

---

---

УДК 621.311.16

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ВОЗДУХОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК С ПОДЗЕМНЫМИ АККУМУЛЯТОРАМИ СЖАТОГО ВОЗДУХА

© 2024 г. В. А. Казарян<sup>1, \*</sup>, В. Г. Николаев<sup>2, \*\*</sup>, Н. Н. Костенко<sup>1, \*\*</sup>,  
Р. З. Ахметзянов<sup>1, \*\*\*</sup>, А. А. Гамова<sup>2, \*\*\*\*</sup>, Ю. А. Сизова<sup>1, \*\*\*\*\*</sup>

<sup>1</sup>Общество с ограниченной ответственностью “Газпром геотехнологии”  
(ООО “Газпром геотехнологии”), Москва, Россия

<sup>2</sup>Автономная некоммерческая организация “Научно-информационный центр –  
“АТМОГРАФ” (АНО “НИЦ – “АТМОГРАФ”), Москва, Россия

\*e-mail: v.kazaryan@gazpromgeotech.ru

\*\*e-mail: N.Kostenko@gazpromgeotech.ru

\*\*\*e-mail: R.Akhmetzyanov@gazpromgeotech.ru

\*\*\*\*e-mail: atmograph@gmail.com

\*\*\*\*\*e-mail: y.sizova@gazpromgeotech.ru

Поступила в редакцию 12.01.2024 г.

После доработки 19.01.2024 г.

Принята к публикации 22.07.2024 г.

Дан анализ технологий энергоснабжения потребителей мегаваттной мощности по заданным графикам потребления электрической (ЭЭ) и тепловой (ТЭ) энергии на базе ветроэлектрических станций (ВЭС) и воздухотурбинных установок (ВТУ) с подземными аккумуляторами сжатого воздуха (ПАВ) в геологических и климатических условиях Российской Арктики в районе п-ова Таймыр и близлежащих к нему территорий. Проведен анализ ветроэнергетического потенциала в исследованном регионе, а также современных технологий его промышленного преобразования и использования. Изложены основы создания и использования подземных хранилищ для аккумуляции сжатого воздуха и природного газа, созданных в отложениях каменной соли с учетом климатических и геологических условий российской Арктики. Рассмотрены физические основы и технологии пневматического преобразования и использования воздуха, как энергоносителя. Разработана концептуальная схема перевода энергоснабжения портов Дудинка и Хатанга на зеленую энергетику. Проведены энергетические и экономические оценки предлагаемого способа производства энергии на базе ВЭС и воздухотурбинных установок с подземными аккумуляторами сжатого воздуха.

**Ключевые слова:** электроэнергия, энергоносители, ветроэлектрические станции, аккумуляция энергии, компрессия воздуха, капитальные и эксплуатационные затраты, себестоимость электроэнергии

DOI: 10.31857/S0002331024030029

## ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕГИОНА ИССЛЕДОВАНИЯ

Актуальность и новизна предлагаемого способа промышленного производства энергии состоит в совместном использовании ветроэлектрических станций (ВЭС) и воздухо-аккумулирующих воздухо-турбинных установок (ВАВТУ). Аккумулирование сжатого воздуха осуществляется в подземных резервуарах (ПАВ), созданных в отложениях каменной соли. Согласно проведенному анализу, подходящие для этого климатические, геологические и экономические условия имеются в южной части п-ова Таймыр и на близлежащих к нему территориях в районе города-порта Дудинка, г. Норильска и поселков Хатанга и Караул, расположенных на территории Северо-Сибирского соленосного бассейна.

На территории рассматриваемого региона имеются месторождения природного газа, нефти, каменного угля, натриевых солей, меди, никеля, апатитов, строительного песка, найдены железо, серебро, цинк, оптический кварц, пирротин (содержащий золото и платину) и прочие полезные ископаемые. На Таймыре находятся крупнейшие в мире месторождения медно-никелевых руд, технических алмазов, редкоземельных металлов, апатит-магнетитовых руд с промышленно значимым содержанием тантала и ниобия [1].

Месторождения полезных ископаемых по большей части расположены в труднодоступных, практически неосвоенных малозаселенных районах со слаборазвитой или отсутствующей транспортной и энергетической инфраструктурой, что и затрудняет их разведку, освоение и добычу.

Разведка и добыча полезных ископаемых могут приводить к негативным последствиям экосистемы региона. Поэтому природоохранная деятельность, в том числе решение проблемы обеспечения региона собственными, более дешевыми и экологически чистыми топливно-энергетическими ресурсами, является важнейшей частью его перспективного развития Таймырского региона.

Наиболее значимым для исследуемого региона является топливно-энергетический комплекс. Добычу полезных ископаемых осуществляет АО «Таймыргаз», включающую скважинную добычу углеводородного сырья, ее подготовку на установке комплексной подготовки газа и газового конденсата и ее дальнейшую транспортировку до трубопроводной системы ОАО «Норильскгазпром» и доставку ее до потребителей. Газ и газовый конденсат, добываемый АО «Таймыргаз», потребляется на территории городских объединений (ГО) «Дудинка» и «Норильск».

В настоящее время АО «Таймыргаз» проводит работы по проектированию и строительству завода большой мощности по переработке углеводородов Пелятинского газоконденсатного месторождения с объемами производства до 200 тыс. т газового конденсата в год и потребляемой мощности до 3.5–4 МВт на базе существующего цеха переработки конденсата в городе-порте Дудинка.

Население г. Дудинка в 2021 г. составляло 22.4 тысяч жителей [2].

**Порт Дудинка** – самый северный и крупнейший в Сибири международный морской порт России и единственный в мире, работающий в режиме круглогодичной навигации в условиях Крайнего Севера. Является важнейшим для страны в экономическом и стратегическом отношении.

Порт Дудинка круглогодично связан морским сообщением с городами Архангельск и Мурманск. В период летней навигации – речным сообщением с городами

Красноярск и Диксон. Также порт Дудинка соединен с городами Норильск и Талнах железной и автомобильной дорогами.

Порт находится в ведении Заполярного филиала ПАО “ГМК “Норильский никель” и эксплуатируется одновременно как морской и речной, через который осуществляются снабжение Таймырского Долгано-Ненецкого района. ПАО “ГМК “Норильский никель” является крупнейшим в мире производителем высокосортного никеля, палладия, платины, кобальта, меди и родия, а также одним из ведущих в России производителем серебра, золота, иридия, рутения, селена, теллура, серы. В режиме круглогодичной навигации на девяти причалах порта перерабатывается в год около 2 млн т грузов.

В настоящее время ПАО “ГМК “Норильский никель” реализует масштабную инвестиционную программу (до 40 млрд руб.) по модернизации и увеличению пропускной способности порта к 2027 г. до 5 млн т с обновлением кранового хозяйства порта с установкой более 50 новых портовых кранов суммарной установленной электрической мощности порядка 10 МВт и общей установленной электрической мощности портового хозяйства 15 МВт.

Режим потребления ЭЭ портового, коммунального и жилищного хозяйства г. Дудинки характеризуется суточными графиками нагрузки ее энергосистемы, призванной обеспечивать бесперебойную подачу электроэнергии, включая часы максимального ее потребления. В часы минимума потребления ЭЭ требуется сохранение нагрузки той части генерирующего оборудования, для которого это приводит к существенному сокращению их ресурсов. Для этого необходимы высокоманевренные источники энергии и системы аккумулирования энергии.

В настоящее время снабжение электроэнергией г. Дудинки осуществляется по двум линиям электропередачи в 110 кВ от локальной Норильской энергосистемы, питаемой тремя работающими на местном газе Норильскими теплоэлектростанциями (ТЭЦ) суммарной установленной электрической мощностью 1205 МВт, а также Усть-Хатанской и Курейской гидроэлектростанциями суммарной мощностью 1050 МВт, обеспечивающих регулирование частоты электрического тока в энергосистеме. Суммарная установленная мощность и годовая выработка всех электростанций Норильской энергосистемы составляет соответственно 2250 МВт и 9.0 млрд кВт·час.

Газоснабжение промышленной зоны г. Дудинки осуществляет ОАО “Норильскгазпром”. Удельный вес газа в топливном балансе г. Дудинки составляет примерно 97%. Газ как топливо используют котельные № 6, 7, “Дукла” и котельная очистных сооружений с потреблением газа более 90 млн м<sup>3</sup>/год. Согласно генеральному плану [2], развитие систем газоснабжения для жилой и общественно-деловой застройки г. Дудинка в ближайшие годы не предусмотрено.

Оптовые цены на газ с НДС для ТЭЦ Дудинки составляли в 2022 г. около 4000 руб./1000 м<sup>3</sup>, а к 2025 г. по экспертным оценкам превысят 5000 руб./1000 м<sup>3</sup>.

Услуги по передаче электрической (ЭЭ) и тепловой (ТЭ) энергии для жителей Дудинки оказывают теплоэлектростанции в г. Дудинке АО “Норильско-Таймырская энергетическая компания” и АО “Таймырбыт”.

В 2022 г. суммарное потребление электрической мощности и энергии в Дудинке составило соответственно 165 млн кВт·ч и 19 МВт.

Действующий одноставочный тариф на ЭЭ, отпущенную различным категориям потребителей-организаций МО город Дудинка в конце 2022 г.,

дифференцированный для дневной (пиковой и полупиковой) и ночной зонам суток составлял соответственно 80.85 и 36.76 руб./кВт·ч с учетом НДС. Тарифы на ЭЭ для населения МО город Дудинка со второй половины 2022 г. составляли 2.09 руб./кВт·ч [3].

Годовые потребления тепловой энергии и мощности в МО город Дудинка в 2022 г. составили соответственно около 450 тыс. Гкал и 51 Гкал/час (в электрическом эквиваленте 59.6 МВт) [4]. При этом важно отметить, что агрегаты и оборудование котельных Дудинки отработали от 40 до 50 лет.

Тариф на тепловую энергию в Дудинке со второй половины 2022 г. составлял 1777.63 руб./Гкал, а тарифы на горячее водоснабжение составляли 74.65 руб./м<sup>3</sup> теплоносителя и 1777.63 руб./Гкал [5].

Прогноз потребления электрической мощности и энергии в МО город Дудинка, полученный с учетом нормативов потребления ЭЭ в городах и в сельских поселениях (1920 и 1350 кВт·ч на одного человека в год соответственно), включая потребление ЭЭ жилыми (жилой сектор г. Дудинки на 100% оборудован электроплитами) и общественными зданиями, предприятиями коммунально-бытового обслуживания, энергоснабжения порта, наружным освещением, системами водоснабжения, водоотведения и теплоснабжения, промышленными потребителями, а также с учетом потерь в сетях, на 2036 г. может достигнуть 350 млн кВт·ч и 36 МВт.

С учетом замены вырабатывающих ресурс котельных и роста потребления к 2035 г. в МО Дудинка потребуется ввод генераторов ТЭ около 20–25 Гкал/час или в электрическом эквиваленте – до 30 МВт [6].

**Хатангский район с центром в Хатанге**, расположенный в восточной части п-ова Таймыр, считался во времена СССР важной ресурсной базой российского севера. На территории Хатангского района и прилегающей к нему территориях найдены рудопрооявления цветных и черных металлов, сходные с Норильским месторождением, а также апатиты, нефть, газ, алмазы, соль, уголь и другие полезные ископаемые. Изучены энергоресурсы реки Котуй, где в 1970 годы был выбран створ для будущей ГЭС. Хатанга находится в центре этих богатств, и вокруг нее ожидалось строительство промышленного района, а порт в Хатанге являлся важным логистическим центром Таймыра. В 1989 г. население Хатанги составляло примерно 6400 человек. Согласно Генеральному плану развития и застройки села Хатанги, разработанному институтом “Красноярскгражданпроект” в конце 1970-х годов в Хатанге к концу века ожидалось увеличение населения до 10–12 тыс. человек [7].

Однако после развала СССР реализация планов по развитию Хатангского района остановилась, а его население значительно сократилось (численность населения поселения Хатанга на 2022 г. составляло 2585 человек). Но в настоящее время экономический интерес к ранее принятым планам начал расти.

Хатангский морской и речной порт в настоящее время является третьим по значению на Таймыре после Дудинки и Диксона с годовым грузооборотом не менее 75 тыс. т. В нем производятся погрузо-разгрузочные работы и транспортировка энергоносителей и генеральных грузов при северном завозе. Порт принимает суда типа “река-море” с грузоподъемностью от 1.5 до 5 тыс. т. Аэропорт, расположенный в Хатанге, является одним из крупнейших в Арктике.

Суммарная мощность 17 электрогенерирующих установок района Хатанги составляет 7.7 МВт [8].

Электроснабжение Хатанги, изолированной от энергетической системы страны, обеспечивают три дизельных электростанции (ДЭС) типа MW-Power ЭД-240-Т400-2РН контейнерного типа мощностью по 240 кВт с двигателем ЯМЗ. Разработаны и реализуются планы по использованию для энергоснабжения поселения модульных ДЭС суммарной мощностью до 4 МВт, использующих в качестве основного топлива сырую нефть. В районе также рассматриваются планы по внедрению электрических котельных.

Годовое производство ЭЭ составляет в настоящее время 13.3 млн кВт·ч.

Средний дневной и ночной тарифы на ЭЭ в Хатанге в конце 2022 г. составляли соответственно 79.02 руб./кВт·ч и 40.51 руб./кВт·ч с учетом НДС.

Средняя ресурсоемкость производства ЭЭ в Хатанге составляет около 3.5 МВт·ч/т дизельного топлива. Годовая потребность в дизельном топливе на электроснабжение составляет не менее 4700 т. На территории с. Хатанга имеются аварийные ДЭС суммарной мощности 1112 кВт. В целом по электрогенерирующим объектам поселения Хатанга более 50% ДЭС выработали свой ресурс и требуют замены либо капитального ремонта. Электрические сети имеют физический износ более 60%.

Годовое потребление ЭЭ на 2030 г., оцененное местными энергокомпаниями (МУП “Хатанга-Энергия” и МУП “Полярная ГРЭ”) из прогнозируемых тенденций изменения существующего электропотребления по отраслям и предполагаемого роста населения до 5000 человек превысит 14 млн кВт·ч.

В соответствии с Программой социально-экономического развития муниципального района [1] предусмотрено строительство мини-ТЭЦ в западной промзоне мощностью 5 МВт. Основным видом топлива для проектируемой мини-ТЭЦ будет являться бурый уголь Хатангского месторождения.

Централизованное теплоснабжение Хатанги осуществляют пять котельных суммарной установленной мощности порядка 40 МВт (34 Гкал/час) с суммарным годовым производством ТЭ до 100 000 Гкал, работающих на привозном каменном угле с удельным потреблением 275 кг/Гкал. Средняя продолжительность отопительного периода в Хатанге составляет 310 дней. Износ большей части оборудования и тепловых сетей превышает 60%.

Тариф на ТЭ в Хатанге в 2022 г. составлял 11353.42 руб./Гкал без учета НДС.

## ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЭС ДЛЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНА

В свете мировых тенденций перехода на зеленую энергетику перспективным представляется использование для энергоснабжения возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В российской Арктике основным видом ВИЭ является ветер и утилизирующие его ветроэнергетические станции (ВЭС).

Карты распределения скорости ветра по территории России и рассматриваемого в работе региона представлены на рис. 1.

Для большей части исследуемого региона среднегодовые скорости ветра на высоте 100 м находятся в диапазоне от 7 до 8 м/с.

Технический ветропотенциал (ВЭП) оценивается в предположении о возможности максимального использования энергии ветра в регионе при размещении на допустимой площади его территории наиболее технически совершенных ВЭУ

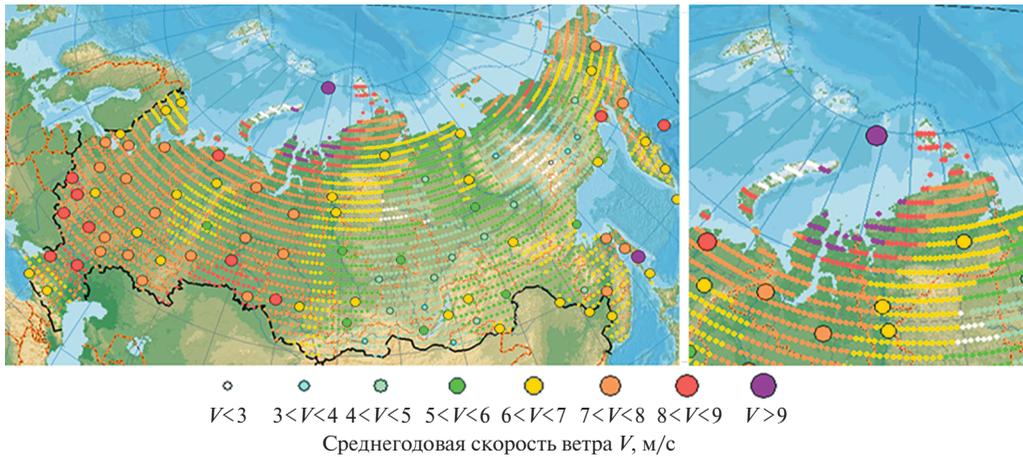


Рис. 1. Среднегодовая скорость ветра на высоте 100 м по данным аэрологических станций.

пропеллерного типа. Оптимальным при этом является размещение ВЭУ в узлах равносторонней треугольной сетки со стороной  $L$ , равной  $L = 10 \cdot D_{\text{БК}}$  ( $D_{\text{БК}}$  – диаметр ветроколеса ВЭУ), обеспечивающих достаточно полное восстановление мощности ветра, отданной очередному ВЭУ, при его движении до следующего на его пути ВЭУ и максимально плотное их размещение на отведенной под ВЭС территории:  $N_{\text{уд}} = 1, 155 \cdot (1000/L)^2$  ВЭУ/км<sup>2</sup>.

Согласно проведенному анализу, наибольшую выработку удельной (с 1 км<sup>2</sup> территории) мощности и энергии в настоящее время обеспечивает сухопутная ВЭУ модели Е 126 ветрового класса Ia производства компании Enecon (ФРГ) номинальной мощности 7.6 МВт с диаметром ветроколеса 126 м и высотой башни 135 м. Е 126 обеспечивает съем мощности ветра до 5.5 МВт с 1 км<sup>2</sup> поверхности земли при скоростях ветра  $\geq 15$  м/с и размещение ВЭУ в узлах равносторонней треугольной сетки. Но, согласно проведенному анализу, в рассмотренном регионе со среднегодовыми скоростями ветра менее 8.5 м/с возможно использование ВЭУ ветрового класса IIa типа Gamesa 170–8000 номинальной мощности 8 МВт с диаметром ветроколеса 170 м и высотой башни 135 м.

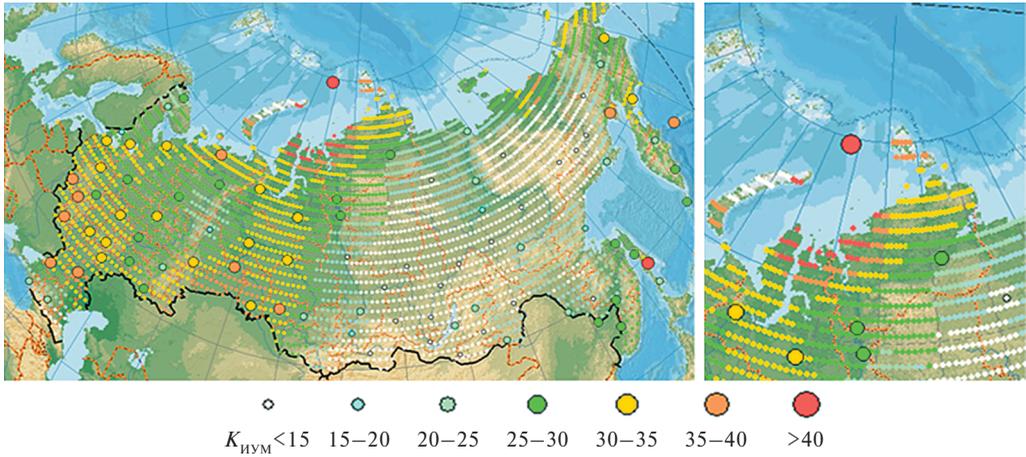
Расчет коэффициента использования установленной (номинальной) мощности  $K_{\text{иум}}$  ВЭУ, гипотетически установленных в рассмотренном Таймырском регионе и прилегающих к нему территорий, в данной работе проведен с использованием методики, описанной в [9].

Карты распределения  $K_{\text{иум}}$  ВЭУ Gamesa 170–8000 по территории России и рассматриваемого в статье региона представлены на рис. 2.

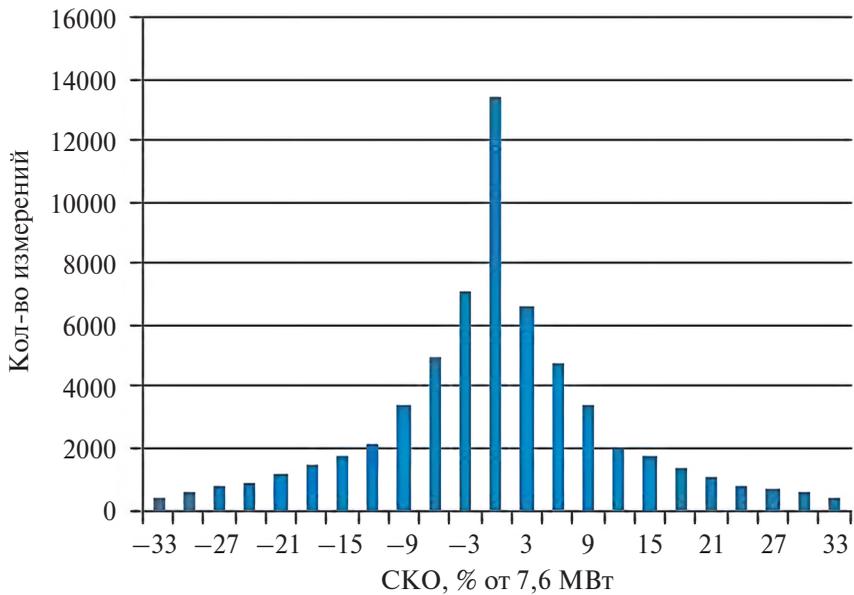
$K_{\text{иум}}$  ВЭУ Gamesa 170–8000 с высотой башен 135 м согласно расчетам авторов равен 29.8% в районе Дудинки и 26.7% в районе Хатанги.

Основным препятствием использования ветра как энергоносителя является непостоянство и непредсказуемость во времени его мощности и, как следствие, трудность гарантированного покрытия графиков потребления энергии.

Распределение среднеквадратических отклонений (СКО) за соседние 10-минутки мощностей ВЭУ Е 126 при скорости ветра, превышающей 3.5 м/с (пусковая скорость ВЭУ) в исследуемом районе по данным измерений ветра в поселке Тикси,



**Рис. 2.** Территориальное распределение  $K_{ИУМ}$  ВЭУ Gamesa 170–8000 с высотой башни 135 м.



**Рис. 3.** СКО мощности ВЭУ E 126 за соседние 10-минутки в исследуемом районе, % от номинальной мощности ВЭУ.

репрезентативными для исследуемого региона, приведено на рис. 3. Согласно расчетам по методике, описанной в [10] по данным измерений в Тикси, СКО мощностей ВЭУ E 126 между соседними 10-минутками за весь год в исследуемом регионе составляет около 7% или 0.5 МВт от номинальной мощности ВЭУ E 126 (7.6 МВт), то есть наблюдается значительная нестабильность в выдаче мощности ВЭУ, особенно в ветреные сезоны.

Необходимым параметром при выборе емкости системы аккумулирования энергии для ВЭУ и ВЭС и при технико-экономических расчетах являются вероятности

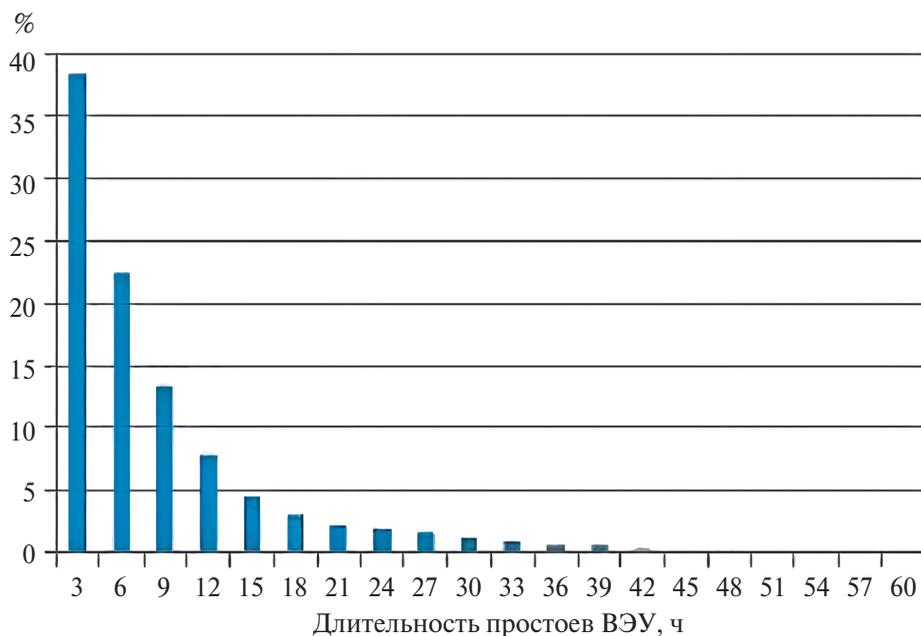


Рис. 4. Длительности периодов простоя ВЭУ Е 126 в исследуемом районе в часах.

и длительности периодов их простоев из-за ветровых штилей и слабом ветре (для современных ВЭУ  $\leq 4$  м/с). Пример результатов расчета этих параметров для ВЭУ Gamesa 8000 дан на рис. 4.

Из проведенных оценочных расчетов следует, что длительность подавляющего большинства простоев ВЭУ по безветрию не превышает 3 суток, а простои по безветрию ВЭУ в Дудинке и Хатанге составят соответственно 17 и 19% годового времени.

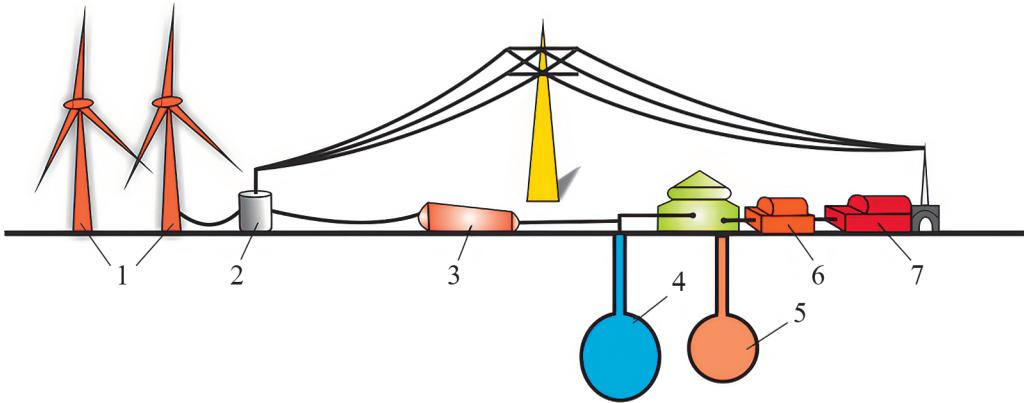
### ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ АККУМУЛИРОВАНИЯ ЭНЕРГИИ

Важнейшей составляющей ВАВТУ является аккумулирующее устройство для накопления энергии. Ее задача состоит в накоплении энергии в часы малой нагрузки энергосистемы или избытка энергоносителя (ветра в случае ВЭУ) и выдачи накопленной энергии для выравнивания неравномерного круглосуточного потребления ЭЭ, в первую очередь в часы максимальной (пиковой) нагрузки энергосистемы.

Для бесперебойного и качественного обеспечения необходимым количеством ЭЭ в данной работе рассмотрены два инновационных способа. Все они основаны на использовании излишков ЭЭ, выработанных ВЭС или электростанциями иного типа для накопления энергии сжатого воздуха в подземных аккумуляторах воздуха (ПАВ). Энергия запасенного сжатого воздуха используется для выработки электроэнергии воздушно-турбинными установками (ВТУ) при повышенных пиковых нагрузках и в периоды безветрия [11].

Способы отличаются технологиями использования сжатого воздуха.

Первый способ выравнивания и регулирования электроснабжения в рассматриваемых районах при наличии в них природного газа основан на использовании



**Рис. 5.** Схема ВЭС в сочетании с ВАГТУ и с подземными аккумуляторами воздуха и топлива: 1 – ВЭС; 2 – трансформатор; 3 – воздушный компрессор; 4 – подземный аккумулятор воздуха; 5 – подземный аккумулятор топлива; 6 – газовая турбина; 7 – генератор электроэнергии.

воздушно-аккумулирующих газотурбинных установок (ВАГТУ) повышенной энергетической эффективности по сравнению с традиционными ГТУ. При данном способе повышение энергетической эффективности ГТУ обеспечивается за счет энергии сжатого до высокого давления воздуха.

В стандартной комплектации газовой электростанции ГТУ работает совместно с воздушным компрессором, обеспечивающим высокое давление подаваемого в камеру сгорания воздуха. Компрессор приводится в действие турбиной, на что затрачивается до двух третей ее энергии.

При работе ВАГТУ сжатый воздух отбирается из подземного аккумулятора, нагревается в регенераторе и подается прямо в камеру сгорания газотурбинного двигателя. Одновременно в камеру сгорания подается топливо (природный газ). Образованные в ходе сгорания газы подаются на турбину, приводя ее и соосный с ней якорь генератора во вращение и обеспечивая выработку ЭЭ. Поскольку мощность турбины для приведения в действие воздушного компрессора более не требуется, турбина того же размера может вырабатывать больше энергии, используя меньше топлива выработку энергии. Накапливаемый сжатый воздух заменяет газ, который нужно было в противном случае сжечь для сжатия воздуха компрессором ГТУ.

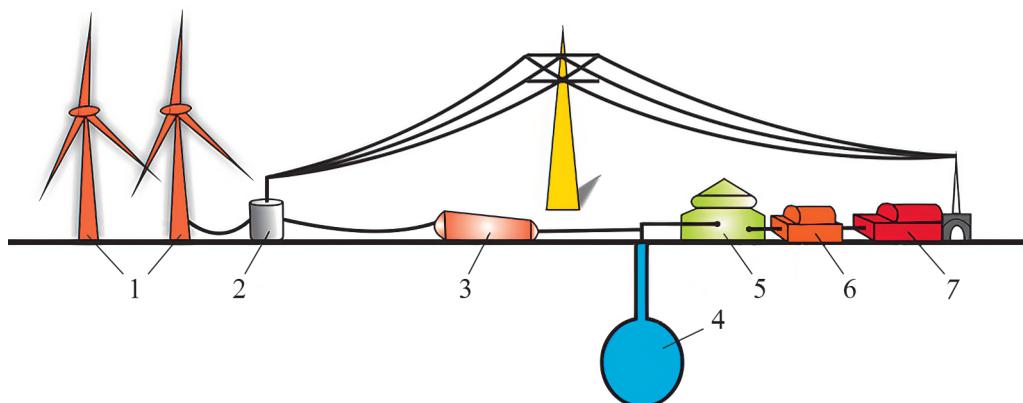
ГТУ с такой компоновкой вырабатывает примерно на 30% больше ЭЭ по сравнению с существующими ГТУ, поскольку процесс сжатия воздуха протекает отдельно от процесса подготовки топливной смеси [11].

Соответственно, уменьшается расход топлива на выработку энергии.

На рис. 5 представлена схема ветроэлектрической станции (ВЭС) в интеграции с воздушно-аккумулирующей газотурбинной установкой с подземными аккумуляторами воздуха и топлива.

Избыток электроэнергии, вырабатываемой ВЭС (1) по отношению к потребляемой, используется для закачки воздуха в ПАВ (4) многоступенчатым компрессором (3) с промежуточными охладителями.

ПАВ и резервуар топлива (5) сооружаются, как правило, в отложениях каменной соли методом подземного растворения через вертикальную скважину.



**Рис. 6.** Схема ВЭС в сочетании с ПАВ и ВТУ: 1 – ВЭС; 2 – трансформатор; 3 – воздушный компрессор; 4 – подземный аккумулятор воздуха; 5 – осушитель воздуха; 6 – воздушная турбина; 7 – генератор электроэнергии.

Геометрический объем подземных резервуаров устанавливается в соответствии с мощностью и длительностью работы ВАГТУ, которая включается в работу при пиковом возрастании электропотребления или дефиците мощности ВЭС. Подготовленный воздух под необходимым давлением подается в камеру сгорания газотурбинного двигателя с одновременной подачей топлива. Газовая турбина (6) смонтирована на одном валу с генератором (7), приводя его в действие при вращении. В процессе работы ВАГТУ давление воздуха в подземном аккумуляторе меняется в диапазоне от 4 до 6 МПа.

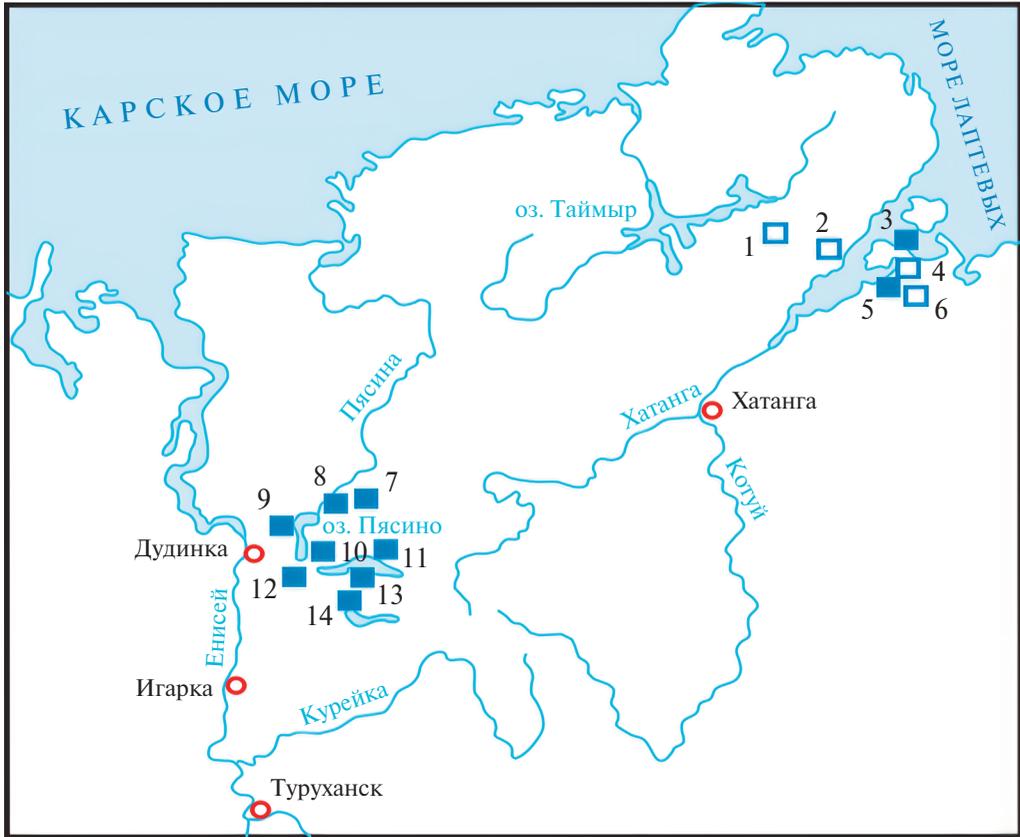
Второй способ бесперебойной выработки электроэнергии по заданному графику ее потребления применим в районах с отсутствием иных носителей энергии, кроме ветра и построен на использовании комплекса ВЭС, ПАВ и ВТУ (воздушно-турбинных установок), сокращенно ВАВТУ (рис. 6).

При этом ВЭС служит для выработки электроэнергии по графику нагрузки при достаточной мощности ветра и энергоснабжения компрессора, обеспечивающего компрессию воздуха и его накопление в ПАВ при превышении мощности ВЭС над нагрузкой.

При избытке ЭЭ, вырабатываемой ВЭС, многоступенчатым компрессором (3) с промежуточным охлаждением (с полезным использованием ТЭ) производится закачка воздуха в подземный резервуар (4). Геометрический объем резервуаров ПАВ устанавливается в соответствии с мощностью и длительностью работы ВТУ, которая включается в работу при возрастании электропотребления или дефиците мощности ВЭС. Осушенный в (5) воздух под необходимым давлением подается на высокооборотную турбину ВТУ (6), смонтированную на одном валу с генератором (7), приводя его в действие при вращении.

Основные эксплуатационные параметры ВАВТУ зависят от выбора типа, пространственного расположения, технологии строительства и эксплуатации подземных аккумуляторов вышеперечисленных энергоносителей.

Поэтому при разработке технологии строительства и эксплуатации ВАГТУ и ВАВТУ начинают с определения параметров, местоположения, типа и способов строительства и эксплуатации подземных аккумуляторов воздуха.



**Рис. 7.** Схема расположения месторождений и проявлений каменной соли на Сибирской платформе (по Р. Г. Матухину и П. Н. Соколову, 1991): ■ – месторождения и проявления каменной соли, □ – залежи соли, предполагаемые по геолого-геофизическим данным.

### ГЕОГРАФИЯ СОЛЕНОСНЫХ БАССЕЙНОВ В ИССЛЕДУЕМОМ РЕГИОНЕ

Северо-Сибирский соленосный бассейн находится на северо-западе Восточной Сибири и занимает территорию полуострова Таймыр, северной части Среднесибирского плоскогорья и архипелага Северная Земля (рис. 7).

Кроме того, проведенные геологические и геофизические исследования показали, что девонские соленосные отложения распространены на значительной территории бассейна реки Хатанга.

Наличие залежей каменной соли в Северо-Сибирском соленосном бассейне достоверно установлены также в Нордвик-Хатангском и Норильском районах.

Нордвик-Хатангский соленосный район является давно известным участком развития девонских соляных толщ на севере Восточной Сибири. Здесь соленосная толща слагает соляные купола и имеет несколько выходов каменной соли на поверхности в сводах соляных куполов.

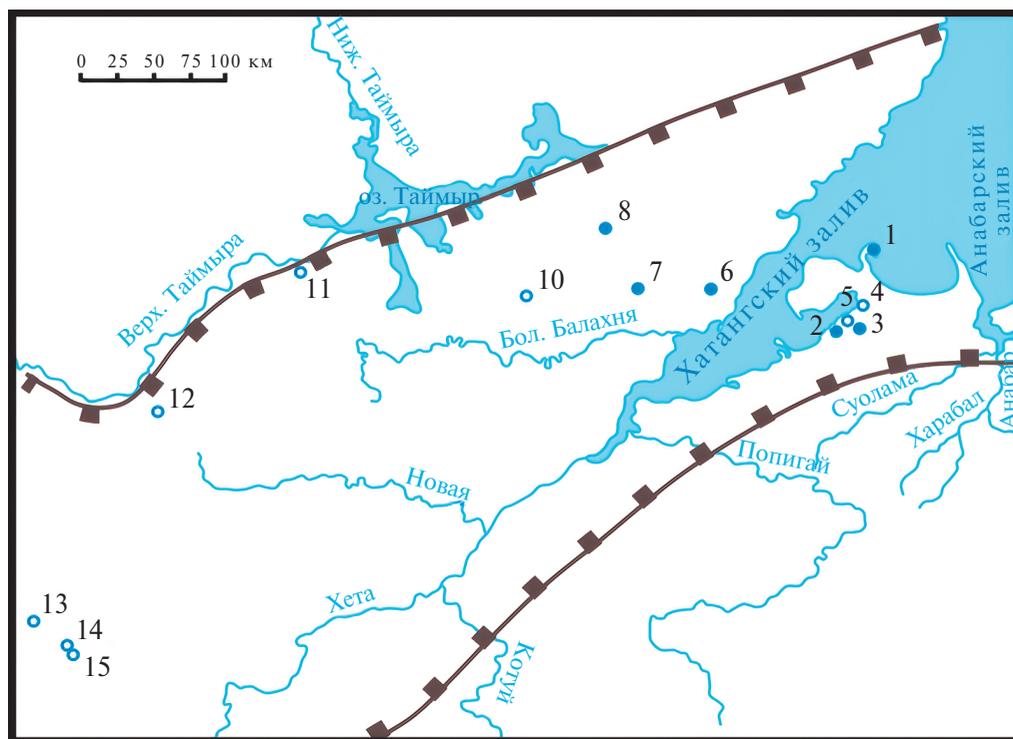


Рис. 8. Схема распространения соляных куполов в Нордик-Хатангском соленосном районе (Н.А. Шумак, 1973): ■ — граница распространения соляных отложений; ● — выявленные соляные купола; ○ — соляные купола, предполагаемые по геологическим или геофизическим данным.

Предполагается, что соляная толща развита на значительной площади в пределах Енисей-Хатангского прогиба, где простирается не только на восток, но и на запад, вплоть до Норильского района (рис. 8).

Полная мощность соляных куполов не установлена, но вскрытая мощность составляет несколько сотен метров. Выше соляных куполов залегают породы, представленные разнообразными гипсами с обломками доломитов, известняков, ангидритов, иногда диабазов и глин высотой до 300 м.

По температурным условиям район неоднороден. Геотермический градиент меняется от 1,8° до 2,6°С/100 м. Несмотря на сравнительно умеренные и повышенные температуры, мощность многолетней мерзлоты в рассматриваемом районе достигает 465–570 м.

Соленосная толща, слагающая купола в Нордикском районе, является наиболее древней среди девонских отложений. Ее полная мощность не установлена, хотя глубокими скважинами пробурено свыше 1250 м.

Соленосная толща изучена только в двух куполах: Нордикском и Кожевниковском, где она слагает штоки. На Нордикском куполе шток каменной соли местами выходит на поверхность, на Кожевниковском он вскрыт скважинами.

Норильский соленосный район расположен на северо-западной окраине Сибирской платформы (рис. 9). Здесь каменная соль вскрыта буровыми работами, проведенными в бассейне реки Имангды [11].



**Рис. 9.** Местоположение вскрытых скважинами залежей каменной соли в северо-западной части Сибирской платформы (по П.И. Соколову, 1975,1977): ● — скважины, вскрывающие залежи каменной соли.

Разведочные работы здесь проводились на пяти площадках. Выявленная мощность соленосных пластов составляет от 1.5 до 80 м с глубиной залегания от 700 до 1700 м содержание NaCl в каменной соли составляет 85–98%.

Наиболее перспективной для создания подземных аккумуляторов в каменной соли является Нордвик-Хатангский соленосный район. Здесь развита солянокупольная тектоника, которая изучена в настоящее время недостаточно.

В пределах Норильского соленосного района каменная соль имеет пластовую, часто линзообразную форму залегания. Она вскрыта отдельными скважинами практически во всех стратиграфических подразделениях девона.

Благоприятным районом для строительства подземных аккумуляторов является бассейн реки Микчанды, где в скважине каменная соль вскрыта на глубинах 700–900 м.

Основными источниками технической воды для строительства подземных резервуаров в пределах Северо-Сибирского бассейна могут являться многочисленные реки и озера.

Наиболее очевидным способом утилизации рассола при строительстве подземных резервуаров на территории бассейна является его сброс в море Лаптевых или в многочисленные соленые озера, распространенные здесь.

В случае создания подземных аккумуляторов в районах, удаленных от морского побережья и от озер на значительные расстояния, утилизация рассолов в первом приближении возможна путем его возврата в водоносные горизонты.

Третье направление утилизации строительного рассола является его переработка. При сооружении подземных резервуаров в каменной соли для резервирования

газообразных и жидких продуктов строительный рассол является отходом производства. Строительный рассол с концентрацией 300–310 кг/м<sup>3</sup> каменной соли является ценным сырьем для производства. Создание единого комплекса по сооружению подземных резервуаров и переработке строительного рассола позволит производить: поваренную и техническую соль, кальцинированную соду, хлор, стекло.

Кооперация указанных производств с созданием подземных резервуаров в каменной соли дает следующие преимущества: уменьшение капитальных расходов создания подземных резервуаров, снижение себестоимости выпускаемой продукции всеми предприятиями технологического комплекса, значительное уменьшение экологической нагрузки на окружающую среду.

Основными критериями пригодности месторождений каменной соли для сооружения подземных аккумуляторов являются: мощность, конфигурация соляного тела и глубина его залегания. Эти три главных критерия определяют геометрическую форму и объем подземного резервуара.

Выбор технологии и способов сооружения подземных аккумуляторов энергоносителей зависит от структурных особенностей залежи, условий ее залегания, физико-химических свойств и других критериев, которые необходимо знать до начала проектирования подземного аккумулятора.

Снижение расходов на строительство и эксплуатацию подземных аккумуляторов является комплексной задачей, решение которой связано с обоснованием выбора технологий эксплуатации аккумулятора. Выбор технологии хранения продукта оказывает существенное влияние на технико-экономические показатели всего объекта.

Массивы каменной соли характеризуются значительной устойчивостью во времени, имеют практически ничтожную проницаемость, низкое (не более 1–3%) содержание влаги, склонность к пластическому течению, что приводит к быстрой залечиваемости образующихся дефектов (трещин) под действием веса залегающей толщи пород. Каменная соль имеет высокую теплопроводность. Пласты и массивы каменной соли перекрываются, как правило, породами с низкой проницаемостью, представляющими собой водоупоры.

В зависимости от объема хранимого продукта подземный аккумулятор может состоять из одного или из многих резервуаров. Выработки-емкости подземных резервуаров могут сооружаться в залежах каменной соли всех морфологических типов (пластовых, пластово-линзообразных, линзообразных, куполах и штоках).

Площадь распространения залежи соли выбирается с учетом размещения заданного количества резервуаров с промежутками между выработками и боковыми поверхностями соляной залежи.

При строительстве ПАВ в каменной соли методом подземного растворения через буровые скважины необходимо наличие следующих условий:

- достаточной мощности соляной залежи на необходимой глубине;
- источника пресной или маломинерализованной воды;
- возможностей удаления рассола с площадки строительства.

Глубина заложения выработок-емкостей определяется в зависимости от номенклатуры хранимых продуктов, ожидаемого внутреннего давления в подземном резервуаре, плотности выше залегающих горных пород и др.

Минимальная глубина заложения кровли,  $H_{\min}$ , м, выработки-емкости подземного резервуара, сооружаемого в непроницаемых горных породах определяется по формуле:

$$H_{\min} = \frac{P_{\max}}{\eta \cdot \rho_n \cdot g} + a,$$

где  $P_{\max}$  – максимально допустимое эксплуатационное давление, Па, принимаемое на уровне башмака основной обсадной колонны;  $\eta = 0.85$  – коэффициент надежности по нагрузке;  $a$  – длина необсаженной части скважины, м;

$\rho_n = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_i m_i}{\sum_{i=1}^n m_i}$  – усредненная плотность пород, залегающих выше башмака основной обсадной колонны, кг/м<sup>3</sup>;  $n$  – число слоев;  $\rho_i$  – плотность пород  $i$ -го слоя, кг/м<sup>3</sup>;  $m_i$  – мощность  $i$ -го слоя, м;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Технология, с помощью которой сооружаются подземные аккумуляторы в каменной соли через буровые скважины, называется гидроциркуляционной и основана на принципе циркуляционного воздействия воды (растворителя) на растворяющуюся поверхность массива каменной соли [12]. Подача растворителя в выработку и отбор раствора каменной соли из нее могут осуществляться через одну или через две скважины, пробуренные для одной выработки. Растворитель, выходя из водопадающей колонны скважины, вступает в контакт с соляной породой, растворяет ее, затем в виде раствора каменной соли поступает в рассолоподъемную колонну, через которую выводится на поверхность.

В процессе подземного растворения каменной соли под действием сил гравитации происходит стратификация рассола по высоте, которая приводит к преимущественному развитию верхней части выработки-емкости. С другой стороны, при нарушении естественного напряженно-деформированного состояния вмещающего массива каменной соли, вследствие создания выработки-емкости, требуется для сохранения устойчивости, преимущественное развитие ее нижней части. Следовательно, главной задачей формирования подземных выработок-емкостей является оптимальное преодоление противоречия между процессом развития верхней части выработки-емкости вследствие расслоения рассола по высоте и требованием сохранения устойчивости выработки-емкости под действием горного давления. Преодоление указанного противоречия является причиной разработки многочисленных технологических схем сооружения и способов управления формообразованием подземных выработок-емкостей.

В настоящее время управление формообразованием выработок-емкостей в процессе строительства осуществляется использованием:

- подачи оптимального количества растворителя в выработку-емкость;
- регулирования уровня нерастворителя;
- установления пространственных положений рабочих колонн по отношению друг к другу и по высоте выработки;
- организации режимов подачи растворителя в выработку;
- организации системы ввода нерастворителя в выработку.

Технологическая схема создания выработки-емкости вертикального типа выбирается в зависимости от конкретных горно-геологических характеристик пласта каменной соли (глубина, мощность, количество нерастворимых включений),

планируемого срока строительства, формы и допустимых размеров выработки-емкости по условиям устойчивости резервуара, вида нерастворителя и его влияния на чистоту аккумулируемого продукта.

Данная технология разработана при условиях, когда требуемая форма подземной выработки-емкости достигается поинтервальным растворением массива каменной соли. В пределах каждого интервала помещена выработка расчетного объема. Создание выработки расчетного объема обеспечивается путем применения различных режимов работы скважины (подачи растворителя) в сочетании с различными изменяемыми расстояниями между башмаками технологических подвесных колонн при ограничении развития выработки вверх с помощью нерастворителя.

Противоточный режим подачи растворителя рекомендуется применять при необходимости неравномерного растворения каменной соли по высоте интервала, приводящего к интенсивному развитию его верхней части. Прямоточный режим подачи растворителя рекомендуется применять при необходимости равномерного растворения каменной соли по высоте интервала.

В процессе проектирования определяются геометрические объемы и вместимость ПАВ и хранилища топливного газа. При реализации ВАГТУ вместимости подземных аккумуляторов природного газа и воздуха заранее известны и определяются мощностью ВАГТУ.

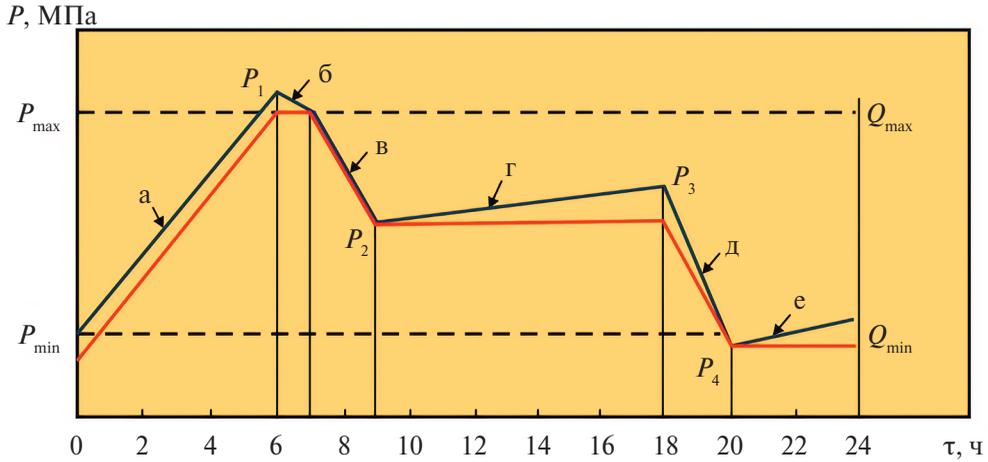
### ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ АККУМУЛЯТОРОВ ВОЗДУХА

ПАВ эксплуатируются в очень жестких условиях. Каждый день закачивается в подземный аккумулятор огромное количество воздуха и столько же или больше отбирается в зависимости от режима эксплуатации ВАГТУ. В более напряженных условиях эксплуатируются подземные резервуары воздуха, входящие в состав ВАВТУ. Поэтому необходимо определить оптимальную, экономически эффективную величину вместимости ПАВ, так как подземный аккумулятор по стоимости составляет значительную часть комплекса по регулированию системы энергопотребления.

Для определения геометрического объема (вместимости) ПАВ необходимо рассмотреть процесс его эксплуатации в разрезе суточного и недельного графика (цикла эксплуатации). На рис. 10 представлены графики изменения давления на оголовке скважины и объема воздуха в подземном аккумуляторе в режиме суточного цикла его эксплуатации, установленного согласно методикам [11].

Эксплуатация ПАВ в суточном режиме осуществляется следующим образом. Определяется время и продолжительность пикового спроса на ЭЭ в данном районе или пункте. На основании этого составляется график работы аккумулирующих объектов энергии и регенерирующих станций ЭЭ для сглаживания неравномерности электропотребления. Таким образом устанавливается, что пиковая генерирующая станция должна работать в течение четырех часов в сутки по два часа с 7 до 9 часов утра и с 18 до 20 часов вечера.

В соответствии с графиком выработки пиковой ЭЭ подземный аккумулятор осуществляет следующие эксплуатационные операции. Начиная с нуля часов до шести, производится закачка воздуха в ПАВ до давления  $P_1$  на оголовке скважины (участок графика – а). При закачке воздуха в ПАВ по мере увеличения давления растет и его температура. Учитывая низкий уровень процесса теплообмена между воздухом и



**Рис. 10.** Изменение давления воздуха на оголовке скважины (синяя линия) и объема воздуха в ПАВ (красная линия) в режиме суточного цикла его эксплуатации:  $P_{\max}$  — давление воздуха на оголовке скважины, соответствующее по времени началу утреннего отбора воздуха из ПАВ;  $P_{\min}$  — давление воздуха на оголовке скважины, соответствующее по времени концу суточного цикла эксплуатации ПАВ;  $Q_{\max}$  — объем воздуха в ПАВ, соответствующий по времени началу утреннего отбора воздуха из ПАВ;  $Q_{\min}$  — объем воздуха в ПАВ, в конце суточного цикла эксплуатации ПАВ.

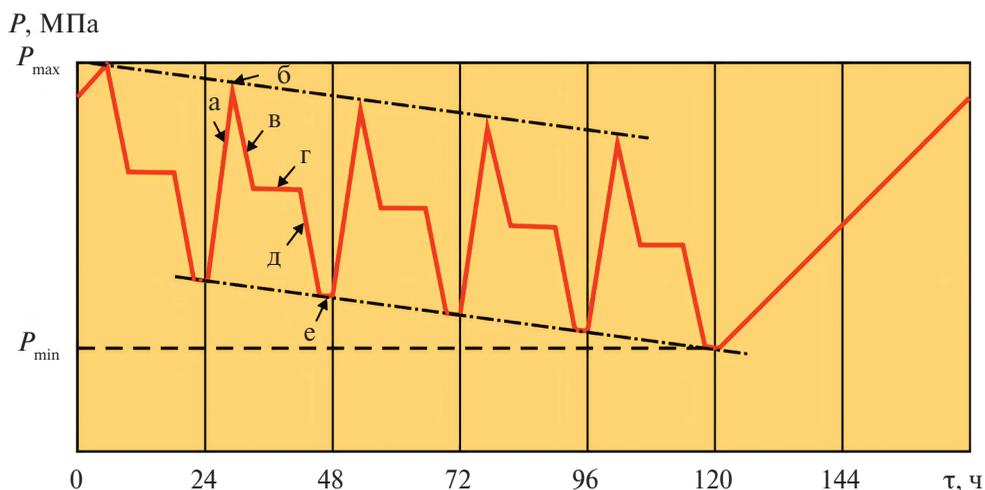
окружающими горными породами в ПАВ, давление воздуха увеличивается до значения  $P_1$ , которое выше проектного (расчетного)  $P_{\max}$ . Поэтому при остановке закачки воздуха с шести до семи часов давление на оголовке скважины уменьшается с  $P_1$  до проектного  $P_{\max}$  (отрезок графика — б).  $P_{\max}$  — проектное (расчетное) значение давления воздуха, необходимое для подачи его прямо в камеру сгорания двигателя газотурбинной установки.

С 7 до 9 часов происходит отбор воздуха из ПАВ (участок графика — в). В этом случае давление на оголовке скважины уменьшается до значения  $P_2$ . Уменьшается при отборе и температура воздуха, находящегося в ПАВ. Учитывая слабый процесс теплообмена между воздухом и окружающими ПАВ горными породами, температура воздуха вместе с давлением постоянно увеличиваются в течение дневной остановки (участок графика — г). С 9 до 18 часов давление поднимается до значения  $P_3$ , которое соответствует необходимому значению давления для осуществления процесса вечернего отбора воздуха из ПАВ.

В 18 до 20 часов производится вечерний отбор воздуха из ПАВ (участок графика — д). При этом давление воздуха на оголовке скважины адиабатически падает до значения  $P_4$  из-за низкого значения процесса теплообмена между воздухом и окружающими горными породами в подземном аккумуляторе.

В течение ночной остановки (отрезок графика — е) температура воздуха в ПАВ растет и, следовательно, увеличивается давление на оголовке скважины до значения  $P_{\min}$ , которое соответствует проектному (расчетному) значению для закачки воздуха в подземный аккумулятор в режиме суточного графика.

На рис. 11 приведен график изменения давления воздуха на оголовке скважины ПАВ в режиме недельного цикла его эксплуатации, иллюстрирующий изменение объема (количество) воздуха ПАВ.



**Рис. 11.** Изменение давления воздуха на оголовке скважины ПАВ в режиме недельного цикла его эксплуатации: а – закачка воздуха; б – утренняя остановка; в – утренний отбор воздуха; г – дневная остановка; д – вечерний отбор воздуха; е – ночная остановка.

Как видно из представленного графика количество воздуха в ПАВ каждый день равномерно уменьшается. Причиной является неравнозначность количества воздуха в процессах отбора из подземного аккумулятора и закачки в него. Как отмечено выше и видно на графике, каждодневный отбор воздуха из ПАВ больше, чем объем закаченного в него. Каждодневное значение давления воздуха на оголовке скважины (как максимальное, так и минимальное) равномерно уменьшается. Диапазон уменьшения давлений и, следовательно, объема воздуха наглядно показаны линиями, обозначенными пунктиром с точками.

Максимальное значение по давлению и объему воздуха достигается в понедельник в 6 часов утра. Минимальное значение – в пятницу в 20 часов.

Общий объем закаченного воздуха в ПАВ в режиме недельного графика эксплуатации составит:

$$Q_1 = 5 Q_2 + Q_3,$$

где  $Q_1$  – общий объем закаченного воздуха в ПАВ,  $m^3$ ;  $Q_2$  – объем дневной закачки воздуха в ПАВ в течение пяти дней (понедельник-пятница),  $m^3$ ; 5 – число дней, когда происходит закачка воздуха в ПАВ и отбор из него;  $Q_3$  – объем воздуха, закаченного в течение двух дней (суббота и воскресенье),  $m^3$ .

Общий объем воздуха, находящегося в ПАВ при максимальном давлении на оголовке скважины, соответствует по времени 6 часам в понедельник составит:

$$Q_4 = Q_5 + Q_1,$$

где  $Q_4$  – общий объем воздуха, находящегося в ПАВ,  $m^3$ ;  $Q_5$  – буферный объем воздуха, который равен минимальному значению воздуха, соответствующему по времени 20 часам в пятницу,  $m^3$ .

Объем активного воздуха, находящегося в ПАВ, в любой момент времени в рабочие дни генерирующей станции (понедельник-пятница), составит:

$$Q_6 = Q_1 - nQ_7 + nQ_2,$$

где  $Q_6$  – объем активного воздуха, находящегося в ПАВ, в любой момент времени,  $m^3$ ;  $Q_7$  – объем воздуха, отбираемого ежедневно из ПАВ,  $m^3$ ;  $n$  – количество полных рабочих дней (начало – понедельник, 6 часов утра).

Учитывая изложенные выше требования по пространственному размещению ВАГТУ, предлагается осуществлять строительство первых станций, оснащенных ВЭС вблизи города-порта Дудинка и поселения Хатанга, расположенных на территории Северо-Сибирского соленосного бассейна.

### ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОЦЕНКИ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Оценки технико-экономических характеристик предлагаемого способа производства энергии на базе ПАВ и ВАВТУ проведены на базе разработанной авторами модели, учитывающей затраты на строительство ПАВ с учетом его объема, ВАВТУ с учетом ее мощности и комплектующего ВАВТУ компрессорного, турбинного, электрического и прочего оборудования, а в случае использования ВЭС в качестве источника первичной энергии, необходимой мощности энергетические и стоимостные характеристики ВЭС с учетом местного ветропотенциала.

Разработанная модель численно реализована в виде компьютерной программы. Программа содержит базу технических и экономических данных источников энергии известных типов (традиционных топливных, возобновляемых, в том числе изучаемых в работе ВАВТУ и ВАГТУ, а также расчетный блок определения технико-экономических показателей ВАГТУ, ВАВТУ и электростанций задаваемого в программе типа.

Базовым показателем экономической эффективности ВАВТУ является себестоимость вырабатываемой ими ЭЭ ( $C_{ЭЭ}$ , у.е./кВт·ч), значение которой вычислено в данной работе по методике LCOE [13] с нулевым коэффициентом дисконтирования с учетом местных ветро-климатических факторов по формуле:

$$C_{ЭЭ} \approx [KZ_{уд} + \sum_{n=1}^N ЭЗ_{уд}^n(n)] / \sum_{n=1}^N E_{уд}^n(n),$$

где  $KZ_{уд}$  – удельные (на 1 кВт мощности ВАВТУ) суммарные капитальные затраты на транспортировку, строительство и пусконаладку ВЭС, ВАВТУ и ПАВ;  $ЭЗ_{уд}^n(n)$  – суммарные удельные (на 1 кВт) эксплуатационные затраты на ВЭС, ВАВТУ и ПАВ в  $n$ -м году работы за ресурсный период  $N$  лет;  $E_{уд}^n(n)$  – удельная (на 1 кВт ВАВТУ) выработка ЭЭ в  $n$ -м году работы.

Достоверность оценки  $C_{ЭЭ}$  в данной работе определена с точностью определения КЗ и ежегодных  $ЭЗ$  на ВЭС, ВАВТУ и ПАВ и ежегодной выработки энергии ВАВТУ на протяжении всего ресурсного срока их работы, принятого равным 25 лет ( $N = 25$ ).

Ежегодные удельные эксплуатационные затраты на ВЭС, ВАВТУ и ПАВ  $ЭЗ_{уд}^n(n)$  определены суммарными удельными затратами на ВЭС, ВАВТУ и ПАВ  $C^n$ , включающих затраты на оплату труда согласно [14] (180 тыс. руб.) обслуживающего административного и технического персонала численностью в

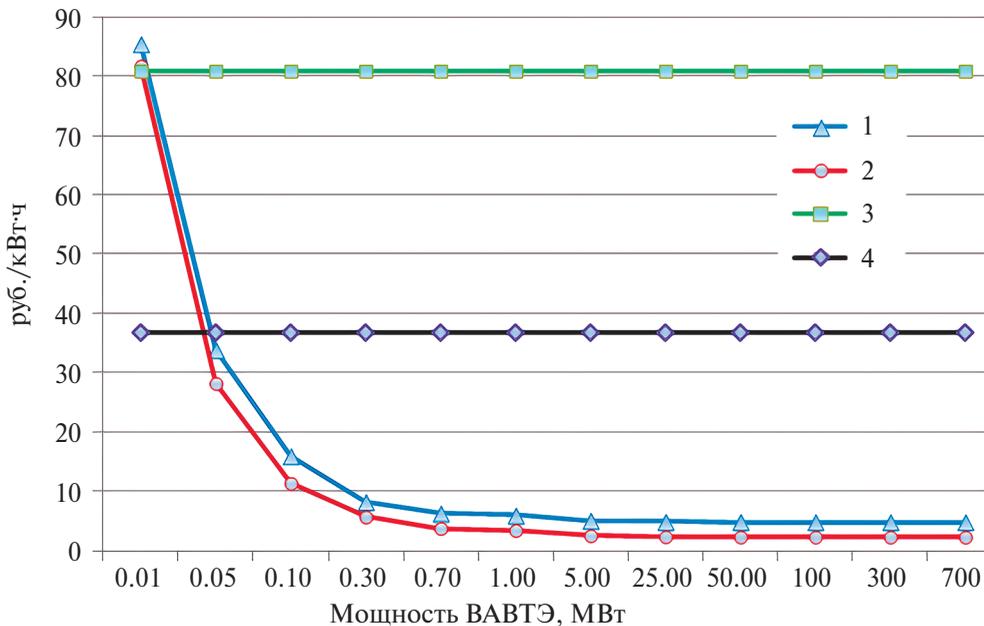
соответствии с нормативами для ТЭС [14], а также затраты на капитальные и оперативные ремонты всех компонентов энергостанции.

С использованием разработанной компьютерной программы, реализующей принятую методику, проведены параметрические расчеты показателей ВАВТУ и разных технических схем и масштабов и осуществлен их сравнительный анализ с показателями электростанций разных известных типов. Результаты расчетов использовались для верификации разработанной модели.

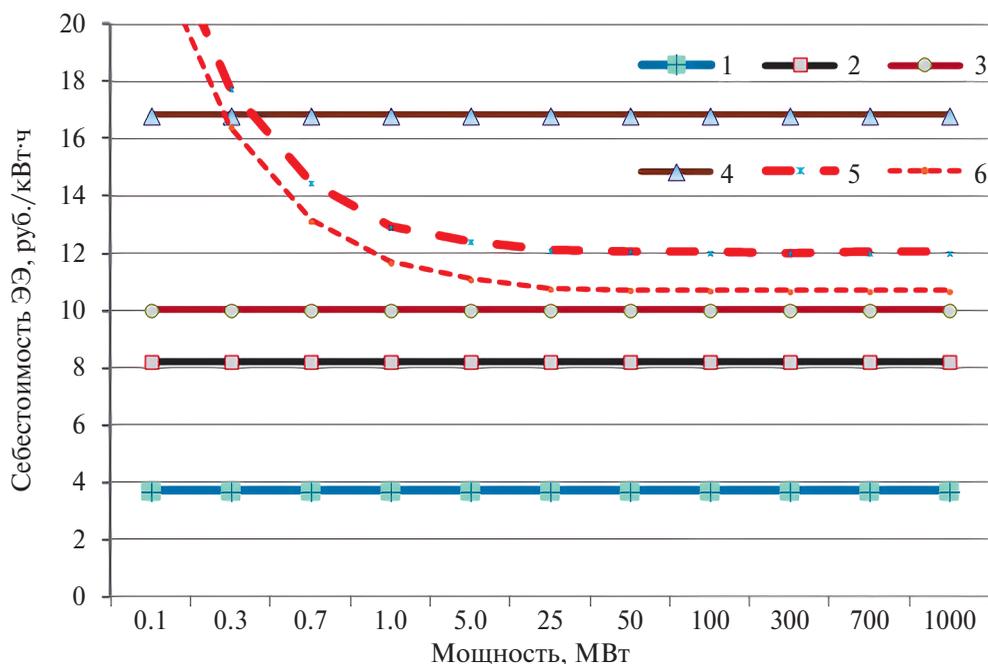
В статье для примера рассмотрены технико-экономические характеристики трех вариантов предлагаемого способа энергоснабжения на базе ВАВТУ.

В первом и втором вариантах проведены оценки для варианта использования ВАВТУ в энергосистеме Дудинки с суточным и недельным потреблением сжатого воздуха согласно графикам, приведенным на рис. 10 и 11. Закачка и аккумулярование воздуха в ПАВ производится в ночной период с использованием ЭЭ по ночному тарифу. В качестве базового экономического показателя ВАВТУ использована себестоимость ЭЭ, руб./кВт·ч, полученная с ее помощью. Расчетные результаты себестоимости ЭЭ для суточного и недельного режимов эксплуатации ВАВТУ, а также значения дневного и ночного тарифов на ЭЭ в Дудинке приведены на рис. 12.

Суммарные КЗ и ЭЗ на ВАВТУ существенным образом зависят от мощности ВАВТУ, при этом вклад затрат на строительство и эксплуатацию ПАВ, слабо зависит от его объема. Себестоимость ЭЭ ВАВТУ достигает экономически приемлемых значений (ниже как дневного, так и ночного тарифа) при установленной мощности более 5 МВт.



**Рис. 12.** Себестоимость ЭЭ ВАВТУ с недельным и суточным производством и потреблением сжатого воздуха: 1 – ВАВТУ с недельным запасом воздуха в ПАВ; 2 – ВАВТУ с суточным запасом; 3 – дневной тариф на ЭЭ; 4 – ночной тариф на ЭЭ.



**Рис. 13.** Сравнение себестоимости ЭЭ традиционных топливных источников энергии и ВАНТУ с трехсуточным производством и потреблением сжатого воздуха: 1 – ТЭЦ на газе; 2 – ТЭЦ на угле; 3 – ТЭЦ на мазуте; 4 – ДЭС; 5 – ВАНТУ в районе пос. Хатанги; 6 – ВАНТУ в районе пос. Диксон.

Согласно полученным оценкам, использование ВАНТУ в энергосистеме г. Дундинки может существенно снизить стоимость потребляемой ЭЭ в период ее пикового (утреннего и вечернего) и дневного потребления. В методических исследованиях на базе развитой экономической модели ВАНТУ установлены наиболее значимые факторы стоимости энергоснабжения на базе ВАНТУ. К ним относятся капитальные затраты (КЗ) на строительство ПАВ (1000 руб./м<sup>3</sup>), энергетическая эффективность компрессоров (кВт/кВт ВАНТУ) и КЗ на них, а также КЗ системы осушки, очистки и подогрева воздуха, и мощности и производительности насосов, обеспечивающих строительство подземного хранилища воздуха.

В третьем случае проведены оценки инновационного варианта использования ПАВ и ВАНТУ в снабжении поселков Хатанга и Диксон “зеленой” электрической и тепловой энергией с использованием ВЭС в качестве первичного источника энергии, питающего систему компрессии, очистки, осушения и подогрева воздуха. На рис. 13 приведены расчетные значения себестоимости энергии, вырабатываемой в этом варианте в сравнении с альтернативными вариантами энергоснабжения на базе известных топливных электростанций.

Вариант предусматривает трехсуточный запас сжимаемого до 60 атм воздуха в ПАВ (в соответствии с установленной вероятностью простоев ВЭС в Хатангском районе при безветрии и малых скоростях ветра). Номинальная мощность ВАНТУ выбрана из расчета среднегодового энергоснабжения рассмотренных поселков на уровне среднегодового коэффициента использования установленной (номинальной)

мощности ( $K_{\text{ИУМ}}$ ) наиболее энергетически эффективных в настоящее время ВЭС с учетом коэффициентов неидеальности ВЭС, равного 0.84 и рассчитанного по данным метеорологических и аэрологических станций, расположенных в районе Хатанги ( $K_{\text{ИУМ}}$  порядка 26.6%) и Диксона ( $K_{\text{ИУМ}}$  порядка 37.6%).

Расчетная себестоимость ВАВТУ, заметно проигрывая себестоимости ТЭЦ на газе (отсутствующим в поселков Хатанга и Диксон), выглядит вполне конкурентоспособной по сравнению с альтернативными на базе рассматриваемых для Хатанги и Диксона угольных и дизельных электростанций и приближается по себестоимости к ЭС на угле.

Наиболее значимыми факторами, определяющими экономические показатели энергоснабжения на базе ВАВТУ и ВЭС, помимо КЗ на строительство ПАВ, на устройство системы компрессии, сушки, очистки и подогрева воздуха, согласно методическим исследованиям являются энергетическая эффективность ВЭС и определяющие ее значения ветроэнергетического потенциала. Так, при увеличении  $K_{\text{ИУМ}}$  ВЭС с 26.6 до 37.6% (при расположении ВЭС соответственно в районах Хатанги и Диксона) себестоимость ЭЭ ВАВТУ заметно снижается с 12.04 до 10.67 руб./кВт·ч.

## ВЫВОДЫ

Исследованные и предлагаемые в статье инновационные способы производства энергии на базе ВАВТУ представляются весьма перспективными для повышения эффективности энергоснабжения как в рассмотренных районах, так и в других регионах России с наличием мощных залежей соли и высоким ветровым потенциалом.

Технологии подземной аккумуляции сжатых газов и воздуха, помимо задач хранения энергоносителей, могут представлять практический интерес при решении проблемы захоронения углекислого газа. Совместное использование ВАВТУ и ВИЭ, помимо получения зеленой энергии, может оказаться эффективным для получения водорода и его производных.

Полученные и весьма обнадеживающие результаты, представленные в данной статье, свидетельствуют о целесообразности дальнейшего исследования в направлении развития технологии ВАВТУ и ПАВ и возможного их использования.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Комплексная программа социально-экономического развития Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района. – Р/д.: <http://www.regionz.ru/index.php>
2. Генеральный план Муниципального образования “Город Дудинка, 2021”. Электронный ресурс: <http://www.gorod-dudinka.ru/gradostroitelstvo/generalnyj-plan-goroda-dudinki>
3. Приказы Министерства тарифной политики Красноярского края от 29.12.202 г. № 114-э и № 108-э.
4. Приложение № 4 к постановлению Администрации города Дудинки от 23.05.2023 № 60.
5. Приказ министерства тарифной политики Красноярского края от 20.12.2021 № 447-п.
6. Стратегия социально-экономического развития Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района до 2030 года. 2019 г.
7. *Троицкий В.* Хатанга. Города и поселки Красноярского края. — Красноярское книжное издательство, 1987.

8. Генеральный план муниципального образования “Сельское поселение Хатанга”, 2012 г. Электронный реурс: <http://hatanga24.ru/opendata/generalnyy-plan-sela-khatanga/>
9. Nikolaev V.G. Resource and feasibility study of large-scale development and use of wind power in Russia. “АТМОГРАФ”, 2011.
10. Ганага С.В., Кудряшов Ю.И., Николаев В.Г., Николаев В.В. Методика определения оптимальных параметров энергокомплексов на базе дизельных, газопоршневых, газотурбинных и ветровых и фотоэлектрических установок с учетом местного ветрового и солнечного потенциала и графиков потребляемой мощности. Сб. труд. межд. науч. прак. конф. Возобновляемая и малая энергетика. Москва, 2015. С. 78–93.
11. Казарян В.А. Физико-технические основы крупномасштабного подземного аккумулирования энергоносителей. Ижевский институт компьютерных исследований. Москва–Ижевск. 2023. 1070 с.
12. Казарян В.А. Н. А. Эдиашвили, А. И. Игошин, В. Г. Грицаенко, В. А. Котова. Геологические и технологические основы строительства и эксплуатации подземных хранилищ газонефтепродуктов в отложениях каменной соли. Ижевский институт компьютерных исследований. Москва–Ижевск. 2023. 760 стр. 709.
13. ГОСТ Р 7092 2023. Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Ветроэлектрические станции. Рекомендации по определению ветроклиматических характеристик и технико-экономических показателей малых ветроэнергетических установок. ФГБУ “РСТ”, 186 с.
14. Нормативы численности промышленно-производственного персонала электростанций с газотурбинными стационарными установками. ОАО “ЦОТэнерго”. Утверждены заместителем Председателя Правления ОАО РАО “ЕЭС России” Я.М. Уринсоном 03.12.2004.

## Technological Prospects for Industrial Energy Supply Based on Wind and Air Turbine Power Plants with Underground Compressed Air Accumulators

V. A. Kazaryan<sup>1,\*</sup>, V. G. Nikolaev<sup>2</sup>, N. N. Kostenko<sup>1,\*\*</sup>, R. Z. Akhmetzyanov<sup>1,\*\*\*</sup>,  
A. A. Gamova<sup>2,\*\*\*\*</sup>, Y. A. Sizova<sup>1,\*\*\*\*\*</sup>

<sup>1</sup>Limited Liability Company “Gazprom geotechnology”, Moscow, Russia

<sup>2</sup>Autonomous Non-Profit Organization “Scientific Information Center “АТМОГРАФ”  
(ANO SIC “АТМОГРАФ”), Moscow, Russia

\*e-mail: v.kazaryan@gazpromgeotech.ru

\*\*e-mail: N.Kostenko@gazpromgeotech.ru

\*\*\*e-mail: R.Akhmetzyanov@gazpromgeotech.ru

\*\*\*\*e-mail: atmograph@gmail.com

\*\*\*\*\*e-mail: y.sizova@gazpromgeotech.ru

An analysis of energy supply technologies for consumers of megawatt power according to given schedules of consumption of electrical and thermal energy based on wind power plants and air turbine units with underground compressed air accumulators in the geological and climatic conditions of the Russian Arctic in the area of the Taimyr Peninsula is given and in the areas adjacent to it. An analysis of the wind energy potential in the studied region, as well as modern technologies for its industrial transformation and use, was carried out. The basics

of the creation and use of underground storage facilities for the accumulation of compressed air and natural gas created in rock salt deposits are outlined, taking into account the climatic and geological conditions of the Russian Arctic. The physical foundations and technologies of pneumatic conversion and use of air as an energy carrier are considered. A conceptual scheme has been developed for converting the energy supply of the ports of Dudinka and Khatanga to “green” energy. Energy and economic assessments of the proposed method of energy production based on wind farms and air turbine units with underground compressed air accumulators were carried out.

*Keywords:* electricity, energy resources, wind power plants, energy storage, air compression, capital and operating costs, cost of electricity