



# ОПТИМИЗАЦИЯ ДОСТАВКИ ВОДОРОДА ПОТРЕБИТЕЛЯМ С АВТОНОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКОЙ

**ИГОРЬ РОДИЧКИН**

*Эксперт Национальной ассоциации СПГ*

**ВЛАДИСЛАВ КАРАСЕВИЧ**

*Доцент базовой кафедры ВИЭ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина*

Каким образом доставить водород экономично и технологично, исходя из отечественных реалий, показывает модель Водородного Калькулятора.

## Введение

Недавно закончившийся 20-й век показал ярчайший пример, как раздел физики о слиянии и делении ядер атомов за мгновение в человеческой истории – каких-то полвека – превратился из чисто теоретического в прикладной. Причина в том, что это касается энергии – самой необходимой составляющей жизни и развития человечества.

Точно таким же путем развивается водородная энергетика в 21-м веке. Кто-то считает ее непрактичной выдумкой тех, кому не нравятся углеводороды, кто-то счи-

тает ее панацеей от энергетических кризисов, кто-то – ключом к дальнейшему развитию.

Нам представляется, что водородная энергетика, также как и ядерная, займет свое достойное место в балансе мировой и российской энергетики. Для понимания этого места необходимо определить границы ее применимости.

В практической плоскости это ставит вопрос: насколько конкурентен водород как энергоноситель относительно других энергоносителей, а также какие существуют наиболее оптимальные способы его производства и доставки потребителю.

В итоге для решения этой задачи родилась концепция Водородного Калькулятора (ВК), позволяющего оценить финансовые и энергетические издержки для этапов различных способов поставки водорода.

В данной статье описаны концепция ВК, основные исходные параметры и результаты типового расчета для малотоннажного объема, с транспортировкой метана, водорода и аммиака в сжиженном виде в танк-контейнерах до региональных отечественных потребителей в пределах 2 тыс. км, а также для среднетоннажного объема (по аналогии с СПГ, на основе концепции, изложенной в работе «Среднетоннажный СПГ в России: между небом и землей» [1]), с транспортировкой в цистернах, танкерах и трубопроводах в пределах 4 тыс. км. В качестве объекта сравнения использован вариант производства водорода на месте потребления с помощью электролизера с получением электроэнергии от местного автономного нестабильного источника (СЭС или ВЭС).

### Исходные данные, параметры и предположения

Идея хотя бы частичного замещения выработки электроэнергии в автономных системах с ДЭС энергией ветра и солнца усиленно прорабатывается уже давно. И этому есть простое объяснение: стоимость дизтоплива, применяемого в ДЭС, из-за особенностей логистики «северного завоза» поднимается в разы. В этих условиях можно говорить о конкурентоспособности собственной генерации на базе ВИЭ.

По данным исследования АЦ при Правительстве РФ «Объекты генерации в изолированных и труднодоступных территориях в России», на изолированных территориях располагается более 1 ГВт установленной мощности дизельной генерации. Из-за сложной логистики по доставке дизельного топлива, оборудования и комплектующих (это может быть не только сезонный завоз, возможный в ограниченный период года, но и доставка региональной авиацией) себестоимость 1 кВт\*ч электроэнергии в большинстве населенных пунктов – 30-60 рублей, часто – 100-150 рублей, в отдельных случаях может достигать 200-300 рублей [2].

В таких условиях целесообразно развивать автономное энергоснабжение на базе местных источников энергии, включая ВИЭ. Исследования в направлении определения такого способа генерации электроэнергии в местной энергетической «корзине» ведутся давно и системно. Например, для села Саная в Якутии [3].

Однако неравномерность потребления электроэнергии можно выравнивать не только подгонкой мощности генерации ВИЭ ниже уровня локального по времени потребления, но и с помощью электрохимических аккумуляторов, и с помощью систем накопления энергии (СНЭ),

имеющих в своем составе модули производства, хранения и использования водорода.

Автономная энергосистема состоит из локальной генерации электроэнергии и тепла (это может быть как энергия ВИЭ, так и дизельная генерация). С целью снижения использования дизельного топлива и стабилизации работы автономной системы целесообразно использовать накопители энергии. За качество электроэнергии должен отвечать опорно-балансирующий накопитель, в качестве которого чаще всего выступает электрохимический аккумулятор. Частичное или полное сглаживание суточной и сезонной неравномерности может достигаться за счет применения СНЭ.

В зависимости от типа генерации на базе ВИЭ и ее расположения, СНЭ также могут существенно различаться, в том числе и по емкости, и мощности.

Так, при сглаживании сезонных неравномерностей ветрогенерации количество дней, в которые ВЭУ (ветряные энергетические установки) не работают из-за слишком слабого или слишком сильного ветра, обычно не превышает 20 дней, а мощность накопителя энергии для его балансировки не превышает 5% от годового потребления энергии. Например, для населенного пункта на 250 жителей емкость накопителей составит 50-75 тыс. кВт\*ч, или 25-38 тыс. м<sup>3</sup> по водороду при КПД его использования 65%.

В случае же с солнечной генерацией уровень солнечной радиации летом и зимой существенно различается, а в зимние месяцы во многих регионах России выработка солнечной энергии падает до нуля. В этом случае, чтобы заменить дизель, необходимая мощность накопителей энергии может достигать 50% от годового энергопотребления. Для населенного пункта на 250 жителей емкость накопителей составит 350-500 тыс. кВт\*ч, или 175-250 тыс. м<sup>3</sup> по водороду при КПД 65%.

Как известно, стоимость водорода, получаемого электролизом, при прочих равных выше, чем при его производстве из полезных ископаемых. Однако при местном производстве водорода не возникает затрат на его транспортировку. Поэтому интересно сравнить стоимость такого водорода и водорода, произведенного в промышленных условиях и доставленного в населенный пункт различными видами транспорта с различным плечом доставки.

Поскольку наиболее экономически выгодным в реальной экономике на сегодняшний день является производство водорода из сырьевого природного газа (70% мирового производства водорода осуществляется по такой технологии), целесообразно проследить цепочку затрат (денежных и энергетических) от газовой скважины до потребителя.

Рассчитано 18 цепочек производства и транспортировки (см. таблицу 1 «Этапы производства и доставки водорода»):

Годовой объем природного газа 10 млн м<sup>3</sup> для малотоннажного производства и транспортировки выбран исходя

из того, что он попадает в разряд малотоннажного производства по ГОСТ Р 55892-2013 и легко масштабируется.

Годовой объем природного газа 2235 млн м<sup>3</sup> для среднетоннажного производства и транспортировки выбран исходя из того, что такое количество природного газа необходимо для производства 2 млн тонн аммиака. Транспортировка такого количества регулярно осуществляется ПАО «Трансаммиак» от АО «Тольяттиазот» до границы Россия-Украина трубопроводным аммиакопроводом, с доступными для анализа технико-экономическими параметрами. Также объем 2,235 млрд м<sup>3</sup> природного газа позволяет производить до 1,6 млн тонн в год сжиженного природного газа, что находится в пределах среднетоннажных объемов с соответствующей транспортировкой.

Стоимость природного газа на месте его производства принята 2 руб./м<sup>3</sup>. При этом предполагается, что других источников энергии на месте нет, поэтому для сжи-

жения и конверсии на месте добычи природного газа часть газа используется для энергетики этих процессов.

Для пересчета стоимости иностранного оборудования для российских условий приняты коэффициенты 70 руб./\$ и 70 руб./€.

Срок службы трубопроводов и оборудования принят 20 лет.

Для транспортировки малотоннажных объемов автомобильным, ж/д и водным транспортом были выбраны танк-контейнеры с похожими объемами и доступными технико-экономическими параметрами (см. таблицу 2 «Параметры танк-контейнеров»).

Для расчета показателей перевозки среднетоннажных объемов водным транспортом использованы технико-экономические параметры следующих специализированных судов:

- экспериментальный морской перевозчик сжиженного водорода LH2 Suiso Frontier 2022 г.,

Таблица. Этапы производства и Подоставки водорода

Добыча и предварительная переработка природного газа	Малотоннажное производство	Малотоннажное сжижение природного газа	Транспортировка сжиженного природного газа в танк-контейнерах авто, ж/д и водным транспортом	Регазификация сжиженного природного газа	Конверсия природного газа в водород	
		Конверсия природного газа в водород	Сжижение водорода	Транспортировка сжиженного водорода в танк-контейнерах авто, ж/д и водном транспортом	Регазификация водорода	
		Малотоннажное производство и сжижение аммиака	Транспортировка сжиженного аммиака в танк-контейнерах авто, ж/д и водном транспортом	Регазификация аммиака	Регидрация аммиака	
	Среднетоннажное производство	Транспортировка природного газа трубопроводом				Конверсия природного газа в водород
		Среднетоннажное сжижение природного газа	Транспортировка сжиженного природного газа в цистернах ж/д или танкерами	Регазификация сжиженного природного газа		
		Конверсия природного газа в водород				Транспортировка водорода трубопроводом
			Сжижение водорода	Транспортировка сжиженного водорода в цистернах ж/д или танкерами	Регазификация водорода	
		Среднетоннажное производство и сжижение аммиака	Транспортировка сжиженного аммиака трубопроводом	Транспортировка сжиженного аммиака в цистернах ж/д или танкерами	Регазификация аммиака	

Таблица 2. Параметры танк-контейнеров

Параметр	Ед. изм.	T50	T75	ГелийМаш
Цена	\$	18 450	32 000	698 934
Объем рабочий	м <sup>3</sup>	51,8	45	40
Давление рабочее	Мпа	1,8	1,61	0,5
Масса продукта	кг	21 760	18 900	4 500
Габариты	мм	12023x2413	12191x2438	12192x2438
Масса порожнего	кг	11 300	14 100	20 500
Масса заполненного	кг	36 000	35 000	26 200
К-т заполнения	б/р	0,9	0,9	0,9

- бункеровщик СПГ «Дмитрий Менделеев» 2021 г.,
- гипотетический перевозчик аммиака с параметрами, в основном идентичными параметрам бункеровщика СПГ «Дмитрий Менделеев» 2021 г., но с изъятием стоимости двух электрогенераторов и потребления ими топлива для обслуживания СПГ-танков.

Все три судна оборудованы двигателями на дизельном топливе, стоимость которого принята 40 тыс. руб./т.

Для перевозки среднетоннажных объемов аммиака ж/д транспортом взяты стандартные ж/д цистерны.

Для транспортировки природного газа и водорода трубопроводами достаточно полных российских данных найти не удалось, поэтому были использованы технико-экономические параметры зарубежных проектов, с рекомендуемыми в них коэффициентами пересчета мощности и стоимости между трубопроводами природного газа и водорода [4].

## Методология исследования

Поскольку целью данной работы является сравнение различных способов получения и транспорта водорода для peak-shaving штатных энергетических устройств в населенных пунктах России и ближайших регионов, в первую очередь необходимо определиться с объектом сравнения.

Водород – в промышленных масштабах не добывается и производится из различных видов ископаемых топлив или электроэнергии. В этом смысле он – вторичный продукт, и его производство связано с большими материально-финансовыми и энергетическими затратами. Поэтому необходимо определить, каким способом его можно производить, не имея в распоряжении энергоносителей, добываемых на местном уровне в промышленных масштабах.

Как отмечено выше, наиболее универсальным и доступным для этого является производство водорода электролизерами с электроэнергией от ВИЭ, имеющих нестабильный по времени график производства. В этом случае излишки электроэнергии, производимой в периоды превышения мощности генерации над мощностью по-

требления, возможно и часто рентабельно запасать в электрохимических или других аккумуляторах.

По данным конкурсных отборов 2021 года, актуальная стоимость электроэнергии СЭС и ВЭС, строящихся по программе ДПМ, составляет 4,3-6,4 руб./кВт\*ч [5]. Приблизительно столько же стоит электроэнергия для промышленных потребителей и населения Республики Саха-Якутия: 3-8 руб./кВт\*ч [6]. Эти данные нужны для дальнейшего сравнения, потому стоимость электроэнергии для конечного потребителя в дальнейших расчетах принята 5 руб./кВт\*ч.

Для каждой цепочки последовательно считались количество произведенного продукта на каждой стадии, финансовые и энергетические затраты:

- для расчета параметров производства СПГ использовался программный продукт «Калькулятор СПГ» (раздел «Производство»). Для расчета параметров транспорта СПГ, сжиженного водорода и аммиака в танк-цистернах использовался программный продукт «Калькулятор СПГ» (раздел «Логистика»).
- для расчета параметров регазификации сжиженных природного газа, водорода и аммиака использованы данные из открытых источников [7].
- для расчета параметров трубопроводного транспорта природного газа и водорода использованы данные исследования «European Hydrogen Backbone...» [8].
- для расчетов технико-экономических параметров производства и регидрации аммиака использованы данные из открытых источников [9], [10].
- для расчетов технико-экономических параметров парогазовых конвертеров  $\text{CH}_4$  в  $\text{H}_2$  и ожижителей водорода использованы данные продукции Air Liquide [11].
- для расчетов технико-экономических параметров электролизеров использованы данные специализированного журнала PV magazine [12].
- для расчета энергетических потерь при транспортировке ж/д и водным транспортом использованы данные DB Group 2018 Financial Year [13].

### Результаты исследования и выводы

Результаты расчетов (см. таблицу 3 «Стоимость и энергетические затраты при поставке произведенного из природного газа водорода, в сравнении со стоимостью и энергетическими затратами водорода, произведенного электролизом на месте потребления») показывают, что:

- Увеличение масштаба производства и транспортировки в 22 раза снижает издержки до 45% финансовых и до 22% энергетических затрат и повышает производительность производства водорода на 10-14%.
- Наиболее экономичным по финансовым затратам получается водород, доставленный для малотоннажных объемов авто- и ж/д транспортом СПГ с последующей

Таблица 3. Стоимость и энергетические затраты при поставке произведенного из природного газа водорода, в сравнении со стоимостью и энергетическими затратами водорода, произведенного электролизом на месте потребления

10 000 000				2 235 000 000			
Nm <sub>3</sub>				Nm <sub>3</sub>			
Стоимость H <sub>2</sub> , руб/м <sup>3</sup>							
расстояние, км	500	1 000	2 000	расстояние, км	1 000	2 000	4 000
<b>CH<sub>4</sub>-LNG-H<sub>2</sub></b>				<b>CH<sub>4</sub>-LNG-H<sub>2</sub></b>			
авто	6,2	7,4	9,1	трубопровод	3,5	4,7	7,2
ж/д	7,5	7,8	8,7	ж/д	6,5	7,7	11,0
судно	8,9	8,9	9,0	судно	4,0	4,2	4,6
<b>CH<sub>4</sub>-LH<sub>2</sub>-H<sub>2</sub></b>				<b>CH<sub>4</sub>-LH<sub>2</sub>-H<sub>2</sub></b>			
авто	8,4	12,7	17,7	трубопровод	3,8	5,8	9,8
ж/д	39,8	43,3	57,0	ж/д	43,5	57,2	78,0
судно	17,3	18,3	20,4	судно	16,4	24,7	40,4
<b>CH<sub>4</sub>-Амто-H<sub>2</sub></b>				<b>CH<sub>4</sub>-Амто-H<sub>2</sub></b>			
авто	10,6	11,7	13,3	трубопровод	8,2	8,6	9,5
ж/д	11,5	11,7	12,4	ж/д	9,9	10,6	11,7
судно	13,0	13,0	13,1	судно	7,9	8,0	8,3
<b>Электролиз</b>				<b>Электролиз</b>			
на месте	26,4	26,4	26,4	на месте	26,4	26,4	26,4
Затраты энергии на производство и транспорт H <sub>2</sub> , МДж/м <sup>3</sup>							
расстояние, км	500	1 000	2 000	расстояние, км	1 000	2 000	4 000
<b>CH<sub>4</sub>-LNG-H<sub>2</sub></b>				<b>CH<sub>4</sub>-LNG-H<sub>2</sub></b>			
авто	7,2	7,5	8,2	трубопровод	4,1	4,4	5,2
ж/д	7,0	7,1	7,2	ж/д	4,6	4,8	5,2
судно	6,9	6,9	7,0	судно	4,5	4,5	4,6
<b>CH<sub>4</sub>-LH<sub>2</sub>-H<sub>2</sub></b>				<b>CH<sub>4</sub>-LH<sub>2</sub>-H<sub>2</sub></b>			
авто	11,2	11,9	13,2	трубопровод	4,0	4,2	4,8
ж/д	10,8	10,9	11,3	ж/д	10,9	11,3	12,0
судно	10,6	10,7	10,8	судно	10,6	10,6	10,7
<b>CH<sub>4</sub>-Амто-H<sub>2</sub></b>				<b>CH<sub>4</sub>-Амто-H<sub>2</sub></b>			
авто	13,9	14,3	15,0	трубопровод	13,7	13,8	14,1
ж/д	13,7	13,8	14,0	ж/д	13,8	14,0	14,3
судно	13,6	13,6	13,7	судно	13,6	13,6	13,7
<b>Электролиз</b>				<b>Электролиз</b>			
на месте	18,0	18,0	18,0	на месте	18,0	18,0	18,0
16 026 951 – 20 393 281		Nm <sub>3</sub>	H <sub>2</sub>	3 927 683 824 – 5 525 844 828			Nm <sub>3</sub>

регазификацией и конвертацией на месте в водород на малые и средние расстояния и ж/д на большие расстояния, для среднетоннажных объемов – трубопроводным транспортом водорода на малые расстояния и водным транспортом СПГ с последующей регазификацией и конвертацией на месте в водород на средние и большие расстояния.

- По энергетическим затратам наиболее экономично поставлять водород для малотоннажных объемов – водным транспортом СПГ с последующей регазификацией и конвертацией на месте в водород, для среднетоннажных объемов – трубопроводным транспортом водорода на малые и средние расстояния и водным транспортом СПГ на дальние расстояния с последующей регазификацией и конвертацией на месте в водород.
- Аммиак как носитель водорода был бы наиболее выгоден как по энергетическим, так и по финансовым затратам, но только при нулевых затратах энергии и финансов при его регидрации (выделении водорода из аммиака), что невозможно физически. В случае конечного использования не водорода из аммиака, а самого аммиака – это препятствие устранимо. Но в таком случае речь идет об использовании водорода в связанном виде, а связан водород может быть и с углеродом, но это будут углеводороды, которые можно использовать напрямую, без конверсии в водород, и которые поставлять выгоднее, чем водород и аммиак, для энергетики.
- Водород, произведенный на месте электролизером, по стоимости дешевле только самого убыточного варианта – поставки сжиженного водорода ж/д транспортом. Это связано в меньшей мере со стоимостью электролизеров и в большей мере – со стоимостью электроэнергии. По энергетике – такой водород наиболее затратен из рассмотренных вариантов.
- Для того чтобы у потребителя появился 1 м<sup>3</sup> водорода с энергоемкостью 10,8 МДж (низшая теплотворная способность), необходимо потратить на операции по его производству и доставке 4-15 МДж (0,3-1,4 его энергоемкости), или 18 МДж (1,4-1,7 его энергоемкости) при производстве на месте потребления.

**P.S.:** Понятно, что публикация результатов без промежуточных выкладок позволяет усомниться в правильности и объективности расчетов. Однако полное описание расчета в рамках статьи отраслевого журнала практически невозможно, да и не нужно. Авторы готовы к детальному обсуждению результатов, алгоритма и возможностей ВК с заинтересованными в конструктивном диалоге сторонами, для определения перспективных путей развития водородной энергетики России. ❗

## Список литературы

1. Среднетоннажный СПГ в России – между небом и землей. А. Климентьев, Т. Митрова, А. Собко, И. Родичкин и др. // [https://www.researchgate.net/publication/330006307\\_Srednetonnaznyj\\_SPG\\_v\\_Rossii\\_-\\_mezdu\\_nebom\\_i\\_zemlej](https://www.researchgate.net/publication/330006307_Srednetonnaznyj_SPG_v_Rossii_-_mezdu_nebom_i_zemlej);
2. Объекты генерации в изолированных и труднодоступных территориях в России, аналитический доклад, АЦ при Правительстве РФ, 2020 год, [https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/analitika/%D0%B3%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B0%D1%86%D0%B8%D0%B8\\_%D0%B2\\_%D0%98%D0%A2%D0%A2.pdf](https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/analitika/%D0%B3%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B0%D1%86%D0%B8%D0%B8_%D0%B2_%D0%98%D0%A2%D0%A2.pdf);
3. Оценка экономической эффективности использования ветроэлектростанций в Олекминском улусе Якутии, [https://www.elibrary.ru/download/elibrary\\_25323906\\_55900552.pdf](https://www.elibrary.ru/download/elibrary_25323906_55900552.pdf);
4. Pre-feasibility Study for a Danish-German Hydrogen Network April 2021 // <https://en.energinet.dk/-/media/5E43188402D54575B20D13A876FE221A.pdf>;
5. Перечень отобранных проектов ВИЭ 2021 год // [https://www.atsenergo.ru/sites/default/files/proresults/2021\\_perechen\\_otobrannyh\\_proektov.xls](https://www.atsenergo.ru/sites/default/files/proresults/2021_perechen_otobrannyh_proektov.xls);
6. Тарифы на электроэнергию Якутскэнерго // [https://yakutskenergo.ru/opening\\_information/reg\\_goods/electro.php](https://yakutskenergo.ru/opening_information/reg_goods/electro.php);
7. Строительство системы приема, хранения и регазификации (СПХР) сжиженного природного газа (СПГ) в г. Невельске. Запрос предложений // <https://www.rts-tender.ru/poisk/id/I0361300025720000124-1/>;
8. European Hydrogen Backbone. How a dedicated hydrogen infrastructure can be created July 2020 // [https://gasforclimate2050.eu/?smd\\_process\\_download=1&download\\_id=471](https://gasforclimate2050.eu/?smd_process_download=1&download_id=471);
9. Современное состояние и перспективы развития производства аммиака в России. Химические технологии и продукты №4 2018 // <https://cyberleninka.ru/article/n/sovremennoe-sostoyanie-i-perspektivy-razvitiya-proizvodstva-ammiaka-v-rossii/viewer>;
10. Новый экспорт: «Еврохим» запустил производство аммиака. 07.06.2019 // <https://www.gazeta.ru/business/2019/06/07/12400969.shtml?updated>;
11. Technology Handbook. Air Liquide Engineering & Construction June 2021, version 2.0;
12. Electrolyzer overview: Lowering the cost of hydrogen and distributing its production // [https://pv-magazine-usa.com/2020/03/26/electrolyzer-overview-lowering-the-cost-of-hydrogen-and-distributing-its-productionhydrogen-industry-overview-lowering-the-cost-and-distributing-production/#:~:text=Price%20strategy&text=A%202018%20study%20by%20Fraunhofer,one%20hour%20at%20around%20%247%2C600](https://pv-magazine-usa.com/2020/03/26/electrolyzer-overview-lowering-the-cost-of-hydrogen-and-distributing-its-productionhydrogen-industry-overview-lowering-the-cost-and-distributing-production/#:~:text=Price%20strategy&text=A%202018%20study%20by%20Fraunhofer,one%20hour%20at%20around%20%247%2C600;);
13. Specific primary energy consumption by DB Group journeys and transports. 2018 // <https://ibir.deutschebahn.com/ib2018/en/group-management-report/environmental/progress-in-climate-protection/energy-efficiency-increased/>



**Российская**  
Энергетическая  
Неделя **2022**



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ

 **РОСКОНГРЕСС**  
Пространство доверия

**12-14** октября  
Москва,  
ЦВЗ «Манеж»

[rusenergyweek.com](http://rusenergyweek.com)

Реклама 6+