

Известия вузов. Строительство. 2022. № 3. С. 56–67.

ISSN 0536-1052

News of Higher Educational Institutions. Construction. 2022; (3): 56–67.

ISSN 0536-1052

Научная статья

УДК 691.4(4/9)

DOI: 10.32683/0536-1052-2022-759-3-56-67

## **ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ**

**Оксана Николаевна Медведева, Сергей Дмитриевич Перевалов**

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,  
Саратов, Россия

**Аннотация.** Рассмотрена возможность энергоснабжения потребителей на базе природного и сжиженного природного газов. Разработана экономико-математическая модель и проведены расчеты, позволяющие определить необходимое энергопотребление различных категорий негазифицированных потребителей, выявлена эффективность применения каждого из энергоносителей, а также обозначены критерии для их выбора. Для климатических и географических условий Республики Карелия доказана абсолютная экономическая эффективность снабжения потребителей на базе сжиженного природного газа по сравнению с сетевым природным газом.

**Ключевые слова:** сетевой природный газ, сжиженный природный газ, оптимизация, энергопотребление, энергоэффективность

**Для цитирования:** Медведева О.Н., Перевалов С.Д. Технико-экономическое обоснование вариантов газоснабжения // Известия вузов. Строительство. 2022. № 3. С. 56–67. DOI: 10.32683/0536-1052-2022-759-3-56-67

Original article

## **FEASIBILITY STUDY OF GAS SUPPLY OPTIONS**

**Oksana N. Medvedeva, Sergey D. Perevalov**

Yuri Gagarin State Technical University of Saratov, Saratov, Russia

**Abstract.** The possibility of power supply to consumers on the basis of natural and liquefied natural gases is considered. Recently, liquefied natural gas (LNG) has played an increasingly prominent role in the structure of world energy trade. An economic-mathematical model has been developed and calculations have been carried out to determine the required energy consumption of various categories of non-gasified consumers, the efficiency of using each of the energy carriers has been identified, and criteria for their selection have been identified. For the climatic and geographical conditions of the Republic of Karelia, the absolute economic efficiency of supplying consumers on the basis of liquefied natural gas in comparison with network natural gas has been proven.

**Keywords:** network natural gas, liquefied natural gas, optimization, energy consumption, energy efficiency

**For citation:** Medvedeva O.N., Perevalov S.D. Feasibility study of gas supply options. *News of Higher Educational Institutions. Construction.* 2022; (3): 56–67. (In Russ.). DOI: 10.32683/0536-1052-2022-759-3-56-67.

---

© Медведева О.Н., Перевалов С.Д., 2022

Согласно требованиям действующей нормативной документации выбор схемы газоснабжения потребителей должен производиться на основе технико-экономического сравнения конкурирующих вариантов, обеспечивающих гарантированное снабжение газом в периоды максимального газопотребления.

Для решения задачи воспользуемся принципом вариантных сравнений [1]. В качестве базового варианта рассмотрено газоснабжение городов и поселений на базе сетевого природного газа, в качестве альтернативного (или резервного) – использование для обеспечения всех нужд (коммунально-бытовых и промышленных) сжиженного природного газа (СПГ).

Рассматриваемая схема энергоснабжения показана на рис. 1.

Экономико-математическая модель, представленная в работе, учитывает эффективность применения СПГ, основываясь на отношении приведенных затрат при использовании энергоснабжения СПГ и природным газом.

В первом варианте необходимо учесть затраты на создание завода по производству СПГ, логистической системы доставки, включающей автомобильные криогенные цистерны, криогенные емкости для хранения СПГ у потребителей, газификаторы для получения газа потребителями, заработную плату водителей и затраты на топливо для автомобильных цистерн.

Во втором варианте для учета приведенных затрат на создание системы снабжения потребителей природным газом необходимо составить смету на строительство газопровода, а также учесть затраты на обслуживающий персонал. Полное рассмотрение задачи предполагает прохождение трассы

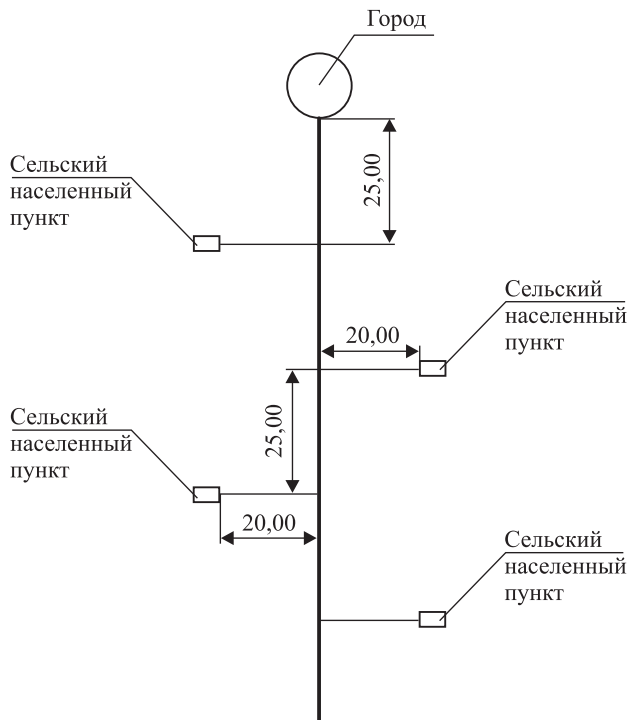


Рис. 1. Логистическая схема доставки энергоснабжения

Fig. 1. Logistics scheme of energy supply delivery

газопровода параллельно движению магистральных автомобильных дорог к населенным пунктам.

Приведенные затраты на строительство газопровода включают в себя капитальные затраты на строительство магистрального газопровода и его ответвлений, а также затраты на оплату экологического ущерба [2–4].

Определим потребность в энергоснабжении природным газом:

$$ОП_{\Gamma} = O_{\text{э}} + O_{\text{н}} + O_{\text{кб}} + O_{\text{м}} + O_{\text{гх}} + O_{\text{пр}} + O_{\text{ГП}} + (O_{\text{т-КПГ}}), \quad (1)$$

где  $ОП_{\Gamma}$  – общий объем потребления природного газа;

$O_{\text{э}}$  – объем газа, необходимый для нужд энергетики;

$O_{\text{н}}$  – объем газа, необходимый для нужд населения;

$O_{\text{кб}}$  – объем газа, необходимый для нужд коммунально-бытового сектора;

$O_{\text{м}}$  – объем газа, необходимый для нужд металлургии;

$O_{\text{гх}}$  – объем газа, необходимый для нужд газохимии;

$O_{\text{пр}}$  – объем газа, необходимый для нужд прочих отраслей промышленности;

$O_{\text{ГП}}$  – объем газа, необходимый для нужд газовой промышленности;

$O_{\text{т-КПГ}}$  – объем газа, необходимый для нужд транспорта.

Приведенные затраты на использование модели энергоснабжения при помощи СПГ составляют капитальные затраты на производственную установку СПГ, транспортные средства для перевозки СПГ и установки газификации и затраты на покрытие экологического ущерба от реализации деятельности по снабжению потребителей СПГ:

$$K_{\text{э}} = \frac{(K_{\text{зГ}}^{1-1} + K_{\text{зГ}}^{2-1} + \text{ЭУ}_{\text{зГ}})}{(K_{\text{СПГ}}^1 + \text{Э}_{\text{СПГ}}^2)}, \quad (2)$$

где  $K_{\text{зГ}}^{1-1}$  – капитальные затраты на строительство линейной части магистрального газопровода;

$K_{\text{зГ}}^{2-1}$  – капитальные затраты на строительство ответвлений от магистрального газопровода;

$\text{ЭУ}_{\text{зГ}}$  – затраты на покрытие экологического ущерба;

$K_{\text{СПГ}}^1$  – капитальные затраты на текущее обслуживание установки производства СПГ, установки регазификации, транспортные средства для перевозки СПГ;

$\text{Э}_{\text{СПГ}}^2$  – затраты на текущее обслуживание производственной установки СПГ, установки регазификации, включая поставку СПГ автомобильным, воздушным, водным или железнодорожным транспортом.

Исходя из устоявшейся практики, затраты на покрытие экологического ущерба потребителю имеют минорную стоимость в сравнении с общей стоимостью реализации проектов

$$K_{\text{э}} = \frac{(K_{\text{зГ}}^{1-1} + K_{\text{зГ}}^{2-1})}{(K_{\text{СПГ}}^1 + \text{Э}_{\text{СПГ}}^2)}. \quad (3)$$

Для учета логистической составляющей проектов газификации, а также ситуации на рынке для более адекватного анализа предлагается оценка рентабельности проекта определением чистого дисконтированного дохода (ЧДД) в соответствии с логистической моделью, приведенной на рис 1.

Потребность в энергоснабжении формируется за счет численности неагифицированного населения, проживающего в городах и сельских населенных пунктах [1, 5–7], и определяется на основании рекомендаций СП-42-101–2003.

Вычислим затраты на строительство газопровода

$$Z_{\Gamma} = Z_{\text{реш}} + Z_{\text{стр. грс}} + Z_{\text{стр. маг}} + Z_{\text{стр. отв}} + Z_{\text{перс}} \cdot T_{\text{э}}, \quad (4)$$

где  $Z_{\text{реш}}$  – затраты на проектные решения;

$Z_{\text{стр. грс}}$  – затраты на строительство газораспределительных станций (ГРС);

$Z_{\text{стр. маг}}$  – стоимость непосредственного строительства магистрального газопровода;

$Z_{\text{стр. отв}}$  – затраты на строительство ответвлений;

$Z_{\text{перс}}$  – затраты на обслуживающий персонал;

$T_{\text{э}}$  – срок эксплуатации газопровода до расчетного периода.

Найдем затраты на строительство системы снабжения СПГ

$$Z_{\text{СПГ}} = Z_{\text{стр. СПГ}} + Z_{\text{авт. криог}} + Z_{\text{стац. криог}} + Z_{\text{газифик}}, \quad (5)$$

где  $Z_{\text{стр. СПГ}}$  – затраты на создание завода по производству СПГ;

$Z_{\text{авт. криог}}$  – затраты на логистическую систему доставки, включающую автомобильные криогенные цистерны;

$Z_{\text{стац. криог}}$  – криогенные емкости для хранения СПГ у потребителей;

$Z_{\text{газифик}}$  – газификаторы для получения газа потребителями.

Также в структуре затрат учитывается заработная плата водителей автомобильных цистерн [4, 8, 9], принимаемая как средняя заработная плата водителей крупнотоннажных транспортных средств по региону, и затраты на топливо для автомобильных цистерн.

Определение количества цистерн производится исходя из потребности населенного пункта в энергетическом ресурсе, а также расстояния от пункта энергоснабжения до населенного пункта [1, 10–12]. В связи с этим определяется периодичность поставок энергоносителя, объем резервуаров для хранения энергоносителя, мощность оборудования для преобразования энергоносителя в используемую у потребителей газовую фазу. Для доставки энергоносителя потребителю цистерна должна быть заполнена энергоносителем в точке наполнения, затем она должна доставить данный энергоноситель в нуждающийся в нем населенный пункт и вернуться в пункт наполнения [1].

Математически указанное условие можно записать следующим образом:

$$Z_{\text{цист}} = \frac{\sum \left[ 2 \left( \frac{L}{V_{\text{ср}}} \right) + 2T_{\text{т.н}} \right] Q}{V_{\text{цист}} T_{\text{см}}} C_{\text{цист}}, \quad (6)$$

где  $Z_{\text{цист}}$  – стоимость закупки автопарка для доставки энергоносителя;

$L$  – расстояние до населенного пункта, снабжаемого автоцистернами;

$V_{\text{ср}}$  – средняя скорость цистерны, км/ч;

$T_{\text{т.н}}$  – время на технологические нужды в пути цистерны, ч;

$Q$  – потребность в энергоносителе населенного пункта, м<sup>3</sup>/мес;

$V_{\text{цист}}$  – объем теплоносителя, содержащегося в одной цистерне, м<sup>3</sup>;

$T_{\text{см}}$  – продолжительность смены водителя автомобильной цистерны, ч.

Помимо капитальных (единовременных) затрат необходимо учитывать текущие затраты. Для систем снабжения сетевым природным газом текущими затратами являются затраты на транспортировку газа до потребителя  $Z_{\text{тр.г}}$ . Для СПГ – это заработная плата рабочих и стоимость заправки цистерн топливом  $Z_{\text{топл}}$ .

Затраты на амортизацию начисляются на газопровод, автомобильные цистерны, испарители, газификаторы и резервуары для хранения энергоносителя. Для упрощения расчета данный вид затрат принимается линейным.

Вычислим чистый операционный доход от реализации энергоносителя потребителям:

$$\text{ЧОД} = \text{ПВД} - Z_{\text{кап}} - A, \quad (7)$$

где ПВД – потенциальный валовой доход от реализации энергоносителей;

$Z_{\text{кап}}$  – капитальные затраты на реализацию проекта энергоснабжения;

$A$  – амортизационные отчисления.

Чистый дисконтированный доход на расчетный год для всех вариантов энергоснабжения вычисляется идентично.

Соответственно дисконтированный денежный поток (ДДП) определяется по формуле

$$\text{ДДП} = \text{ЧОД} \cdot \text{КД}, \quad (8)$$

где КД – коэффициент дисконтирования:

$$\text{КД} = \frac{1}{(1 + R)^I}, \quad (9)$$

здесь  $R$  – норма дисконта;  $I$  – год после начала функционирования проекта.

$$\text{ЧДД} = -Z_{\text{кап}} + \sum (\text{ДДП}_i), \quad (10)$$

где  $Z_{\text{кап}}$  – первоначальные инвестиции, равные стоимости газификаторов и автомобильных криогенных цистерн, криогенных резервуаров;

$i$  – номер года после запуска объекта в эксплуатацию.

При детальном рассмотрении представленной математической модели становится очевидно, что влиять на капитальные затраты выполнения проекта возможно при помощи соотношения, определяющего затраты на приобретение автомобильных криогенных цистерн и криогенных резервуаров:

$$Z_1 = \frac{\sum \left[ \left( \frac{L}{V_{\text{ср}}} \right)^2 + 2T_{\text{т.н1}} \right] Q}{V_{\text{цист}} T_{\text{авт1}}} C_{\text{цист}} + \sum \left( \frac{Q_{\text{н.п}} T_{\text{авт2}}}{Q_{\text{рез}}} \right) C_{\text{рез}} \rightarrow \min, \quad (11)$$

где  $T_{\text{авт1}}$  – период времени, за который в населенный пункт должен быть доставлен природный газ для бесперебойной работы системы газоснабжения, выраженный в часах работы автомобильной цистерны;

$T_{авт_2}$  – период времени, за который в населенный пункт должен быть доставлен СПГ для бесперебойной работы системы газоснабжения, выраженный в часах работы резервуара;

$C_{цист}$  – стоимость автомобильной криогенной цистерны;

$C_{рез}$  – стоимость криогенного резервуара.

При анализе формулы (11) становится очевидно, что значения  $\sum \left[ \left( \frac{L}{V_{ср}} \right) 2 + 2T_{т.н1} \right] Q$  и  $\sum \left( \frac{Q_{н.п} T_{авт_2}}{Q_{рез}} \right) C_{рез}$  только положительные

целочисленные, поскольку обозначают количество автомобильных криогенных цистерн и криогенных резервуаров.

В данном уравнении можно изменять объем цистерны, тогда уменьшится количество необходимых к приобретению цистерн. Можно найти ту же цистерну от альтернативного производителя за меньшую цену, это снизит капитальные затраты. Также можно увеличить объем резервуара для хранения энергоносителя для того, чтобы увеличить время периода, необходимого наполнения цистерны, тем самым увеличивая количество часов, за которые автопарк должен заполнить все резервуары снабжаемой области энергоносителем.

Данное выражение позволяет найти конфигурацию основных фондов проектов для получения той же прибыли при минимуме капитальных затрат. При расчете принимается, что завод по производству СПГ уже функционирует. Прокладка газопровода и, следовательно, подача газа производится от существующей ГРС до газифицируемых населенных пунктов. Соответственно формулы (4), (5) трансформируются в виде:

$$Z_{г} = Z_{стр. маг} + Z_{стр. отв} + Z_{реш} + Z_{перс} T_{э}; \tag{12}$$

$$Z_{СПГ} = Z_{авт. криог} + Z_{стац. криог} + Z_{газифик}. \tag{13}$$

С целью проверки работоспособности логистико-математической модели был проведен расчет для условий одного из регионов Республики Карелия. Данный регион выбран в силу низкого (8,1) процента газификации. В соответствии с расчетом, выполненным по методике, предлагаемой в СП 42-101-2003, расход газа составляет 300 м<sup>3</sup> на человека.

Исходные данные приведены в табл. 1–3.

Для расчета примем, что в городе и сельском населенном пункте проживает соответственно 25 000 и 2500 человек.

Исходя из принятой логистической схемы, приведенной на рис. 1, расстояние до города  $L_1 = 25 + 25 = 50$  км, а расстояние до сельского населенного пункта  $L_2 = 25 + 20 = 45$  км.

Количество газа, необходимое для газоснабжения двух населенных пунктов, составит:

- для снабжения города  $Q_1 = 625\,000$  м<sup>3</sup> газа в месяц;
- для снабжения сельского населенного пункта  $Q_2 = 62\,500$  м<sup>3</sup> газа в месяц.

Таблица 1. Автомобильные криогенные цистерны

Table 1. Automobile cryogenic tanks

Параметр	Цистерна 1	Цистерна 2
Объем, м <sup>3</sup>	51	51
Материал утеплителя	Суперизоляция	Перлит
Стоимость, тыс. руб.	27 768	26 077

Таблица 2. Газификаторы

Table 2. Gasifiers

Параметр	ГХК-0,5/2,5-50	ГХК-0,5/2,5-25
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	50	30
Стоимость, тыс. руб.	634	613

Таблица 3. Резервуары криогенные для хранения СПГ

Table 3. Cryogenic storage tanks for LNG

Параметр	РЦГ-250/0,6-1	РЦГ-250/0,5-2
Объем, м <sup>3</sup>	245	112
Стоимость, тыс. руб.	405	215

При плотности СПГ 0,47 т/м<sup>3</sup> и объеме цистерны 53,5 м<sup>3</sup> в 1 т СПГ содержится 1380 м<sup>3</sup> газа. Соответственно  $V_{\text{цист}} = 34\,700,1 \text{ м}^3$  природного газа.

Для выбора оптимальной логистической схемы необходимо определить оптимальный период времени  $T_{\text{авт}_1}$  и  $T_{\text{авт}_2}$ . В расчете рассматривались четыре случая:  $T_{\text{авт}_1} = 20 \text{ ч}$  ( $T_{\text{авт}_2} = 0,5 \text{ мес}$ );  $T_{\text{авт}_1} = 40 \text{ ч}$  ( $T_{\text{авт}_2} = 1 \text{ мес}$ );  $T_{\text{авт}_1} = 60 \text{ ч}$  ( $T_{\text{авт}_2} = 1,5 \text{ мес}$ );  $T_{\text{авт}_1} = 80 \text{ ч}$  ( $T_{\text{авт}_2} = 2 \text{ мес}$ ).

Рассчитаем значения стоимости оборудования по формуле (11):

$$Z_1 = 46725,699; Z_2 = 35512,399; Z_3 = 436123,099; Z_4 = 51711,798. \quad (14)$$

Из анализа полученных значений следует, что при использовании выбранного оборудования наиболее экономичным вариантом является снабжение населенных пунктов газом раз в месяц.

Высчитаем стоимость газификаторов  $Z_{\text{газифик}}$  (отдельно для города  $Z_{\text{газифик.г}}$  и сельского населенного пункта  $Z_{\text{газифик.с.н.п}}$ )

$$Z_{\text{газифик}} = \frac{QC_{\text{газифик}}}{365 \cdot 24 \cdot R_{\text{газифик}}}, \quad (15)$$

где  $R_{\text{газифик}}$  – производительность газификатора;

$C_{\text{газифик}}$  – стоимость газификатора.

$Z_{\text{газифик.г}} = 905 \text{ тыс. руб.}$ ;  $Z_{\text{газифик.с.н.п}} = 90,5 \text{ тыс. руб.}$

В соответствии с формулой (13):  $Z_{\text{СПГ}} = 36507,899 \text{ тыс. руб.}$

Найдем общий пробег цистерн при доставке СПГ

$$Z_{\text{топл}} = \frac{\sum \left[ \left( \frac{L}{V_{\text{сп}}} \right)^2 + 2T_{\text{т.нп}} \right] Q}{V_{\text{цист}}} V_{\text{топл}} C_{\text{топл}} \cdot 10^{-2}, \quad (16)$$

где  $\frac{\sum \left[ \left( \frac{L}{V_{\text{сп}}} \right)^2 + 2T_{\text{т.нп}} \right] Q}{V_{\text{цист}}}$  – количество времени, необходимое для доставки

газа одной цистерной, ч;

$C_{\text{топл}}$  – стоимость топлива;

$V_{\text{топл}}$  – расход топлива на 100 км. Для нашего случая  $Z_{\text{топл}} = 1399,43$  руб.

Для расчета ПВД необходимо вычислить стоимость продажи СПГ потребителю. Предлагается рассчитывать выручку от продажи СПГ как произведение стоимости 1 м<sup>3</sup> природного газа на количество природного газа, получаемого при газификации СПГ.

Из анализа стоимости природного газа на территории Республики Карелия была выведена зависимость изменения цены природного газа по годам:

$$C_{\text{г}} = 4,7484 \cdot e^{(0,032x)}, \quad (17)$$

где  $C_{\text{г}}$  – стоимость газа в расчетный год;

$x$  – номер года, в который производится продажа газа, начиная с 2021 г.

Из анализа стоимости СПГ была выведена зависимость изменения цены СПГ каждый год:

$$y = 1,1033x + 6,7248. \quad (18)$$

ПВД в данном случае вычисляется по формуле

$$\text{ПВД} = C_{\text{г}} Q. \quad (19)$$

Для определения капитальных затрат на строительство сетей газораспределения были составлены сметы на трубы с диаметрами, полученными при расчете вышеуказанной модели. Для перевода из базисных цен использовался индекс изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства на период II квартала 2022 г. (согласно письму Минстроя России от 29.04.2022 N 19281-ИФ/09), равный 4,91. Затраты на транспортировку газа приняты в соответствии с тарифами на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям с учетом специальных надбавок к тарифам на услуги по транспортировке газа, предназначенных для финансирования программ газификации и размера платы за снабженческо-сбытовые услуги, оказываемые конечным потребителям газа. В рассматриваемом примере использовались данные ООО «Газпром межрегионгаз Санкт-Петербург» (по состоянию на 04.04.2022 г.).

Расчет сетей газораспределения посредством СПГ и ПГ производился из условия наихудшего варианта развития событий – на минимальный нормативный срок безопасной эксплуатации стального газопровода, принятый



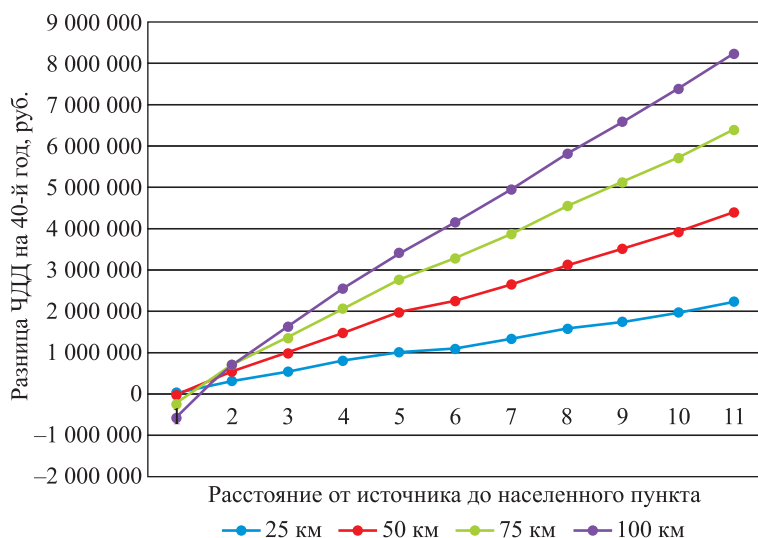


Рис. 2. Разница ЧДД на 40-й год после строительства газопровода и использования СПГ

Fig. 2. The difference in NPV for the 40th year after the construction of the gas pipeline and the use of LNG

равным 40 лет (согласно п.п. 6.1.4. СТО Газпром 2-2.3-707–2013). При этом для конкретных условий эксплуатации системы в процессе проектирования необходимо проводить дополнительное обоснование срока безопасной эксплуатации (назначенного срока службы) линейной части газопровода на основе применения детерминистического подхода для прогнозной оценки срока службы расчетных участков согласно требованиям действующей нормативной документации.

Результаты сравнительных расчетов представлены на рис. 2.

**Заключение.** Логистико-математическая модель, представленная в работе, учитывает эффективность применения СПГ, основываясь на соотношении приведенных затрат по комплексу СПГ и газораспределительной системы на базе природного газа. Следует отметить, что при проведении сопоставительных расчетов были учтены показатели затрат (капитальные вложения и расходы на эксплуатацию) только для меняющихся элементов технических сооружений сравниваемых систем.

Согласно полученным результатам для других регионов установлено, что затраты в сооружение инфраструктуры СПГ растут медленнее затрат в системы сетевого природного газа. Это позволяет сделать вывод о целесообразности и рентабельности газоснабжения различных категорий потребителей на базе сжиженного газа, удаленных от источника газоснабжения на расстояния до 100 км и более. Причем по мере удаления от источника экономия приведенных затрат в зависимости от количества охваченных газоснабжением потребителей находится в пределах 20–100 млн руб./г. Вместе с тем следует отметить, что по мере увеличения годовых объемов газопотребления (при подключении новых абонентов, увеличении численности газоснабжаемого населения) конкурентоспособность СПГ будет ослабевать из-за увеличения затрат на комплекс средств СПГ. Кроме того, в случае отсутствия авто-

мобильных дорог с твердым дорожным покрытием по маршрутам доставки СПГ последний будет не конкурентоспособен по сравнению с сетевым природным газом, однако непрерывную транспортировку сжиженного газа можно осуществлять при помощи железнодорожного и водного видов транспорта.

Как неоднократно подчеркивалось различными источниками, достичь стопроцентного уровня газификации на базе сетевого природного газа не удастся, поскольку в некоторых районах страны прокладка газопроводов с соответствующей инфраструктурой экономически невыгодна. В этой связи, учитывая большие расстояния между газифицируемыми объектами, протяженность потенциальных газопроводов, наиболее предпочтительным энергоносителем для различных категорий потребителей, удаленных от источников газоснабжения сетевым природным газом, в сочетании с высокой степенью диверсификации, автономности газораспределительных систем, высоким потребительским и экологическим эффектом, является сжиженный природный газ.

#### Список источников

1. *Медведева О.Н.* Системы автономного газоснабжения. Саратов: Ай Пи Ар Медиа, 2020. 296 с.
2. *Гальперова Е.В., Гальперов В.И.* Моделирование поведения активного потребителя на основе агентного подхода // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2017. № 4(8). С. 28–38.
3. *Буянова Л.Н., Мудрова О.М.* Логистика малотоннажного СПГ // Мир транспорта. 2019. № 17(4). С. 166–180.
4. *Ишмуратова М.* Российский мало- и среднетоннажный СПГ. Региональная серия: Кузбасс, Якутия, Дальний Восток, Сахалин, Черное море. М.: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, 2019. 56 с.
5. *Wu T.Y., Kenbar A.* Investigation of measurement uncertainties in LNG density and energy for custody transfer // Measurement Science and Technology. 2021. Vol. 32, no. 4. <https://doi.org/10.1088/1361-6501/abdcdf>
6. *Dörr H., Koturbash T., Kutcherov V.* Review of impacts of gas qualities with regard to quality determination and energy metering of natural gas // Measurement Science and Technology. 2019. Vol. 30, no. 2. <https://doi.org/10.1088/1361-6501/aaef4>
7. *Danilov R., Arabyan M., Usov D.* Influence of technologies on LNG market development // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2019. Vol. 537, no. 4. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/537/4/042030>
8. *Medvedeva O.N., Perevalov S.D.* Logistic and mathematical model of application efficiency liquefied natural gas // IOP Conference Series: Mater. Sci. and Eng. 2021. Vol. 1089. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/1089/1/012047>
9. *Raharjo M., Sudibandriyo M.* Optimization of LNG logistics system to meet gas supply at Gresik LNG receiving terminal // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2018. Vol. 543. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/543/1/012042>
10. *Медведева О.Н., Первалов С.Д.* Программно-математическое приложение построения модели функционирования системы газоснабжения // Актуальные проблемы прикладной математики, информатики и механики: сб. тр. Международ. науч. конф., Воронеж, 13–15 декабря 2021 г. Воронеж: Изд-во «Научно-исследовательские публикации», 2022. С. 619–625.

11. *Lentner R., Richter M., Kleinrahm R., Span R.* Density measurements of liquefied natural gas (LNG) over the temperature range from (105 to 135) K at pressures up to 8,9 MPa // *The Journal of Chemical Thermodynamics*. 2017. Vol. 112. P. 68–76. <https://doi.org/10.1016/j.jct.2017.04.002>
12. *Tcvetkov P., Pritulyak D., Tananykhin D.* Comparison of the multi-directional delivery efficiency of low-tonnage LNG and pipeline gas in Russia // *Journal of Physics Conference Series*. 2018. Vol. 1072. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1072/1/012021>

## References

1. *Medvedeva O.N.* Autonomous gas supply systems. Saratov: IPR Media, 2020. 296 p. (In Russ.).
2. *Gal'perova E.V., Gal'perov V.I.* Modeling the behavior of an active consumer based on the agent-based approach. *Informatsionnyye i matematicheskiye tekhnologii v nauke i upravlenii = Information and mathematical technologies in science and management*. 2017; (4(8)): 28–38. (In Russ.).
3. *Buyanova L.N., Mudrova O.M.* Logistics of low-tonnage LNG. *Mir transporta = World of transport*. 2019; (17(4)): 166–180. (In Russ.).
4. *Ishmuratova M.* Russian small- and medium-tonnage LNG. Regional series: Kuzbass, Yakutia, Far East, Sakhalin, Black Sea. Moscow: Energy Center of the Moscow School of Management SKOLKOVO, 2019. 56 p. (In Russ.).
5. *Wu T.Y., Kenbar A.* Investigation of measurement uncertainties in LNG density and energy for custody transfer. *Measurement Science and Technology*. 2021; 32(4). <https://doi.org/10.1088/1361-6501/abdcd>
6. *Dörr H., Koturbash T., Kutcherov V.* Review of impacts of gas qualities with regard to quality determination and energy metering of natural gas. *Measurement Science and Technology*. 2019; 30(2). <https://doi.org/10.1088/1361-6501/aaef4>
7. *Danilov R., Arabyan M., Usov D.* Influence of technologies on LNG market development. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2019; 537(4). <https://doi.org/10.1088/1757-899X/537/4/042030>
8. *Medvedeva O.N., Perevalov S.D.* Logistic and mathematical model of application efficiency liquefied natural gas. *IOP Conference Series: Mater. Sci. and Eng.* 2021; 1089. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/1089/1/012047>
9. *Raharjo M., Sudibandriyo M.* Optimization of LNG logistics system to meet gas supply at Gresik LNG receiving terminal. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2018; 543. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/543/1/012042>
10. *Medvedeva O.N., Perevalov S.D.* Software-mathematical application for constructing a model of the functioning of the gas supply system. Actual problems of applied mathematics, informatics and mechanics: Proceedings of the International Scientific Conference. Voronezh, 2022. P. 619–625. (In Russ.).
11. *Lentner R., Richter M., Kleinrahm R., Span R.* Density measurements of liquefied natural gas (LNG) over the temperature range from (105 to 135) K at pressures up to 8,9 MPa. *The Journal of Chemical Thermodynamics*. 2017; 112: 68–76. <https://doi.org/10.1016/j.jct.2017.04.002>
12. *Tcvetkov P., Pritulyak D., Tananykhin D.* Comparison of the multi-directional delivery efficiency of low-tonnage LNG and pipeline gas in Russia. *Journal of Physics Conference Series*. 2018; 1072. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1072/1/012021>

**Информация об авторах**

**О.Н. Медведева** – доктор технических наук, доцент, medvedeva-on@mail.ru

**С.Д. Перевалов** – аспирант, ya.yaskay@gmail.com

**Information about the authors**

**O.N. Medvedeva** – DSc, Ass. Professor, medvedeva-on@mail.ru

**S.D. Perevalov** – Post-graduate Student, ya.yaskay@gmail.com

**Вклад авторов:** все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Contribution of the authors:** the authors contributed equally to this article. The authors declare no conflicts of interests.

Статья поступила в редакцию 24.01.2022

Одобрена после рецензирования 25.02.2022

Принята к публикации 04.03.2022

The article was submitted 24.01.2022

Approved after reviewing 25.02.2022

Accepted for publication 04.03.2022