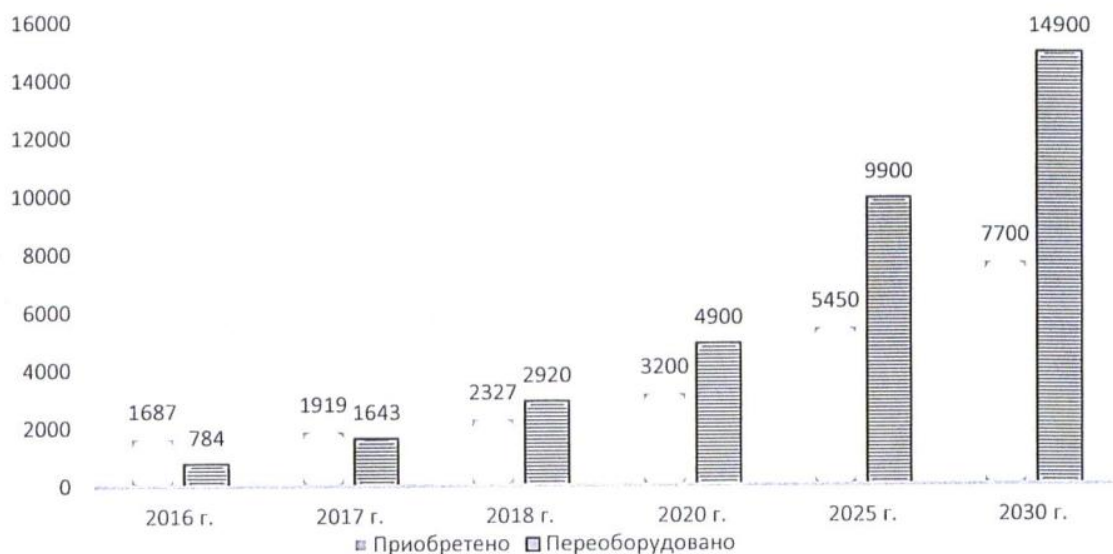


Рис. 19. Диаграмма по приобретению и переоборудованию техники на компримированный природный газ, единиц техники

Широкое применение природного газа в качестве моторного топлива приведет к снижению себестоимости автомобильных перевозок и, следовательно, будет способствовать ускорению экономического развития республики и России в целом.

3.7.3.1. Развитие рынка сжиженного природного газа в качестве газомоторного топлива в Республике Татарстан

Использование сжиженного природного газа (далее – СПГ) в качестве газомоторного топлива на транспорте – стратегически важное направление развития нефтегазохимического комплекса Российской Федерации и Республики Татарстан.

Природный газ – самое дешевое моторное топливо из всех имеющихся на рынке. При условно равном расходе на 100 км пути природный газ (метан) при текущих розничных ценах обходится в 1,5 – 2,5 раза дешевле дизельного топлива, имеет наиболее стабильный состав (95 – 98 процентов метана), не имеет цвета, запаха, химически не активен, не токсичен.

Мировой рынок СПГ в отличие от объемов добычи нефти стремительно развивается. Импорт энергоносителя за 2017 год вырос на 11 процентов по

сравнению с 2016 годом. Потребление СПГ за тот же период увеличилось в основном за счет азиатских государств на 29 млн тонн и составило 293 млн тонн. Основные преимущества СПГ:

значительно уменьшается объем хранимого газа в топливном баке вследствие его большей плотности (0,14 кг/л и 0,42 кг/л), что позволяет увеличить запас хода автомобиля при том же объеме топливного бака;

повышается безопасность хранения, связанная с уменьшением давления с 20 МПа до 0,5 МПа;

уменьшается вероятность утечек, связанная с уменьшением давления с 20 МПа до 0,5 МПа, упрощается процесс редуцирования газа;

на 35 – 40 процентов уменьшается износ двигателя;

обеспечивается соответствие двигателей транспортных средств, работающих на СПГ, высочайшим экологическим стандартам Евро-5 и Евро-6;

при использовании СПГ на 30–50 процентов по сравнению с традиционными видами топлива снижаются топливные расходы, что имеет важное социально-экономическое значение для предприятий и организаций.

Ключевыми потребителями СПГ в качестве моторного топлива в ближайшей перспективе в Российской Федерации станут: магистральный, железнодорожный, водный транспорт, сельскохозяйственная и карьерная техника, население удаленных и труднодоступных территорий.

Объем потребления СПГ на территории Российской Федерации к 2030 году, по прогнозам Министерства энергетики Российской Федерации, на магистральном транспорте составит 33 процента от общего объема потребления СПГ, на водном транспорте – 27 процентов, при использовании карьерной техники – 23 процента, на железнодорожном транспорте – 9 процентов, при использовании сельскохозяйственной техники – 8 процентов.

Для широкого внедрения СПГ необходимо развивать инфраструктуру по нескольким направлениям:

в краткосрочной перспективе: использование СПГ для заправки автотранспорта и водного транспорта, организация универсальных заправочных станций, позволяющих заправляться КПГ и СПГ. Охват нескольких направлений обеспечит стабильную работу производителей СПГ, реализацию производимого СПГ и быструю окупаемость проекта;

в долгосрочной перспективе: использование СПГ для заправки железнодорожного транспорта, поставка СПГ промышленности, коммунальному хозяйству.

В настоящее время в Республике Татарстан разработан проект государственной программы Республики Татарстан «Развитие рынка сжиженного природного газа в качестве газомоторного топлива в Республике Татарстан на 2019 – 2023 годы».

В рамках реализации данной государственной программы планируется реализация следующих проектов:

инвестиционные проекты «Строительство комплекса по сжижению природного газа в Республике Татарстан» на площадке Индустриального парка

«Чистополь» и «Строительство сети криогенных автозаправочных станций в Республике Татарстан», планируемые в рамках реализации Соглашения между Правительством Республики Татарстан и ПАО «Газпром»;

проект «Строительство комплекса по сжижению природного газа производительностью 6 тонн в час (КСПГ-6)» на территории Тюлячинского района Республики Татарстан, планируемый к реализации ООО «Топгаз»;

СПГ-модуля средней производительностью 300 – 600 кг/час на территории действующей АГНКС-1 в городе Набережные Челны, планируемый к размещению филиалом ООО «Газпром газомоторное топливо» г. Казань в период до 2023 года.

ООО «РариТЭК» совместно с Минским моторным заводом ведет работы по разработке двигателя для тракторов на СПГ. В течение января – мая 2018 года прототип двигателя проходил испытания в США. В мае 2018 года один двигатель был смонтирован на шасси трактора «МТЗ 1221.2» и испытан в пилотном режиме на одном из сельхозпредприятий Менделеевского района. В настоящее время по результатам испытаний модель дорабатывается.

Объем потребления природного газа населением, промышленными предприятиями, объектами энергетики и жилищно-коммунального хозяйства в перспективе до 2030 года приведены в таблице 14.

Таблица 14

Объем потребления природного газа населением,
промышленными предприятиями, объектами энергетики и
жилищно-коммунального хозяйства в перспективе до 2030 года
(по предварительной оценке Министерства промышленности
и торговли Республики Татарстан)

Наименование показателя / годы	2018	2020	2025	2030
Потребление природного газа населением, промышленными предприятиями, объектами энергетики и жилищно-коммунального хозяйства, млн куб. м, в том числе:	18 083	19 500	21 063	22 602
потребление природного газа в качестве газомоторного топлива, млн куб. м:	35,750	70,755	285,000	335,000
компримированного природного газа КПГ, млн куб. м	35,750	60,000	110,000	160,000
на производство сжиженного природного газа, млн куб. м	0	10,755	175,000	175,000

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 возможно возникновение ситуаций, связанных с недостатком природного газа. В первую очередь, дефицит газа возникает во время резкого падения температуры окружающей природной среды 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 ПАО «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.

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», АО «ТАИФ-НК», Комплекс «ТАНЕКО», ПАО «Нижнекамскшина» и другие.

Проект по строительству ПХГ в Республике Татарстан согласно приказу председателя правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллера от 29 января 2019 года № 32 «О развитии системы подземных хранилищ газа на территории Российской Федерации на 2019 год и прогнозе до 2028 года» включен в план Мероприятий по строительству, реконструкции и вводу объектов системы подземного хранения газа и прилегающих участков газотранспортной системы на территории Российской Федерации на 2019 год с прогнозом до 2028 года.

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

4. 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. Передача и распределение электроэнергии и мощности производится по линиям электропередачи напряжением 500, 220, 110, 35 кВ и ниже.

Энергосистема республики охватывает площадь 68 тыс. кв. км с населением 3,89 млн человек.

В энергосистеме Республики Татарстан в настоящее время функционируют три производителя электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки – АО «Татэнерго», АО «ТГК-16», ООО «Нижнекамская ТЭЦ».

Все три 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 объектов генерации на 1 января 2019 года составляет 7 992,9 МВт.

Установленная электрическая мощность электрических станций оптового рынка электроэнергии и мощности энергосистемы Республики Татарстан составляет 7 759,3 МВт, тепловая мощность – 15 044 Гкал/час. Информация в разрезе компаний представлена в таблице 15.

Таблица 15

Установленная электрическая и тепловая мощность компаний
и электрических станций энергосистемы Республики Татарстан
(по состоянию на 1 января 2019 года)

Наименование электростанции	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/час
АО «Татэнерго», в том числе	5 376,9	7 328,0
Казанская ТЭЦ-1	377	525
Казанская ТЭЦ-2	410	876
Набережночелнинская ТЭЦ	1 180	4 092
Нижнекамская ГЭС	1 205	-
Заинская ГРЭС	2 204,9	145
Котельная «Азино»	-	360
Котельная «Горки»	-	200
Котельная «Савиново»	-	540
КЦ БСИ	-	590
АО «ТГК-16», в том числе	1 658,4	6 136,0
Казанская ТЭЦ-3	778,4	2 390
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	880	3 746
ООО «Нижнекамская ТЭЦ», в том числе	724	1 580
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-2)	724	1 580

Передача электрической энергии осуществляется по сетям электросетевых компаний.

Крупнейшей электросетевой организацией в Республике Татарстан является ОАО «Сетевая компания». По состоянию на 1 января 2019 года в республике также функционирует 27 территориально-сетевых организаций (ТСО).

В филиалах ОАО «Сетевая компания» находится в эксплуатации 381 подстанция 35 – 500 кВ установленной мощностью 18 876,7 МВт, в работе на ПС 35 – 500 кВ находится 755 силовых трансформаторов (*автотрансформаторов*) класса напряжения 3 – 500 кВ.

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 27,9 процента, и в течение прогнозного периода данный показатель не претерпит существенных изменений.

Основные проблемные вопросы энергетической отрасли Татарстана заключаются в следующем.

По состоянию на 1 января 2019 года физический износ основных производственных фондов ОАО «Сетевая компания» (линии электропередач, трансформаторы) составляет 61,4 процента, по линиям электропередач напряжением СН1 (35 кВ) износ достигает 76,41 процента. Вместе с тем потери электрической энергии при транспортировке по сетям ОАО «Сетевая компания» снизились с 7,1 процента в 2016 году до 6,94 процента в 2018 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.

По состоянию на 1 января 2019 года физический износ основных производственных фондов по объектам генерации составил: АО «Татэнерго» – 69,0 процентов, ООО «Нижекамская ТЭЦ» – 58,0 процентов, АО «ТГК-16» – 56,9 процента. Такая ситуация связана с необходимостью значительных капитальных вложений, высокими сроками окупаемости мероприятий по модернизации объектов электроэнергетики.

4.1.1. Структура производства и потребления электрической и тепловой энергии

Выработка электрической энергии в Республике Татарстан осуществляется в основном на тепловых электростанциях. На долю гидроэлектростанции (Нижекамская ГЭС) приходится 7 – 10 процентов выработки.

По информации филиала АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана за 2018 год, в республике всего выработано 27,2 млрд кВт*ч электрической энергии, что на 25,8 процента выше уровня 2017 года, в том числе выработка электростанциями ОРЭМ – 26,1 млрд кВт*ч.

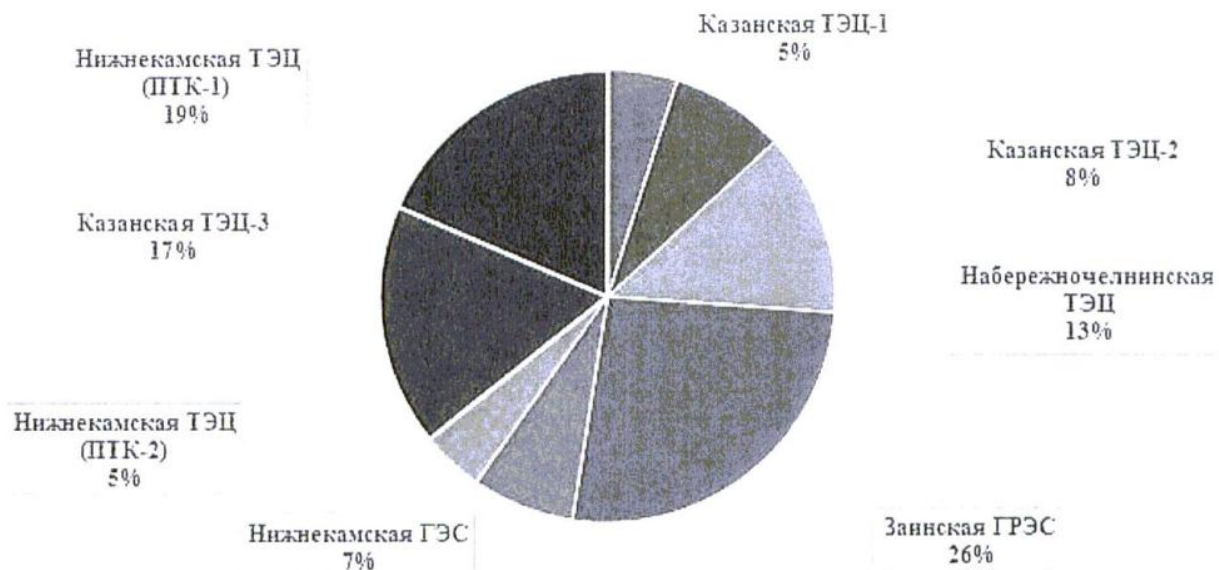


Рис. 20. Структура выработки электрической энергии электростанциями, функционирующими в Республике Татарстан, за 2018 год

В последние годы наблюдается рост выработки электрической энергии, что объясняется вводом современных источников электрической энергии.

Увеличение потребления электрической энергии в Республике Татарстан в 2018 году по отношению к 2014 году составило 3,1 млрд кВт*ч, или 11,3 процента. Потребление электрической энергии за 2018 год составило 30 191 млн кВт*ч.

За рассматриваемый период структура потребления электрической энергии в разрезе групп потребителей не претерпела существенных изменений. Так, по итогам 2018 года потребление электроэнергии по группам потребителей в общем объеме потребления в Республике Татарстан представлено следующим образом:

химия, нефтехимия – 18,0 процентов (снижение относительно 2014 года на 0,7 процента);

нефтедобыча – 14,6 процента (рост относительно 2014 года на 0,1 процента);

машиностроение – 6,0 процентов (снижение относительно 2014 года на 0,3 процента);

население – 12,3 процента (снижение относительно 2014 года на 0,1 процента);

прочие потребители – 11,8 процента (рост относительно 2014 года на 1,2 процента).

млн кВт*ч

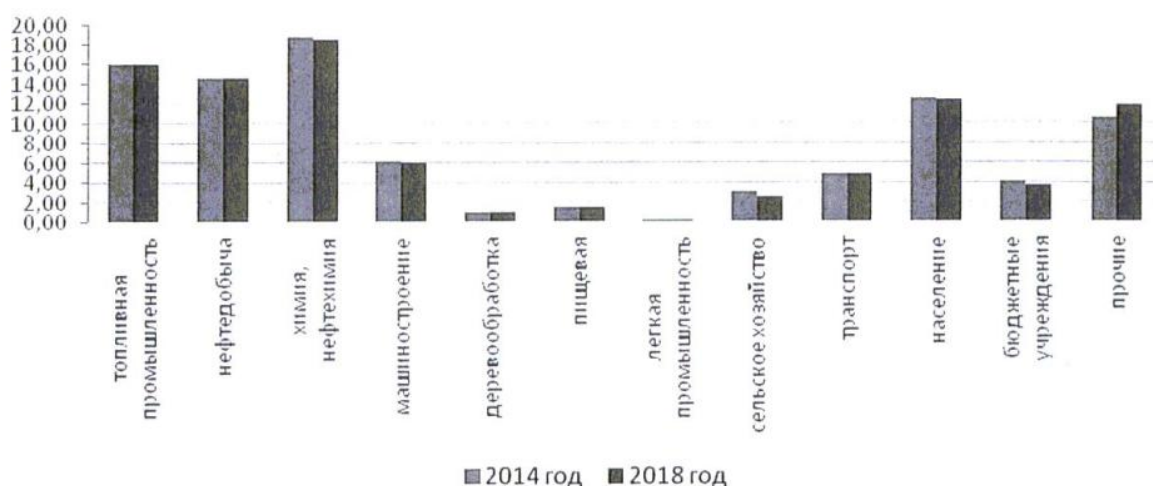


Рис. 21. Динамика потребления электрической энергии в Республике Татарстан в 2014 и 2018 годах

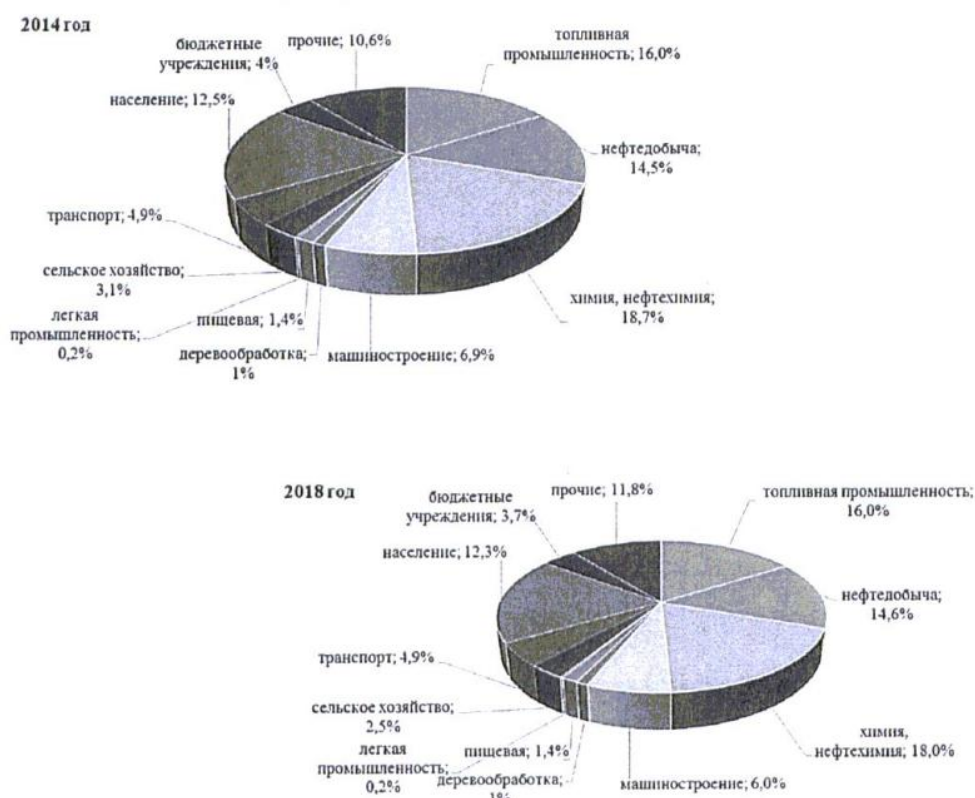


Рис. 22. Структура потребления электроэнергии в Республике Татарстан в 2014 и 2018 годах

В Республике Татарстан отпуск тепловой энергии, производимой на электростанциях в режиме комбинированной выработки, по итогам 2018 года составил 35,4 млн Гкал с ростом относительно 2013 года на 9,3 процента. В целом, по информации Татарстанстата, производство пара и горячей воды в Республике Татарстан составило 57,1 млн Гкал, что на 8,1 процента выше уровня 2013 года.

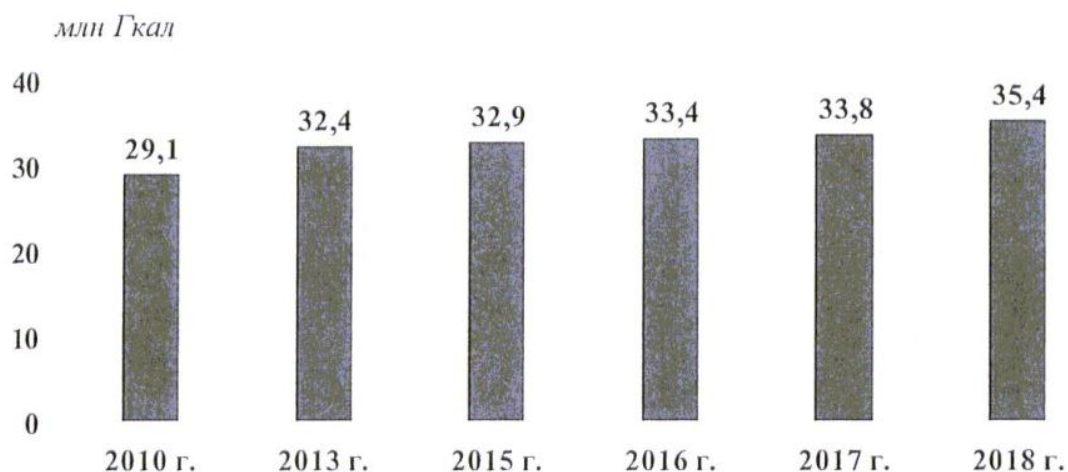


Рис. 23. Динамика отпуска тепловой энергии

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 году – на 6,7 процента по сравнению с 2017 годом, в 2025 году – на 15,4 процента, в 2030 году – на 20,5 процента. Соответственно, будут расти и пиковые нагрузки энергосистемы (4 748 МВт к 2030 году, что на 425 МВт выше показателя 2017 года).

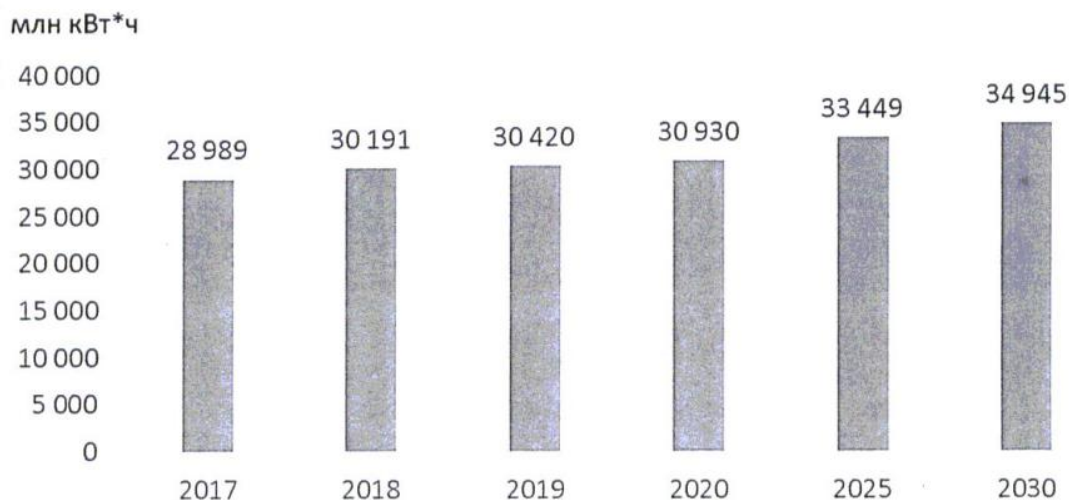


Рис. 24. Прогноз динамики потребления электрической энергии в Республике Татарстан

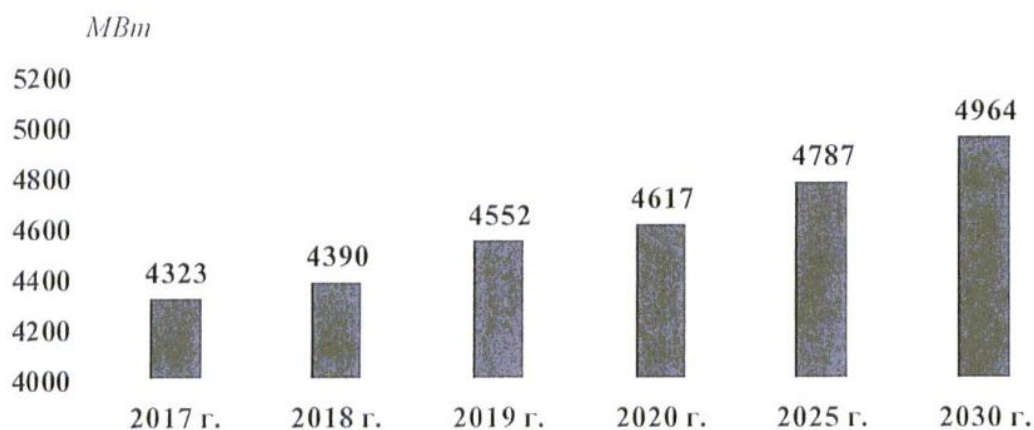


Рис. 25. Прогноз динамики годовых пиковых нагрузок в Республике Татарстан

В связи с ежегодным наращиванием темпов развития и, как следствие, увеличением потребления электрической энергии и мощности потребителями, Республике Татарстан необходимо увеличение производства энергоресурсов.

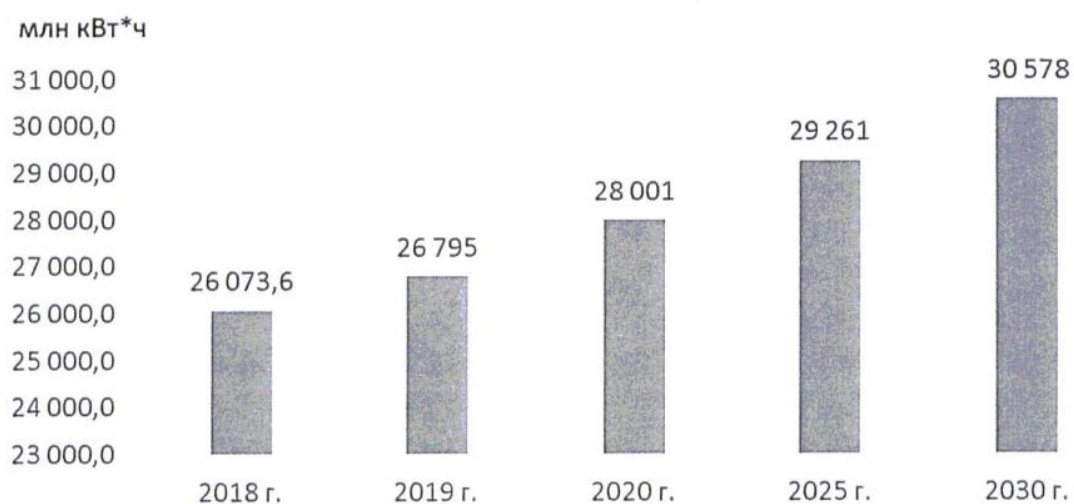


Рис. 26. Прогноз выработки электростанциями электрической энергии



Рис. 27. Прогноз отпуска тепловой энергии

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 энергетического комплекса Республики Татарстан являются:

- сбалансированное развитие электроэнергетического комплекса, как одного из ключевых элементов экономики Республики Татарстан, а также обеспечение конкурентоспособности региональной экономики в целом, энергетической независимости и безопасности республики за счет производства необходимого количества энергии на объектах генерации энергосистемы Республики Татарстан по конкурентным ценам на основе применения новых технологий, высокого качества и высокого уровня надежности энергоснабжения потребителей;

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

- обеспечение надежного и качественного энергоснабжения потребителей Республики Татарстан;

- обеспечение доступности и оперативности технологического присоединения;

- повышение качества обслуживания потребителей;

- снижение уровня негативного воздействия на окружающую среду.

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

Основные принципы модернизации энергосистемы Республики Татарстан:

- ликвидация дефицита экономичной электрической мощности в республике;

- 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;

- обеспечение приоритета отпуска тепловой энергии от источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии;

- повышение эффективности передачи тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения;

- обеспечение конкурентоспособности электрической энергии и мощности на ОРЭМ;

- экономически целесообразная для предприятий энергосистемы Республики Татарстан дифференциация используемых видов топлива;

- обеспечение условий опережающего развития инфраструктуры электроснабжения 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 выполнены и планируются к реализации проекты по вводу новых мощностей и реконструкции существующих.

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

В конце 2015 года на ООО «Нижекамская ТЭЦ» был реализован проект по увеличению электрической мощности станции на 350 МВт.

В июле 2017 года АО «ТГК-16» завершены работы по реализации инвестиционного проекта «Модернизация Казанской ТЭЦ-3 на базе ГТУ», мощность которой по результатам аттестационных испытаний составила 394,4 МВт.

В августе 2018 года АО «Татэнерго» на Казанской ТЭЦ-1 завершено строительство двух ПГУ. Суммарная установленная мощность по результатам аттестационных испытаний составила 246 МВт.

В планах ПАО «Казаньоргсинтез» к 2021 году намечено строительство ПГУ мощностью 250 МВт.

В случае принятия Правительством Российской Федерации решения, обеспечивающего возврат средств, вложенных в реализацию проектов по реконструкции (техническому перевооружению, модернизации) тепловых электрических станций, и включения данного объекта в указанную программу планируется к реализации проект «Строительство объекта ПГУ мощностью 1600 – 1800 МВт на филиале АО «Татэнерго» Заинская ГРЭС» с замещающим выводом из эксплуатации 8 конденсационных блоков ГРЭС.

В последующий после 2023 года период планируется частичное замещение паросиловых мощностей Набережночелнинской ТЭЦ на энергоустановки с использованием парогазовых технологий, а также увеличение рабочей мощности Нижекамской ГЭС при поднятии уровня Нижекамского водохранилища до проектной отметки 68 метров (для проекта по Нижекамской ГЭС в случае принятия соответствующего решения Правительством Российской Федерации).

В планах АО «ТАИФ» к 2021 году намечено строительство ПГУ мощностью 495 МВт для ПАО «Нижекамскнефтехим».

Кроме того, АО «ТАИФ» на генерирующих объектах АО «ТГК-16» планирует следующие проекты:

строительство в 2022 – 2025 годах на Нижекамской ТЭЦ ПТК-1 новой надстройки ГТУ SGT5 8000H (140+30АТА) мощностью 435 МВт;

модернизация в 2023 – 2025 годах на Нижекамской ТЭЦ ПТК-1 турбоагрегата ст. № 3 (ТГ-3) мощностью 102 МВт.

Также в республике в 2022 году планируется строительство завода по термическому обезвреживанию твердых коммунальных отходов (ТКО) с

выработкой в единую энергетическую систему (далее – ЕЭС) электрической мощности величиной 55 МВт.

Рост объектов распределенной (розничной) генерации также предполагается за счет установки в котельных газотурбинного оборудования.

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

В настоящее время Республика Татарстан, являясь одним из лидирующих регионов ПФО и занимая активную позицию по вопросам развития объектов распределенной генерации, имеет положительный опыт в этом направлении.

В частности, в Зеленодольском районе Республики Татарстан в 2014 году запущен крупнейший в России объект малой энергетики – энергоцентр «Майский», который представляет собой электростанцию электрической мощностью 23,12 МВт.

В ОАО «Альметьевские тепловые сети» в 2016 году реализован проект по строительству малых электростанций на базе районных котельных с суммарной электрической мощностью 24 МВт.

В Нижнекамском районе на площадке ПАО «КАМАЗ» в 2018 году введены в эксплуатацию три мини-ТЭС «Энергетическое партнерство» на базе ГПУ электрической мощностью 4,168 МВт каждая.

На территории Елабужского района Республики Татарстан в Камском инновационном территориально-производственном кластере на площадке АО «Особая экономическая зона промышленно-производственного типа «Алабуга» в 2017 году реализованы проекты по строительству малых электростанций мини-ТЭС Кастамону ООО «Кастамону Интегрейтед Вуд Индастри» электрической мощностью 24,99 МВт и ГТЭС ООО «Хаят Кимья» электрической мощностью 18 МВт.

В 2019 году на мини-ТЭС Кастамону ООО «Кастамону Интегрейтед Вуд Индастри» планируется ввод в работу второй ГТУ электрической мощностью 18 МВт.

Также для собственных нужд на заводе АО «Аммоний» в г. Менделеевск в 2019 году была введена ГТУ мощностью 24 МВт.

В 2019 году в г. Елабуга ООО «КЭР-Генерация» реализован проект ГТУ-ТЭС установленной электрической мощностью 20,474 МВт.

Таким образом, установленная мощность энергосистемы Республики Татарстан с учетом объектов распределенной генерации в 2024 году составит 8 161,788 МВт.

4.2.2. Развитие электросетевого хозяйства

Основные направления развития связаны с перспективным развитием электросетевого хозяйства для нужд крупных производств. Заявленная мощность крупных компаний, расположенных в разных районах Республики Татарстан, представлена в таблице 16.

Основные крупные заявители по ОАО «Сетевая компания»

Наименование предприятия	Заявленная мощность, МВт						Наименование энергорайона
	2018	2019	2020	2021	2022	Максимальная	
Комплекс «ГАНЕКО»	107,1	133,0	159,0	186,0	198,0	215,0	Нижнекамский
ОЭЗ «Алабуга»	56,788	65,008	67,979	72,091	75,032	77,575	Нижнекамский
АО «Аммоний»	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	Менделеевский
ООО «Индустриальный парк М-7»	6,208	6,208	8,208	9,208	10,208	10,208	Зеленодольский
ПАО «Казаньоргсинтез»	206,0	207,4	217,4	220,0	220,0	222,5	Казанский
ОАО «Заинский сахар»	9,6	9,6	9,8	9,8	9,8	9,8	Заинский
АО «ТАИФ-НК»	112,9	113,8	114,0	114,0	114,0	114,0	Нижнекамский
ПАО «НКНХ» (с субабонентами)	406,5	413,0	420,0	420,0	420,0	495,0	Нижнекамский
ООО «Тепличный комбинат «Майский»	81,8	86,3	86,3	86,3	86,3	86,3	Зеленодольский
ООО «Ай-Пласт»	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	Нижнекамский
АО «ПОЗиС»	13,1	13,1	13,2	13,2	13,5	13,7	Зеленодольский

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

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

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

несоответствие отключающей способности выключателей 110 – 500 кВ при различных режимах в электрической сети фактическому уровню токов короткого замыкания, в связи с чем возникает необходимость применения режимных мероприятий;

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

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

необходимость компактного исполнения объектов электрических сетей вследствие высокой стоимости земли; схема основной электрической сети должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие и иметь возможность приспосабливаться 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 высоковольтной линии (далее – ВЛ) или автотрансформатора (трансформатора);

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 подстанций (далее – 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 напряжением 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, ограничивающего токи короткого замыкания;

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

применение новых типов силового и коммутационного оборудования, созданного на основе новых материалов, передовых технологий;

применение композитных проводов и кабелей из сшитого полиэтилена, обладающих увеличенной пропускной способностью.

Выполнение мероприятий по развитию электросетевого хозяйства должно быть направлено на снятие инфраструктурных ограничений, в том числе для целей освобождения «запертых» мощностей электрических станций и обеспечения экономической загрузки станций в летний период.

Дальнейшее развитие электросетевого хозяйства связано с системой противоаварийной и режимной автоматики, телемеханики и связи, развитием автоматизированных систем учета электроэнергии, в том числе в соответствии с Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике». К примеру, 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.

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 ОАО «Сетевая компания» наряду с решением проблем системной надежности (строительство в последние годы таких крупных объектов, как ПС «Щёлоков», ПС «Бегишево», линия «Щёлоков – Центральная» и пр.) повышенное внимание уделяется распределительным сетям. Для решения проблем надежности электроснабжения конечных потребителей – снижения времени и частоты отключений – в компании проводятся мероприятия по мониторингу и управлению состоянием распределительной сети. Так, в городах Казань, Нижнекамск и Набережные Челны реализованы проекты по самовосстанавливающимся сетям, что позволяет в автоматическом режиме локализовать повреждение, отделение поврежденного участка сети и восстановить электроснабжение потребителей. Весь цикл операций занимает не более 90 секунд. Суммарно в зоне действия такой сети находится более 110 тыс. человек. В части цифровизации сельских и пригородных распределительных сетей также ведется серьезная работа: повсеместно внедряются системы автоматического секционирования сети и средства определения места повреждения.

Сегодня более 35 процентов сетей находятся в зоне действия интеллектуальных решений, что в среднем улучшает показатели надежности электроснабжения потребителей на 30 процентов.

Актуальным направлением внедрения интеллектуальных сетей остается развитие интегрированной автоматизированной системы учета электроэнергии уровня предприятия электрических сетей.

Основным, наиболее перспективным направлением является применение автоматизированных информационно-измерительных систем учета электроэнергии.

В последние годы ОАО «Сетевая компания» активно занималось развитием автоматизированных систем учета электроэнергии с дистанционной передачей показаний приборов учета, что позволяло поддерживать устойчивый тренд по снижению потерь электроэнергии.

В частности, в 2018 году на базе Елабужских электрических сетей (Елабужский РЭС) реализован пилотный проект, в рамках которого установлены современные интеллектуальные счетчики в количестве 5,2 тыс. штук. Интеллектуальной системой охвачен 31 населенный пункт. В результате реализации проекта существенно повысилась наблюдаемость электрической сети, осуществляется контроль параметров качества электроэнергии. В Елабужском РЭС за счет увеличения полезного отпуска в частном секторе зафиксировано снижение фактических потерь электроэнергии.

В рамках внедрения интеллектуальных технологий в электросетевой комплекс Татарстана ОАО «Сетевая компания» прорабатывается вопрос создания объекта «Цифровая подстанция». Так, в частности, при реконструкции ПС 110 кВ «Портовая» специалистами ОАО «Сетевая компания» в 2019 году была реализована концепция, объединяющая традиционное первичное оборудование с интеллектуальным вторичным, позволяющим преобразовывать аналоговые сигналы в цифровые. Для энергетиков Республики Татарстан это первый опыт построения цифровой подстанции, а в ближайшей перспективе планируется продолжить реконструкцию ПС 110 кВ с аналогичными подходами на территории Казани – ПС 110 кВ «Азино», ПС 110 кВ «Пестрецы».

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.

Кроме того, в Республике Татарстан ОАО «Сетевая компания» внедрила новые технологии работы под напряжением, обеспечивающие проведение ремонтно-восстановительных работ на электросетевых объектах без отключения потребителей.

Эта инновационная технология внедрена в компании с 2009 года, а с 2015 года началось ее тиражирование по всей компании. Результаты внедрения работы под напряжением в компании подтверждают уникальность, эффективность и безопасность предлагаемой методики.

Работы под напряжением обеспечивают повышение качества электроснабжения потребителей и экономически выгодны для самой компании. Существенно сократились средняя частота аварийных отключений и их продолжительность.

Ежегодно увеличивается количество бригад, работающих по этой технологии. Только за прошедший 2018 год их количество возросло на 31 и на данный момент составляет 123 бригады электромонтеров, осуществляющих работы во всех районах Республики Татарстан.

В энергосистеме Республики Татарстан силами специалистов филиалов АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги и РДУ Татарстана совместно со специалистами ОАО «Сетевая компания» в 2016 году на ПС 220 кВ «Центральная», на ПС 500 кВ «Щёлоков» реализован проект дистанционного управления оборудованием, а в

2019 году выполнено расширение объема дистанционного управления оборудованием указанных энергообъектов, что позволило впервые в стране осуществить полный цикл операций (с коммутационными аппаратами и заземляющими ножами) по выводу в ремонт и вводу в работу объекта управления диспетчерского центра с использованием автоматизированных программ переключений. В стадии реализации проект дистанционного управления коммутационными аппаратами, заземляющими ножами и устройствами релейной защиты и автоматики на ПС 220 кВ «Зеленодольская», который позволит впервые в стране осуществлять дистанционное управление устройствами релейной защиты и автоматики, что обеспечит осуществление полного цикла вывода из работы и ввод в работу оборудования, значительно сократит время производства переключений в электроустановках.

4.2.3. Особенности развития систем теплоснабжения

Основными альтернативными направлениями 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.

Для того чтобы стабилизировать тарифы на тепло, необходимо оперировать более совершенными механизмами управления тепловой сетью. Эти механизмы касаются и самой технологии перераспределения тепла, и технологии управленческих решений.

Цифровые технологии смогут в первую очередь обеспечивать экономичность эксплуатации, способствовать снижению производственных потерь, управленческих решений и минимизировать все затраты.

4.2.4. Развитие энергосбытового сектора

Розничный рынок электроэнергетики Республики Татарстан представлен работой гарантирующего поставщика – АО «Татэнергосбыт» и других энергосбытовых компаний на территории республики.

С учетом ускоренного развития информационных технологий, развития систем автоматизированного сбора данных коммерческого учета электрической (тепловой) энергии в рассматриваемый период до 2030 года можно выделить два основных направления деятельности гарантирующего поставщика и других энергосбытовых компаний на рынке, а также системы ценообразования и мониторинга:

в отношении обслуживания группы «Население» и приравненных к ней категорий потребителей;

в отношении обслуживания юридических лиц.

В отношении обслуживания группы «Население» гарантирующий поставщик Республики Татарстан – АО «Татэнергосбыт» выполняет функции Единого расчетного центра и обеспечивает прием коммунальных платежей (в том числе за электрическую и тепловую энергию) от населения с последующим автоматическим расщеплением – перечислением поступивших денежных средств ресурсоснабжающим и управляющим компаниям, исполнителям услуг.

В соответствии с Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» гарантирующий поставщик обязан с 1 июля 2020 года обеспечить оборудование многоквартирных жилых домов интеллектуальными приборами учета.

Одновременно гарантирующим поставщиком должна быть создана собственная интеллектуальная система учета электрической энергии, функционирующая на основе установленных «умных» счетчиков.

Всего в рамках данной работы планируется установить более 1,2 млн приборов учета.

В отношении обслуживания юридических лиц до 2030 года, в части расчета и утверждения стоимости услуг (сбытовой надбавки) гарантирующего поставщика, а

также в части изменения критериев работы на розничном и оптовом рынках, возможны снижение доли объемов продаж гарантирующего поставщика до 40 процентов (по состоянию на 2018 год эта доля составляла порядка 70 процентов) и рост количества конкурентных энергосбытовых компаний.

Ежемесячно Государственным комитетом Республики Татарстан по тарифам и гарантирующим поставщиком Республики Татарстан – АО «Татэнергосбыт» проводится ценовой мониторинг на предмет фактического и прогнозируемого роста цен и относительно среднероссийского уровня, а также мониторинг уровня инфляции.

С учетом развития интеллектуальных систем учета потребления электрической энергии в АО «Татэнергосбыт» будет установлено современное программное обеспечение для реализации биллинговых задач, повышения качества обслуживания всех групп потребителей и надежности энергоснабжения.

До 2030 года прогнозируется развитие дополнительных сервисов и возможностей для потребителей: микрогенерация, накопление электрической энергии, управление спросом, развитие сети электрических заправок для электромобилей и другие.

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 (базовый год), динамика которого представлена на рисунке 28.

Снижение индикатора энергоемкости ВРП по итогам 2018 года к уровню 2007 года составило 23,6 процента.

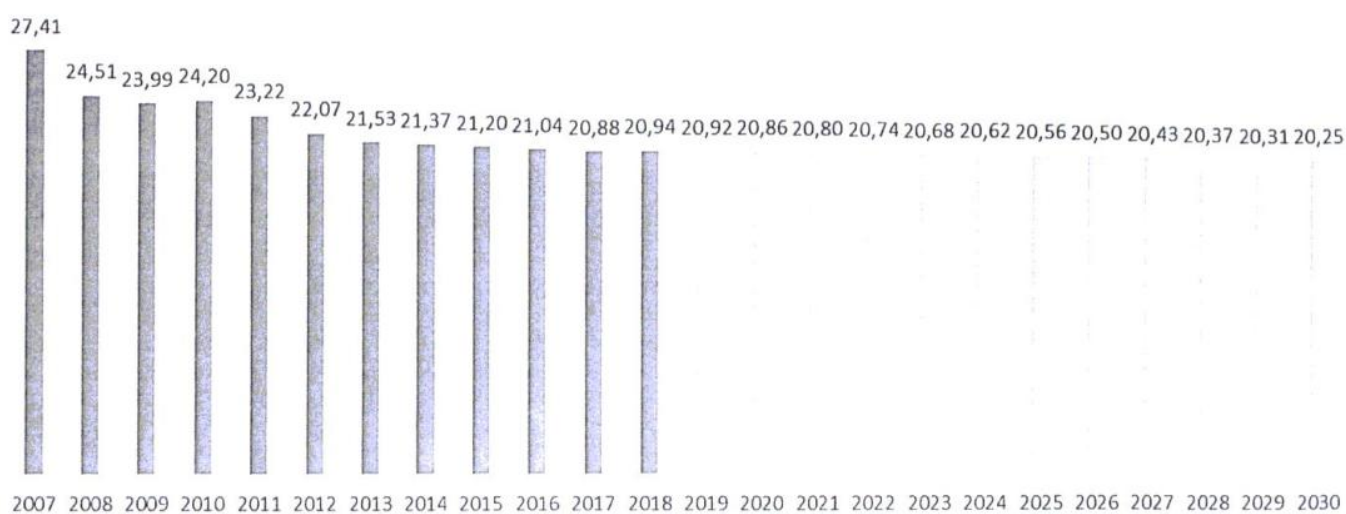


Рис. 28. Фактическая и прогнозная энергоемкость ВРП РТ в сопоставимых ценах 2007 года по первичным энергоносителям (тонн условного топлива/млн рублей)

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.

При сохранении среднегодовых темпов снижения энергоемкости ВРП Республики Татарстан на уровне, достигнутом в период 2015 – 2018 годов, показатель энергоемкости ВРП составит 20,56 т.у.т./млн рублей к 2025 году и 20,25 т.у.т./млн рублей к 2030 году.

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

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 органов местного самоуправления по их снижению.

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.

Необходимы усилия для привлечения внебюджетных финансовых средств, которые позволили бы повысить эксплуатационную надежность и энергетическую эффективность объектов реального сектора экономики и бюджетной сферы. Одним из механизмов, решающих поставленную задачу, может стать привлечение внебюджетных средств по схеме энергосервисного контракта.

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

Необходимо также продолжить участие 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 нетрадиционных и возобновляемых источников энергии

Развитие энергетики на основе использования возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) 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 ВИЭ отсутствуют экологические издержки, связанные с добычей, переработкой и транспортировкой ископаемого топлива.

Ситуация с использованием ВИЭ за последние 10 лет существенно изменилась, начиная с 2015 года в мире ежегодно вводится больше новых генерирующих мощностей на основе ВИЭ, чем на основе традиционной генерации с использованием ископаемых видов топлива (газ, уголь, мазут). Так, из введенных в эксплуатацию в 2015 году объектов генерации 54 процента составили объекты на основе ВИЭ и 46 процентов – на основе традиционной генерации, а в 2016 году это соотношение уже составило 65 процентов – объекты на основе ВИЭ и 35 процентов – объекты на основе традиционной генерации. В 2018 году в мире было введено в эксплуатацию 60 процентов объектов генерации на основе ВИЭ и 40 процентов – на основе традиционной генерации. Эти показатели обоснованы не только экологическими аспектами использования ВИЭ, но и технологическим развитием этой отрасли, которое привело к тому, что средняя нормированная стоимость электроэнергии на протяжении всего жизненного цикла электростанции (далее – LCOE), вырабатываемой с использованием ВИЭ, продолжает устойчиво снижаться.

Снижение LCOE в солнечной энергетике промышленного масштаба в период 2010 – 2017 годов составило 73 процента: в 2017 году, по оценкам Международного агентства по возобновляемым источникам энергии «IRENA», эта стоимость достигла 10 центов за киловатт-час. В материковой ветроэнергетике LCOE снизилась за тот же период на 23 процента, LCOE киловатт-часа составляет около 6 центов. В 2019 году ожидается, что лучшие проекты в солнечной и ветровой энергетике будут поставлять электроэнергию по цене около 3 центов за киловатт-

час и ниже. Новые проекты в био- и геотермальной энергетике, введенные в эксплуатацию в 2017 году, имеют LCOE в 7 центов за киловатт-час.

В солнечной энергетике в среднем по миру коэффициент использования установленной мощности (далее – КИУМ) вырос и достиг величины 17,6 процента; в материковой ветроэнергетике среднемировой КИУМ вырос с 27 до 30 процентов. В офшорной ветроэнергетике он составляет 39 процентов.

При этом нужно отметить, что государственная поддержка «зеленых технологий» во многих развитых странах существенно сокращается, а в 2018 году были введены в эксплуатацию первые объекты генерации на основе ВИЭ без использования субсидий и мер государственной поддержки, что говорит о рыночной конкурентоспособности технологий генерации на основе ВИЭ.

В 2013 году в Российской Федерации начали предприниматься первые реальные шаги, направленные на расширение производства электроэнергии на основе ВИЭ. Начата реализация проектов на оптовом рынке электроэнергии и мощности за счет мер государственного стимулирования – механизма договоров на поставку мощности (далее – ДПМ) для энергоисточников на основе ВИЭ. На оптовом рынке электроэнергии и мощности могут эффективно работать и развиваться проекты, которые прошли конкурсный отбор по программе ДПМ ВИЭ.

За 2015 – 2018 годы суммарный объем ввода объектов солнечной и ветровой генерации в России составил около 620 МВт (в пределах ЕЭС России), из которых 85 процентов пришлось на солнечные станции, 15 процентов – на ветровые станции. За 2017 год в России было построено больше мощностей ВИЭ, чем за предыдущие два года: в 2015 – 2016 годах было введено 130 МВт ВИЭ, а в 2017 году – 140 МВт, из них более 100 МВт приходится на солнечные электростанции, 35 МВт – на первый крупный ветропарк.



Рис. 29. Ввод в строй мощностей ВИЭ-генерации в ЕЭС России через механизм ДПМ ВИЭ

По результатам конкурсных отборов по программе ДПМ ВИЭ к 2024 году в России будет построено 3,3 ГВт мощностей генерации на основе энергии ветра, 1,8 ГВт мощностей на основе энергии солнца и более 0,4 ГВт генерации на основе использования ТБО.

Развитие проектов ВИЭ на розничных рынках электроэнергии нацелено в первую очередь на энергоснабжение изолированных и труднодоступных населенных пунктов.

На розничном рынке электроэнергии поддержка объектов ВИЭ возможна путем включения объектов ВИЭ-генерации в региональные схемы и программы развития электроэнергетики и формирования для них долгосрочных тарифов с обязанностью сетевой компании покупать электроэнергию на компенсацию потерь. При этом важной составляющей является минимизация роста тарифов на электрическую энергию для потребителей.

В настоящее время в Российской Федерации также рассматривается развитие рынка распределенной микрогенерации электроэнергии на основе ВИЭ, предусматривающего использование потребителями объектов по производству электроэнергии мощностью до 15 кВт включительно для собственного энергоснабжения и возможность продажи излишков вырабатываемой электроэнергии на розничном рынке.

Основным потенциалом для развития микрогенерации на ВИЭ обладают частные дома в сельских населенных пунктах, дачные поселения, а также небольшие производственные поселения промышленного или сельскохозяйственного назначения.

4.4.1. Ветроэнергетика

Согласно государственной программе поддержки ВИЭ к 2024 году в эксплуатацию в России должно быть введено 3 350 МВт мощностей ветрогенерации, в том числе 100 МВт на территории Республики Татарстан в 2022 году. Основным условием для предоставления государственной поддержки являются требования по локализации оборудования ВЭУ до установленных Правительством Российской Федерации значений. К началу 2019 года по ДПМ ВИЭ введены в эксплуатацию два ветропарка с суммарной мощностью 85 МВт в Ульяновской области.

В настоящее время рассматривается продление программы ДПМ ВИЭ до 2035 года с увеличением объемов ввода новой генерации на основе ВИЭ не менее 10 ГВт.

Основными девелоперами оптового рынка ветроэнергетики в Российской Федерации являются: ООО «Ветропарки ФРВ» – дивизион «Роснано» и «Фортум», АО «Новая Винд» – дивизион Росатома, ПАО «Энел Россия».

Использование энергии ветра для промышленного производства электроэнергии является в настоящее время наиболее проработанным направлением использования ВИЭ в Республике Татарстан.

На рисунке 30 представлена карта распределения среднегодовых скоростей ветров по территории Республики Татарстан. Как видно из рисунка, в Республике Татарстан можно выделить три основных зоны со среднегодовыми скоростями ветра, способными обеспечить коммерческое использование энергии ветра для генерации электроэнергии:

зона Куйбышевского водохранилища в месте слияния рек Волга и Кама. Средняя годовая скорость ветров в данной зоне на высоте 100 метров, по данным VORTEX, составляет 7,15 м/с;

зона Нижнекамского водохранилища, на берегах которого возможно строительство ветроэлектростанций. Средняя годовая скорость ветров в данной зоне на высоте 100 метров, по данным VORTEX, составляет 7,08 м/с;

юго-восточная часть республики. В данной зоне также преобладают ветры со скоростью выше 7 м/с, однако этот район имеет холмистый рельеф и на его территории сильно развита инфраструктура нефтедобычи, что накладывает определенные сложности для проектирования и строительства крупных промышленных ветропарков.



Рис. 30. Карта распределения среднегодовых скоростей ветров по территории Республики Татарстан

Начиная с 2018 года при участии Казанского государственного энергетического университета реализуется проект по ветромониторингу в трех муниципальных районах Республики Татарстан: Спасском, Камско-Устьинском и Рыбно-Слободском.

Задачей ветромониторинга является установление в заданных районах оптимальных площадок для размещения ветропарков, для этого необходимы проведение метеорологических измерений, обработка и верификация параметров метеоданных в течение 12 месяцев. В связи с этим производятся определение и статистический анализ следующих параметров:

- значение средней скорости ветра;
- определение преобладающего направления ветра;
- распределение скорости ветра по направлениям (Frequency Rose);
- распределение мощности ветрового потока по направлениям (Energy Rose);

параметры распределения Вейбулла;
параметры вертикального профиля ветра.

В каждом из этих районов были проработаны площадки, потенциально пригодные для размещения крупных промышленных ветроэлектростанций.

В Камско-Устьинском районе определены 8 площадок, на которых возможно размещение промышленных парков. На каждой из площадок возможно разместить до 20 ветротурбин мощностью до 4,3 МВт.

В Рыбно-Слободском районе Республики Татарстан определены 6 площадок для потенциального размещения ветропарков единичной мощностью более 35 МВт. Каждая из площадок удовлетворяет требованиям для размещения оптовых объектов генерации на основе энергии ветра.

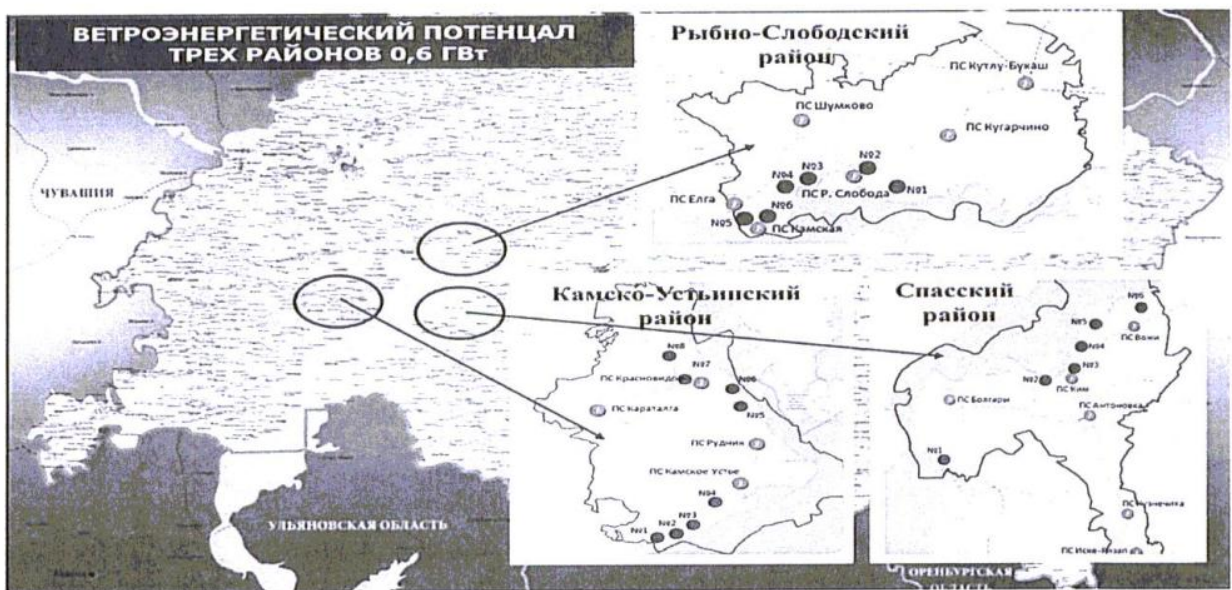


Рис. 31. Ветроэнергетический потенциал перспективных районов Республики Татарстан для размещения ветроэлектростанций

В Спасском районе республики определены 6 потенциально пригодных площадок для размещения крупных промышленных парков, при этом каждая из площадок обладает высокой единичной мощностью и способна разместить ветроэлектростанции мощностью свыше 100 МВт. При создании в данном районе разветвленной сети линии электропередач напряжением 110 – 220 кВ Спасский район может стать одним из лидеров по размещению объектов генерации как на основе ветра, так и на основе солнечной энергии.

Информация по площадкам для проведения ветромониторинга приведена на рисунке 32.

Спасский район
Площадь: $S = 38,46$ кв. км.
Ветропарк - 220 МВт

Рыбно-Слободский район
Площадь: $S = 6,11$ кв. км.
Ветропарк - 35 МВт

Камско-Устьинский район
Площадь: $S_{\text{общ}} = 13,47$ кв. км.
Ветропарк - 77,5 МВт



Критерии определения площадок:

- ветроэнергетический ресурс (расчетная скорость ветра на высоте 100 м над уровнем земли на данных площадках не менее 7 м/с);
- условия строительства (рельеф площадок должен быть ровный, с незначительными перепадами; отсутствие водоемов и заболоченных земель);
- технологические присоединения к энергосистеме (не более 5 км от границы площадки);
- статус земельных участков (земли населенных пунктов, земли промышленности, земли сельскохозяйственного назначения);
- транспортная доступность (удаленность от ближайшей асфальтированной дороги не более 1000 метров);
- прочие ограничения (расположение площадок на расстоянии более 30 км; отсутствие жилых зданий и строений ближе 1 км к территориям площадок; отсутствие негативных природных явлений на площадках).

Рис. 32. Рекомендуемые площадки для строительства ВЭС в Республике Татарстан

Важнейшей характеристикой, определяющей энергетическую ценность ветра, является его средняя годовая скорость. По результатам ветроизмерений в течение 11 месяцев установлено, что средняя годовая скорость ветра на высоте 100 метров составляет:

- в Спасском районе – 7,4 м/с;
- в Камско-Устьинском районе – 7,7 м/с;
- в Рыбно-Слободском районе – 7,3 м/с.

Указанные скорости ветров обеспечивают КИУМ ветроэлектростанции на уровне 30 процентов.

Суммарный энергетический потенциал трех рассмотренных районов составляет более 600 МВт.

Таким образом, ветроизмерения показали наличие в Татарстане «коммерческого ветра» и целесообразность строительства крупных промышленных ветропарков, реализующих электроэнергию на оптовый рынок электроэнергии и мощности.

Также целесообразно дальнейшее приборное исследование других районов республики с высоким расчетным ветропотенциалом. На территории Республики Татарстан имеется техническая возможность размещения более 40 крупных ветроэнергетических станций с суммарной мощностью порядка 3 ГВт. Наибольшим ветропотенциалом по оценке обладают Альметьевский, Бугульминский, Зеленодольский, Тетюшский, Верхнеуслонский районы Республики Татарстан.

4.4.2. Солнечная энергетика

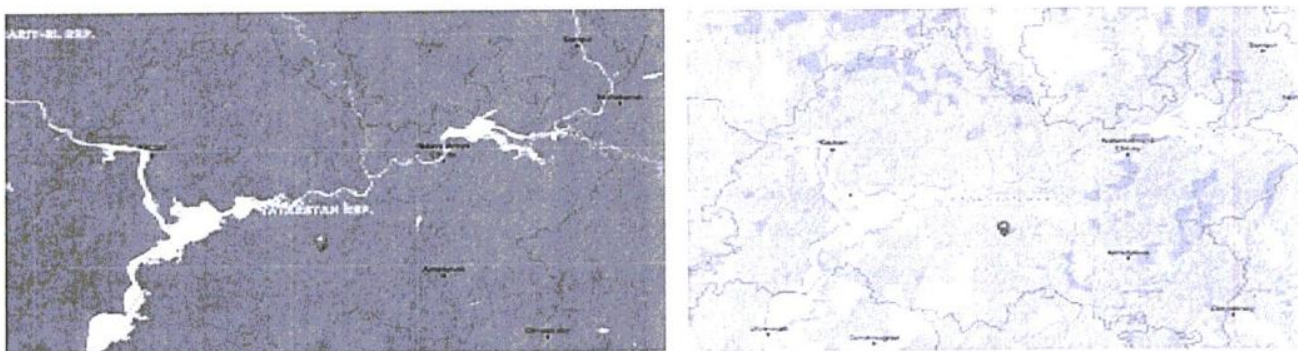
Солнечная энергетика – одно из наиболее динамично развивающихся направлений ВИЭ. По итогам 2018 года в России уже эксплуатируется более 1 ГВт

объектов генерации на основе энергии Солнца, а до 2024 года планируется ввод в эксплуатацию еще 1,8 ГВт мощностей по программе ДПМ ВИЭ. Кроме того, реализуются проекты, предусматривающие поставку электроэнергии на розничный рынок.

В мае 2019 года состоялся пуск Самарской солнечной электростанции мощностью 75 МВт в Новокуйбышевске Самарской области. Сегодня в Европейском союзе в среднем вводятся меньшие по мощности объекты. Расчетный коэффициент использования установленной мощности объекта превышает 14 процентов. Оборудование для новой солнечной электростанции в основном произведено на территории Российской Федерации. Коэффициент его локализации составляет 70 процентов.

ГК «Хевел» планируется строительство гибридной солнечной электростанции с промышленными накопителями энергии. Объект солнечной генерации общей мощностью 10 МВт будет расположен в Бурзянском районе Республики Башкортостан.

В солнечной энергетике в среднем по миру КИУМ вырос и достиг величины 17,6 процента за счет расширения использования поворотных систем (трекеров) повышения качества техники и проектирования солнечных электростанций (для сравнения: в 2010 году он находился на уровне 14 процентов).



GHI (глобальное горизонтальное облучение): 1 105 кВт*ч/м² в год;
 DNI (прямое нормальное облучение): 1 091 кВт*ч/м² в год;
 DIF (диффузное горизонтальное облучение): 526 кВт*ч/м² в год;
 GTI (глобальное наклонное облучение): 1 306 кВт*ч/м² в год;
 PVOUT (фотоэлектрическая мощность): 1 081 кВт*ч/м² в год;
 ОРТА (оптимальный угол): 37° / 180°;
 TEMP (температура воздуха на высоте 2 м над землей): 180° С;
 ELE (высота): 123 м.

Рис. 33. Солнечная инсоляция в Республике Татарстан

На рисунке 33 показана карта солнечной инсоляции в Республике Татарстан. Как видно из карты, Татарстан обладает достаточным уровнем солнечной инсоляции (глобальное горизонтальное облучение составляет 1 105 кВт*ч/м² в год) для строительства солнечных электростанций с КИУМ на уровне 15 процентов в год.

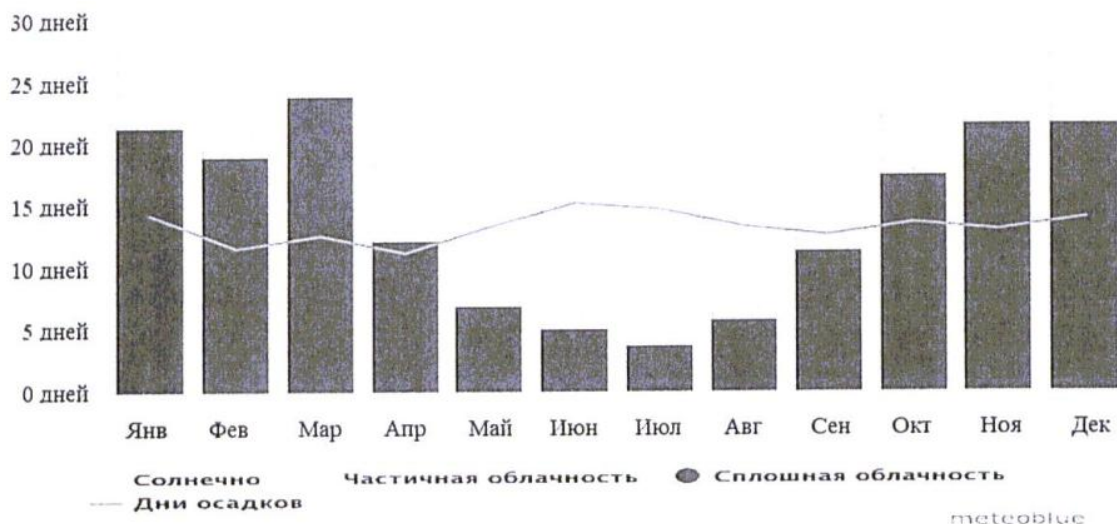


Рис. 34. Распределение количества солнечных дней и дней с осадками

Среднегодовое количество часов солнечного сияния в Татарстане находится в диапазоне 2,8 – 3,3 кВт*ч/м².

Таблица 17

Среднее количество часов в сутки солнечного сияния, кВт*ч/м²

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

Таблица 18

Количество солнечной энергии, приходящейся на поверхность солнечного модуля, для г. Казань в зависимости от угла наклона, кВт*ч/м²

Положение Солнца/день	Янв	Фев	Март	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Нояб	Дек	Год
Угол наклона 0° (горизонтально)	0.68	1.37	2.80	4.26	5.54	6.00	5.72	4.50	2.83	1.50	0.82	0.54	3.05
Угол наклона 40°	1.34	2.20	3.84	4.89	5.59	5.73	5.60	4.83	3.51	2.23	1.52	1.22	3.54
Угол наклона 55° (равный широте)	1.48	2.34	3.94	4.70	5.13	5.17	5.09	4.53	3.45	2.31	1.65	1.37	3.43
Угол наклона 70°	1.54	2.37	3.87	4.30	4.47	4.43	4.39	4.05	3.23	2.27	1.70	1.43	3.17
Угол наклона 90° (вертикально)	1.49	2.23	3.50	3.48	3.31	3.19	3.20	3.14	2.70	2.04	1.61	1.40	2.61
Под оптимальным углом	1.54	2.37	3.94	4.90	5.79	6.11	5.89	4.90	3.51	2.31	1.70	1.44	3.70
Оптимальный угол	73	66	56	35	22	14	16	28	43	57	70	75	46

Новочебоксарский завод «Хевел» начал выпуск солнечных модулей по принципиально новой технологии – гетероструктурной (Heterojunction – HJT). Ее отличает высокая эффективность выработки электроэнергии: средний КПД ячеек составляет более 22 процентов, а эффективность модулей – 20 процентов. При этом в настоящее время средний показатель эффективности качественных серийных солнечных панелей в мире находится на уровне порядка 16 процентов. Новые модули «Хевел» эффективнее работают в условиях рассеянного света, а также при высоких и низких температурах, что существенно расширяет условия их применения.

Повысить объем выработки солнечной (фотоэлектрической) электростанции помогают системы слежения за Солнцем (трекеры – Solar Tracker). Такие системы бывают однокоординатными, то есть обеспечивающими изменение угла наклона солнечных модулей в одной плоскости, по вертикали (вверх – вниз) или горизонтали (восток – запад), двух- и многокоординатными. С их помощью повышается коэффициент использования мощности объектов солнечной генерации, соответственно, выработка.

Развитие солнечной энергетики в Татарстане сдерживается рядом факторов:

обладая низкой плотностью энергии, фотоэлектрическая генерация требует достаточно больших площадей для размещения мощностей;

осенний и зимний периоды характеризуются высокой облачностью с небольшим числом солнечных дней, что снижает выработку.

Одним из эффективных способов улучшения технико-экономических показателей фотоэлектрических установок является их совместное использование с ветроустановками.

4.4.3. Термическая переработка твердых коммунальных отходов с получением электроэнергии

Твердые коммунальные отходы (далее – ТКО) по структуре их образования также можно отнести к ВИЭ. ТКО – это остатки продуктов и предметы, которые были использованы в быту и утратили свои потребительские характеристики. ТКО состоят из:

пищевых отходов – 24 процента;

бумаги, картона – 21 процент;

полимеров – 13 процентов;

стекла – 13 процентов;

полиэтилентерефталата – 4 процента;

другое (например, текстиль, дерево, кожа, металл) – 25 процентов.

Схема обращения с отходами представлена на рисунке 35, согласно которому даже использование отходов в виде вторичного сырья ограничено определенным количеством циклов, после которых их необходимо утилизировать. Их утилизация с выработкой тепловой и электрической энергии является одним из эффективных решений.



Рис. 35. Схема обращения с отходами

Основным способом термической переработки ТКО на сегодня является их прямое сжигание (известны также технологии, основу которых составляют процессы газификации, пиролиза, сжигания в шлаковом расплаве и т.д., в том числе с использованием плазматронов). В настоящее время в мире эксплуатируется более 2 тыс. установок, сжигающих ТКО на механических колосниковых решетках, около 200 топок для термической переработки отходов в кипящем слое, примерно 20 барабанных печей, где сжигают ТКО, а также единичные установки с использованием пиролиза и газификации.

Основной проблемой, возникающей при термической переработке отходов, является образование большого количества топочных газов, которые могут содержать токсичные вещества. В связи с этим обязательно должна быть установлена многоступенчатая система очистки дымовых газов.

В Татарстане планируется строительство мусоросжигательной ТЭС мощностью 55 МВт к 2022 году. Она будет способна утилизировать до 550 тыс. тонн отходов в год и производить 381 млн кВт*ч электроэнергии в год. В настоящее время в Европе за счет термической утилизации отходов вырабатывается более 28 млрд кВт*ч электроэнергии и порядка 70 млрд кВт*ч тепловой энергии. В США суммарная электрическая мощность установок, сжигающих ТКО, составляет 2 700 МВт. При этом следует отметить, что помимо энергообеспечения путем термической переработки отходов решается важная социальная проблема – очистка крупных городов от ТКО.

Из новых термических процессов, апробированных в укрупненном масштабе, весьма перспективны процессы, связанные с газификацией отходов, так как сжигание газа является наиболее экологически чистым способом сжигания, не требующим сложной очистки отходящих газов.

4.4.4. Малая гидроэнергетика

В Российской Федерации действуют более 300 малых ГЭС общей мощностью около 1 300 МВт.

Экономический гидропотенциал малых ГЭС в первой и второй ценовых зонах объединенной энергетической системы России составляет 37,5 ГВт. Сегодня малые ГЭС обеспечивают порядка 0,3 процента генерации в стране.

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 относятся ГЭС мощностью от 50 – 100 кВт (микро-ГЭС) и до 5 000 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.

В Республике Татарстан в настоящее время эксплуатируется одна малая ГЭС ООО «УПТЖ для ППД» – Карабашская ГЭС (ПАО «Татнефть») с установленной мощностью 300 кВт. Вырабатываемая электроэнергия малой ГЭС потребляется на нужды двух водоподъемов Карабашских водоочистных сооружений. Данный объект введен в эксплуатацию в 1999 году. В настоящее время прорабатывается вопрос его модернизации. Ожидаемый уровень выработки электроэнергии после замены оборудования малой ГЭС увеличится в среднем с 966 тыс. кВт*ч/год до 2 130 тыс. кВт*ч/год.

В целом на территории Республики Татарстан ввиду малых мощностей створов возможно строительство ГЭС мощностью, не превышающей 5 000 кВт.

С учетом существующего в настоящее время размещения объектов генерации электроэнергии и электросетевого хозяйства наиболее перспективным является развитие малой гидроэнергетики в Спасском, Алексеевском, Верхнеуслонском, Камско-Устьинском, Рыбно-Слободском и других районах Республики Татарстан.

В рамках выполненного анализа архивных данных по оценке гидроэнергетического потенциала малых и средних рек Республики Татарстан АО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» было выявлено около 40 перспективных створов с суммарной располагаемой расчетной мощностью ГЭС более 12 200 кВт.

Наибольшим потенциалом обладают створы на реках Ик (около 2,4 МВт и 1,5 МВт), Свияга (600 кВт), Шешма (720 кВт и 600 кВт). Помимо этих створов, на

указанных реках, а также на реках Степной Зай, Мелля и Иганя были определены каскады малой ГЭС различной мощности от 15 до 500 кВт.

Ряд створов в диапазоне мощности от 10 до 500 кВт были выявлены на реках Иж, Сюнь, Казанка, Беденьга и других.

Перспективными для энергетического использования являются водохранилища на реках Мелля, Иганя, Беденьга, предназначенные для мелиорации.

При планировании строительства малых ГЭС необходимо проведение дальнейшего анализа и актуализации имеющихся данных по гидроэнергетическому потенциалу водотоков малых и средних рек республики с последующим расчетом основных экономических показателей и экономической эффективности ГЭС.

4.4.5. Биоэнергетика

Биомасса – термин, применяемый для обозначения совокупности живой и неживой, растительной и животной материи на нашей планете. В это понятие также входят органические остатки, отходы: навоз, выбросы мясных и молочных комбинатов, гнилые овощи, остатки сельскохозяйственных культур на полях, органические промышленные и бытовые отходы, отходы лесного хозяйства, скотобоен, пивоварен, зерноперерабатывающих, текстильных, бумажных заводов и т.д.

Получение энергии из биомассы (древесины, древесных отходов, соломы, навоза, сельскохозяйственных отходов, органической части твердых бытовых отходов) является отраслью, которая может динамично развиваться в Татарстане.

В Татарстане возможно строительство тепловых станций мощностью 0,5 – 10,0 МВт, использующих в качестве топлива отходы лесной и деревообрабатывающей промышленности.

Для использования сухой биомассы наиболее эффективны термохимические технологии (прямое сжигание, газификация, пиролиз и т.п.), для влажной биомассы – биохимические технологии переработки с получением биогаза (анаэробное разложение органического сырья) или жидкого биотоплива (процессы сбраживания).

Газификация древесных отходов обеспечивает получение топливного газа, основу которого составляют окись углерода (CO), водород (H₂) и азот (N₂) и который может быть использован в качестве газообразного топлива в котельных, газовых турбинах и двигателях внутреннего сгорания.

Значительным преимуществом биогазовых установок является то, что они одновременно играют роль очистных сооружений, снижающих бактериальное и химическое загрязнение почвы, воды и воздуха. По сравнению с малыми ГЭС, ветро- и гелиоэнергоустановками, которые являются пассивно чистыми (используют экологически чистые источники энергии), биогазовые установки – активно чистые, то есть устраняют экологическую опасность продуктов, применяемых в качестве источника первичной энергии.

На территории муниципальных районов Республики Татарстан с развитым животноводством целесообразна переработка навоза и птичьего помета с

производством биогаза и биоудобрений.

В целом из биомассы ежегодно возможно вырабатывать более 50 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.

В Республике Татарстан также рассматривается выработка энергии из свалочного газа. ПАО «Татнефть» при поддержке Министерства экологии и природных ресурсов Республики Татарстан прорабатывается строительство станции активной дегазации на полигоне твердых бытовых отходов с электростанцией, которая будет производить электроэнергию из свалочного газа.

Кроме того, ПАО «Татнефть» в рамках научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ ведутся работы по созданию установки по выработке электрической энергии на базе двигателя внутреннего сгорания (ДВС), использующего в качестве топлива древесную щепу, мощностью 30 кВт.

4.4.6. Водородная энергетика

Водород (H_2) – наиболее экологически чистое топливо с неограниченными запасами в природе. Водород (H_2) входит в состав 90 процентов компонентов, имеющих в окружающей среде, и более чем в треть компонентом на поверхности Земли.

Для эффективного развития водородной энергетике в Татарстане необходимо внедрять технологии химического связывания и выделения водорода, разрабатывать системы хранения водорода для крупнотоннажной транспортировки.

Накопители энергии на основе использования водорода могут стать эффективным решением в целом для развития ВИЭ.

Перспективным является применение водорода на автотранспорте с помощью топливных элементов, особенно с применением протонных обменных мембран (Proton exchange membrane). Первые автомобили с топливными элементами уже продемонстрировали фирмы Toyota, Honda, Volkswagen, BMW, Nissan, Hyundai.

Подавляющая доля потенциального рынка водорода сориентирована на потребление легковыми автомобилями. При использовании водорода на автомобильном транспорте одни компании будут производить товар (водород) и доводить его до нужной степени очистки (для низкотемпературных топливных ячеек на полимерных электролитах PEFC требуется водород высокой чистоты), другие будут заниматься его транспортировкой на станции, третьи будут отпускать товар конечным потребителям. Наиболее близкая перспектива использования водорода в транспортных средствах связана с использованием полимерных мембран нового поколения типа Nuplon.

Актуальны разработка и производство стационарных установок риформинга природного газа (метана), очистки водорода от окиси углерода (CO) и углекислого

газа (CO_2), получения электроэнергии окислением водорода кислородом из воздуха на твердо-оксидных топливных элементах SOFC. При разработке качественных и надежных систем они будут востребованы в качестве вспомогательных энергетических установок на транспортных средствах.

4.4.7. Теплогенерация на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ)

Солнечные коллекторы.

Солнечные коллекторы являются техническими устройствами, предназначенными для прямого преобразования солнечного излучения в тепловую энергию.

Плоские солнечные коллекторы являются простейшим и наиболее дешевым способом использования солнечной энергии. Плоский солнечный коллектор представляет собой теплоизолированный с тыльной стороны и боков ящик, внутри которого помещена теплопринимающая металлическая или пластиковая панель, окрашенная для лучшего поглощения солнечного излучения в темный цвет и закрытая сверху светопрозрачным ограждением (один или два слоя стекла или прозрачного стойкого под воздействием ультрафиолета пластика). Панель является теплообменником, по каналам которого прокачивается нагреваемая вода. Вода направляется в теплоизолированный бак, гидравлически соединенный с солнечным коллектором.

Внедрение солнечных коллекторов позволит сократить затраты на строительство и эксплуатацию сетей теплоснабжения.

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.

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.

Накопители энергии.

Внедрение промышленных накопителей энергии является одним из основных трендов развития энергетики в мире. Основная причина – масштабное развитие ВИЭ и электротранспорта. Накопители энергии при использовании ВИЭ способны сглаживать неравномерности выработки электроэнергии, то есть нивелировать основной недостаток ВИЭ – непостоянство выработки электроэнергии, зависящее от метеорологических условий, и разорвать во времени зависимость генерации энергии от ее потребления. Потенциальной сферой применения накопителей энергии также является сглаживание пиков нагрузки сети.

Блок накопителей, запасаясь ночью электроэнергией по низкому тарифу, выдает ее в сеть уже по дневному тарифу, в несколько раз превышающему ночной тариф. Именно возможность быстрого регулирования мощности, способность реализовывать разницу в дневных и ночных тарифах определяют экономическую эффективность накопителей для крупных промышленных потребителей электроэнергии.

В таблице 19 представлены основные направления использования и потенциальные потребители систем накопления электроэнергии.

Таблица 19

Потенциальные области использования и потребители накопителей энергии

Область применения	Применение	Возможные потребители услуг
Замещение инвестиций	Замещение дорогостоящих инвестиций в сетевом хозяйстве решениями на основе накопителей	Сетевые компании
Регулировка частоты в электросетях	Регулирование частоты в сетях, повышение качества электроснабжения	СО ЕЭС, сетевые компании
Повышение надежности	Повышение надежности электроснабжения за счет применения накопителей	Сетевые компании
Оптимизация процесса производства энергии	Оптимизация загрузки электростанции, экономия топлива	Генераторы напряжения
Интеграция с ВИЭ	Создание системы накопителей энергии и ветро- или солнечных генераторов	Генераторы напряжения
Снижение стоимости электроэнергии для потребителей, качество энергоснабжения	Обеспечение надежного энергоснабжения, снижение затрат на электроэнергию за счет суточного колебания стоимости энергии	Индустриальные потребители
Экономия электроэнергии, снижение затрат	Внедрение систем рекуперации энергии торможения на объектах ж/д хозяйства	ОАО «РЖД», метрополитен

Внедрение промышленных накопителей энергии в Республике Татарстан будет способствовать:

- повышению системной эффективности электроэнергетики и сдерживанию роста цен на электроэнергию за счет применения систем хранения электроэнергии;

- повышению эффективности электроснабжения потребителей с высокими требованиями к доступности, надежности, мобильности и качеству электроэнергии за счет применения систем хранения электроэнергии;

- уменьшению энергетических и экономических потерь за счет снижения перетоков в сети;

 - обеспечению повышения надежности электросети;

 - обеспечению бесперебойного питания особо важных объектов, собственных нужд электростанций и подстанций;

 - сглаживанию колебаний мощности, стабилизации работы электрических систем;

 - уменьшению размеров резервных источников питания с длительным сроком работы без перезарядки;

 - сохранению природного топлива и улучшению экологической обстановки благодаря более широкому внедрению ВИЭ.

Накопители энергии можно разделить на электрохимические и физические. Первые преобразуют электрическую энергию в химическую энергию веществ, вторые – в механическую энергию.

К электрохимическим накопителям энергии относятся емкостные накопители, молекулярные накопители энергии, индуктивные накопители, аккумуляторные батареи, сверхпроводящие индуктивные накопители. Все типы электрохимических накопителей подключаются к сети через преобразователи (инверторы).

К физическим накопителям электроэнергии в основном относятся два вида комплексов:

 - кинетические накопители энергии (маховики);

 - гравитационные накопители энергии.

На рисунке 36 представлен научно-технический задел в Российской Федерации по разработке и внедрению различных типов накопителей.



Рис. 36. Научно-технический задел в Российской Федерации по разработке и внедрению различных типов накопителей

Текущие возможности России в области накопления – чуть больше 2 ГВт, а всего мира – 175,8 ГВт. Почти весь этот объем приходится на гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС). Самая большая в Российской Федерации Загорская ГАЭС имеет мощность 1,2 ГВт. Такие накопители превращают электричество в потенциальную энергию воды и вырабатывают его обратно с потерями лишь 25 процентов. Однако их недостаток вполне очевиден: водохранилища требуют сложного рельефа с большим перепадом высот и обширной площадью.

Наиболее перспективными для внедрения в Республике Татарстан являются накопители на основе литий-ионных батарей и различных конструкций гравитационных накопителей. Для широкого внедрения в Республике Татарстан систем промышленного накопления энергии необходима разработка и внедрение следующих технологий:

система управления распределенными накопителями электрической энергии для целей управления нагрузкой;

долговечный накопитель электроэнергии с низкой стоимостью энергоемкости: мощность 10 – 100 кВт, энергоемкость не менее 40 – 800 кВт*ч, КПД не менее 95 процентов; ресурс не менее 3 500 циклов (при разрядке на 70 процентов за цикл),

срок службы не менее 10 лет; стоимость энергоемкости не более 300 долларов США за киловатт-час;

накопитель электроэнергии для локального регулирования сетевых параметров: мощность не менее 10 кВт; время зарядки/разрядки не более/не менее 5 минут; скорость набора мощности от нулевой до номинальной не более 50 м/с; КПД не менее 98 процентов; ресурс не менее 1 млн циклов; стоимость мощности не более 600 долларов США за киловатт;

система управления агрегированными распределенными накопителями электроэнергии, в том числе электромобилями: точность определения доступной мощности на загрузку/разгрузку 2 процента от совокупной мощности агрегированных накопителей, глубина прогноза доступной мощности и энергоемкости агрегированных накопителей не менее 1 часа, достоверность прогноза доступной мощности и энергоемкости агрегированных накопителей не менее 90 процентов, возможность управления не менее чем 100 тыс. единиц агрегированного оборудования.

5. 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 на уровне 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 в Республике Татарстан настоящей Стратегии:

Нефтедобыча:

Объем добычи нефти с СВН (рост к 2030 году по сравнению с 2018 годом на 8 процентов):

в 2020 году – 39 300 тыс. тонн в год;

в 2025 году – 42 100 тыс. тонн в год;

в 2030 году – 39 328 тыс. тонн в год.

Объем эксплуатационного бурения:

в 2018 году – 910,4 тыс. метров в год;

в 2020 году – 1 744 тыс. метров в год;

в 2025 году – 1 551 тыс. метров в год;

в 2030 году – 864 тыс. метров в год.

Объем поисково-разведочного бурения:

в 2018 году – 30,1 тыс. метров в год;

в 2020 году – 25,9 тыс. метров в год;

в 2025 году – 24,4 тыс. метров в год;

в 2030 году – 18 тыс. метров в год.

Нефтепереработка:

доведение глубины переработки нефти к 2020 году до показателя более 95 процентов;

увеличение объема перерабатываемой нефти к 2030 году до 24 млн тонн.

Газовая отрасль:

Объем потребления природного газа (рост к 2030 году по сравнению с 2017 годом на 49,4 процента):

в 2018 году – 18,083 млрд куб. метров;

в 2020 году – 19,500 млрд куб. метров (с учетом потребности ПАО «Татнефть»);

в 2025 году – 21,063 млрд куб. метров;

в 2030 году – 22,602 млрд куб. метров.

В том числе объем потребления природного газа в качестве газомоторного топлива (компримированный и сжиженный природный газ):

в 2018 году – 35,750 млн куб. метров;

в 2020 году – 70,755 млн куб. метров;

в 2025 году – 285,000 млн куб. метров;

в 2030 году – 335,000 млн куб. метров.

Электроэнергетика:

Объем производства электрической энергии (рост к 2030 году по сравнению с 2015 годом на 51,3 процента):

в 2020 году – 28 001 млн кВт*ч;

в 2025 году – 29 261 млн кВт*ч;

в 2030 году – 30 578 млн кВт*ч.

Производство тепловой энергии:

Объем производства тепловой энергии (рост к 2030 году по сравнению с 2015 годом на 11,2 процента):

в 2020 году – 49,8 млн Гкал;

в 2025 году – 50,8 млн Гкал;

в 2030 году – 51,8 млн Гкал.

Снижение энергоемкости ВРП в сопоставимых ценах 2007 года:
к 2025 году – на 25,0 процентов;
к 2030 году – на 26,1 процента.

Настоящая Стратегия является основой для разработки и утверждения в 2020 – 2025 годах предприятиями топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан корпоративных стратегий развития до 2030 года.».

Статья 2

Настоящий Закон вступает в силу со дня его официального опубликования.

Президент
Республики Татарстан



Р.Н. Минниханов

Казань, Кремль
06 августа 2019 года
№ 62-ЗРТ