

УДК 621.6.07

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Медведева О.Н.

*ГОУ ВПО «Саратовский государственный технический университет»,
НО «Строительно-архитектурно-дорожный институт», Саратов,
e-mail: medvedeva-on@mail.ru*

В современной практике энергоснабжения населенных пунктов все более широкое применение получают децентрализованные системы газоснабжения на базе сетевого, сжиженного углеводородного и сжиженного природного газов. Использование последних в районах, которые находятся на значительном удалении от магистральных газопроводов, представляется наиболее перспективным. Указанные энергоносители обеспечивают высокий уровень инженерного сервиса и в наибольшей степени отвечают социальным, экономическим и санитарно-техническим требованиям. Предлагаемая автором экономико-математическая модель обоснования выбора вида и зон применения газообразного топлива в условиях их постоянного и временного использования комплексно учитывает удаленность потребителя от опорного пункта газоснабжения, объем потребления газа, продолжительность его использования, плотность населения, соотношение промышленного и бытового газопотребления.

Ключевые слова: природный газ, сжиженный газ, газоснабжение

Введение. Оптимальное развитие систем топливо-энергоснабжения предусматривает максимальное использование наиболее прогрессивных и экологически чистых энергоресурсов. Таковыми на перспективу являются природный сетевой (ПГ), сжиженный углеводородный (СУГ) и сжиженный природный (СПГ) газы. По сравнению с другими видами органического невозобновляемого топлива, они являются наиболее сервисными, экологически чистыми и удобными в использовании, поэтому на ближайшие годы останутся основой внутреннего спроса на топливно-энергетические ресурсы при всех вариантах развития с учетом необходимых объемов материально-технических ресурсов. В последние годы потребители Северо-Западных регионов России все больше акцентируют внимание на выгодах применения для отопления и бытовых нужд сжиженного газа. В первую очередь, это обуславливается тем, что большинство вновь строящихся объектов расположено на значительном удалении от газораспределительных сетей, а значительные затраты на прокладку новых газопроводов

не всегда экономически оправданы. Высокие цены на электрическую энергию также не решают проблемы эффективного энергоснабжения данных объектов, а использование угля и мазута с экологической точки зрения является наименее перспективным. Отсутствие рекомендаций по определению затрат и зон рационального применения сберегающих систем энергоснабжения на базе ПГ, СУГ, СПГ в условиях неопределенности конвертирования ценовых факторов существенно снижает экономичность децентрализованных систем газоснабжения.

Цель работы заключается в экономическом обосновании масштабов и зон применения природного и сжиженных газов при газификации населенных пунктов и объектов агропромышленного комплекса.

Материалы и методы исследования

В настоящее время задача обоснования вида газообразного топлива решается в статической постановке: если опорный пункт энергоснабжения не газифицирован сетевым природным газом, газоснабжение рассматриваемого объекта решается на базе

сжиженного газа. В противном случае, возможно применение как сжиженного, так и сетевого газа в зависимости от мощности потребителя и его удаленности от опорного пункта энергоснабжения. Интенсивное развитие газотранспортной системы природного газа требует решения задачи обоснования вида газообразного топлива в динамической постановке. Особую актуальность приобретает технико-экономическое обоснование газификации объектов в две стадии: сначала (при отсутствии сетевого природного газа) газоснабжение СПГ или СУГ, затем (по мере подключения опорного пункта к магистралям природного газа) перевод потребителей со сжиженного на сетевой природный газ. Проведем сравнение следующих вариантов газоснабжения потребителей: снабжение сетевым природным газом, сжиженным углеводородным газом и сжиженным природным газом с последующим (через t_0 лет) снабжением сетевым газом.

Вариант снабжения природным сетевым газом осуществляется по газопроводу-отводу от магистрального газопровода. Природный газ под высоким давлением по газопроводу-отводу подается в ГРС (ГРП), где редуцируется до низкого давления и подается в распределительную сеть населенного пункта. В варианте снабжения СПГ принимается следующая схема: источником СПГ является завод по производству сжиженного метана, расположенный вблизи магистрального газопровода, полученный газ доставляется конечным потребителям автотранспортом. Вариант снабжения потребителей СУГ организуется с помощью газонаполнительных станций, откуда газ развозится по групповым резервуарным установкам. Для сравнения вариантов составим целевую функцию затрат в сооружение и эксплуатацию систем газоснабжения.

Тогда для варианта снабжения сжиженным углеводородным газом имеем:

$$Z_{\text{СУГ}} = K_{\text{СУГ}} + Y_{t_{\text{сл}}} \cdot I_{\text{СУГ}}, \quad (1)$$

где $K_{\text{СУГ}}$ – капитальные вложения в систему газоснабжения объекта СУГ, руб.;

$I_{\text{СУГ}}$ – годовые эксплуатационные расходы по системе снабжения СУГ, руб./год; $Y_{t_{\text{сл}}}$ – дисконтирующий множитель, определяемый по формуле:

$$Y_{t_{\text{сл}}} = \sum_1^{t_{\text{сл}}} \frac{1}{(1+E)^t} = \frac{(1+E)^{t_{\text{сл}}} - 1}{(1+E)^{t_{\text{сл}}} \cdot E}, \quad (2)$$

где $t_{\text{сл}}$ – срок службы системы газоснабжения, лет; E – коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год.

Для варианта снабжения сжиженным природным газом имеем:

$$Z_{\text{СПГ}} = K_{\text{СПГ}} + Y_{t_{\text{сл}}} \cdot I_{\text{СПГ}} \frac{1}{2}, \quad (3)$$

где $K_{\text{СПГ}}$ – капитальные вложения в систему газоснабжения объекта СПГ, руб., $I_{\text{СПГ}}$ – годовые эксплуатационные расходы по системе снабжения СПГ, руб./год.

Капитальные вложения в систему снабжения СПГ определяются по [1]:

$$K_{\text{СПГ}} = K_{\text{ист}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{хр}} + K_{\text{газиф}}, \quad (4)$$

где $K_{\text{ист}}$, $K_{\text{тр}}$, $K_{\text{хр}}$, $K_{\text{газиф}}$ – капитальные затраты в источник снабжения, в транспорт, в хранилища, в газификаторы соответственно, руб.

Капитальные вложения в систему снабжения СУГ включают в себя затраты в сооружение газонаполнительной станции, автотранспортной системы, групповых резервуарных установок и конкретизируются зависимостью

$$K_{\text{СУГ}} = K_{\text{гнс}} + K_{\text{ат}} + K_{\text{гру}}. \quad (5)$$

Капитальные вложения в сооружение систем газоснабжения природным газом включают в себя стоимость прокладки межпоселкового газопровода высокого давления от опорного пункта энергоснабжения до потребителя, установки шкафных ГРП, стоимость прокладки газопроводов среднего давления:

$$K_{\text{пг}} = K_{\text{мг}} + K_{\text{шгрп}} + K_{\text{с.д}}. \quad (6)$$

Расходы по эксплуатации систем снабжения природным газом, СПГ,

СУГ включают в себя стоимость энергетического ресурса и годовые издержки по ремонту и обслуживанию системы газоснабжения:

$$I_{\text{пг}} = \frac{c_{\text{пг}} \cdot Q_{\text{год}}}{\eta} + I_{\text{мг}} + I_{\text{шгрп}} + I_{\text{с.д}}; \quad (7)$$

$$I_{\text{спг}} = \frac{Q_{\text{год}} \cdot c_{\text{спг}}}{\eta} + I_{\text{ист}} + I_{\text{тр}} + I_{\text{хр}} + I_{\text{газиф}}, \quad (8)$$

$$I_{\text{суг}} = \frac{c_{\text{суг}} \cdot Q_{\text{год}}}{\eta} + I_{\text{гнс}} + I_{\text{ат}} + I_{\text{гру}}, \quad (9)$$

где $c_{\text{пг}}$, $c_{\text{спг}}$, $c_{\text{суг}}$ – удельная стоимость газа, руб./ $(\text{МВт} \cdot \text{ч})$; $I_{\text{мг}}$, $I_{\text{шгрп}}$, $I_{\text{с.д}}$, $I_{\text{ист}}$, $I_{\text{тр}}$, $I_{\text{хр}}$, $I_{\text{газиф}}$, $I_{\text{гнс}}$, $I_{\text{ат}}$, $I_{\text{гру}}$ – составляющие эксплуатационных расходов, руб./год; $Q_{\text{год}}$ –

$\text{м}^3/\text{год}$; η – КПД газоиспользующих установок.

Аналогично для варианта снабжения СПГ (СУГ) с последующим переводом (через t_0 лет) на сетевой природный газ:

$$Z_{\text{спг(суг),пг}} = K_{\text{спг(суг)}} + Y_{t_{\text{сл}}} \cdot I_{\text{спг(суг)}} + \alpha_{t_0} \cdot (K_{\text{пг}} - L_{\text{спг(суг)}}) + (Y_{t_{\text{сл}}} - Y_{t_0}) \cdot I_{\text{пг}}, \quad (10)$$

где α_{t_0} – коэффициент приведения разновременных затрат к базисному году; Y_{t_0} – дисконтирующий множитель:

$$\alpha_{t_0} = \frac{1}{(1 + E)^{t_0}}; \quad (11)$$

$$Y_{t_0} = \frac{(1 + E)^{t_0} - 1}{(1 + E)^{t_0} \cdot E}. \quad (12)$$

Остаточную (ликвидационную) стоимость систем снабжения сжиженным углеводородным газом находим по формуле:

$$L_{\text{суг}} = \frac{t_{\text{сл}} - t_0}{t_{\text{сл}}} \cdot (K_{\text{гнс}} + K_{\text{ат}} + K_{\text{р}} - K_{\text{гру}}^{\text{д}}), \quad (13)$$

где t_0 – время перевода потребителя с СУГ на сетевой природный газ, лет; $K_{\text{р}}$ – стоимость резервуаров СУГ и редуцирующих головок, руб.; $K_{\text{гру}}^{\text{д}}$ – стоимость демонтажа групповых резервуарных установок, руб.

Остаточную (ликвидационную) стоимость систем снабжения сжиженным природным газом находим по формуле:

$$L_{\text{спг}} = \frac{t_{\text{сл}} - t_0}{t_{\text{сл}}} (K_{\text{ист}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{хр}} - K_{\text{хсв}}^{\text{д}}), \quad (14)$$

где $K_{\text{хсв}}^{\text{д}}$ – стоимость демонтажа хранилища со средствами выдачи.

Предельное расстояние $l_{\text{кр}}$, при котором потребитель, газифици-

рованный сжиженным природным (сжиженным углеводородным) газом, целесообразно перевести на сетевой газ, составит:

$$l_{\text{кр}} = \frac{\left(I_{\text{спг(суг)}} - \frac{c_{\text{пг}} \cdot Q_{\text{год}}}{\eta} \right) \cdot (Y_{t_{\text{сл}}} - Y_{t_0}) + \frac{L_{\text{спг(суг)}}}{(1 + E)^{t_0}}}{I_{\text{пг}} \cdot (Y_{t_{\text{сл}}} - Y_{t_0}) + \frac{K_{\text{пг}}}{(1 + E)^{t_0}}}. \quad (15)$$

В частном случае, при $t_0 = 0$, то есть, когда на момент газификации потребителя опорный пункт энергоснабжения распо-

лагает сетевым газом, получим, положив $Y_{t_0} = 0$ и $J_{\text{спг(суг)}} = K_{\text{спг(суг)}}$

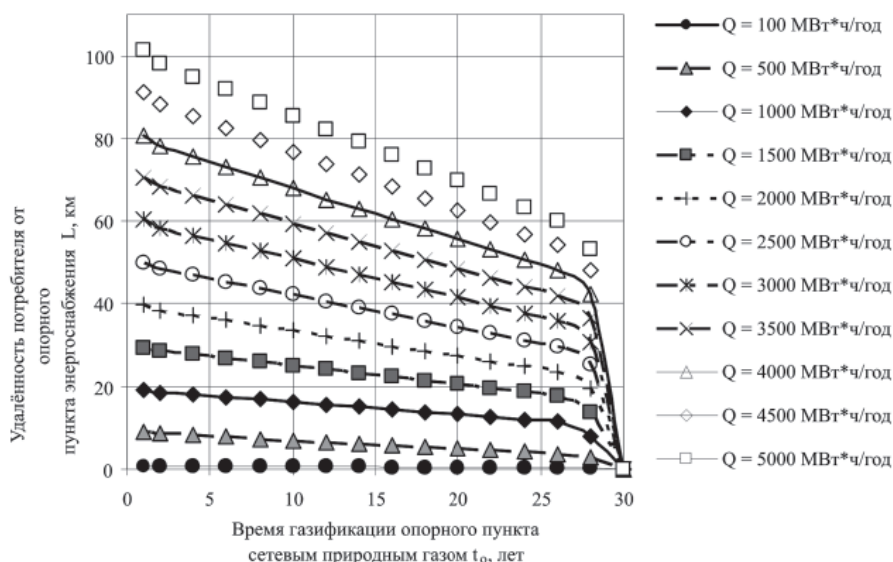
$$l_{\text{кр}} = \frac{K_{\text{спг(суг)}} + \left(I_{\text{спг(суг)}} - \frac{c_{\text{пг}} \cdot Q_{\text{год}}}{\eta} \right) \cdot Y_{t_{\text{сл}}}}{K_{\text{пг}} + I_{\text{пг}} \cdot Y_{t_{\text{сл}}}}. \quad (16)$$

Экономическая эффективность конвертирования систем газоснабжения определяется разностью затрат:

$$\mathcal{E}_{\text{ф}} = \mathcal{Z}_{\text{спг(суг)}} - \mathcal{Z}_{\text{спг(суг),пг}}(l, t_0). \quad (17)$$

Результаты исследования и их обсуждение

Методику выбора рациональной области применения двух конкурирующих вариантов систем энергоснабжения в условиях временного использования сжиженного газа иллюстрируют графики, приведенные на рисунке.



Возможный и целесообразный период перехода с СПГ на сетевой природный газ

Величина годового газопотребления населенного пункта значительно влияет на значение $l_{\text{кр}}$. Так, например, при плотности населения $6 \cdot 10^{-4}$ чел/м² и годовом энергопотреблении $Q_{\text{год}} = 100$ МВт·ч/год и $Q_{\text{год}} = 1500$ МВт·ч/год разница в значениях $\Delta l_{\text{кр}} = 87,6$ %. Как видно из графика (см. рисунок), при годовом газопотреблении населенного пункта 100 (1500) МВт и плотности населения, варьирующейся в пределах от $5 \cdot 10^{-4}$ до $6 \cdot 10^{-4}$ чел/м², при наличии природного газа в опорном пункт

те энергоснабжения, область его целесообразного использования изменяется от 0,80 до 1,75 км (от 23,20 до 28,40 км). Потребителей, удаленных от опорного пункта энергоснабжения на большие расстояния, следует газифицировать сжиженным газом. При отсутствии сетевого газа газификация объектов может быть обеспечена только сжиженным газом. При этом, однако, представляется возможным по мере развития распределительной системы газоснабжения часть потребителей, расположенных

на соответствующем расстоянии от опорного пункта энергоснабжения, перевести со сжиженного на сетевой природный газ. С увеличением срока отдаленности газификации опорного пункта t_0 возможности конвертирования систем газоснабжения существенно сокращаются (то есть сокращается зона перевода потребителей со сжиженного на природный газ $l_{кр}$). Так, например, если опорный пункт энергоснабжения получает сетевой природный газ через 10 лет (кривые с годовым потреблением $Q_{год} = 1000$ МВт·ч/год) на природный газ целесообразно переводить потребителей, удаленных от опорно-

го пункта на расстояние до 20 км. Если отдаленность газификации опорного пункта t_0 соизмерима со сроком службы системы газоснабжения ($t_{сл} = 25$ лет), перевод потребителей со сжиженного на сетевой газ не целесообразен при любой удаленности последних от опорного пункта энергоснабжения. Плотность населения оказывает незначительное влияние на значение $l_{кр}$. Так, например, при годовом энергопотреблении $Q_{год} = 1000$ МВт·ч/год и плотности населения $q_1 = 5 \cdot 10^{-4}$ чел/м² – $l_{кр} = 0,80$ км, при $q_2 = 6 \cdot 10^{-4}$ чел/м² – $l_{кр} = 1,75$ км, разница значений $\Delta l_{1-2} = 41$ %.

Экономическая эффективность перевода потребителей со сжиженного природного (сжиженного углеводородного) на сетевой газ

| Срок газификации сетевым природным газом, лет | 5 | 10 | 15 | 20 | 25 |
|---|----------------|----------------|---------------|--------------|---------------|
| Экономический эффект, % | 24,5 (30,1) | 15,7 (21,4) | 9,3 (11,8) | 5,5 (5,7) | 3,01 (2,0) |

В качестве примера в таблице приводится численная интерпретация уравнения (17) для населенных пунктов с годовым энергопотреблением 1800 МВт·ч/год при плотности населения $q = 6 \cdot 10^{-4}$ чел/м².

Таким образом, принцип двухстадийной газификации потребителей (сначала сжиженным, затем сетевым природным газом) позволяет обеспечить население газобразным топливом независимо от темпов развития газораспределительной системы и обуславливает значительную экономию затрат [2].

Список литературы

1. Медведева О.Н., Краснов М.В. Задача обоснования вида газообразного топлива // Инновации и актуальные проблемы техники и технологий: материалы Всероссийской НПК мо-

лодых ученых (мероприятие, аккредитованное по программе У.М.Н.И.К., Саратов, 15–16 сент. 2009 г.). – Саратов: СГТУ, 2009. – С. 177–179.

2. Разработка экономико-математической модели двухстадийной газификации населенных пунктов // Энерго- и материалосберегающие экономически чистые технологии: тезисы докладов 8-й международной научно-технической конф. – Беларусь, Гродно: НИЦАП НАН Беларуси, ГрГУ им. Я. Купалы, 2009. – С. 200–201.

Рецензенты:

Семенов Б.А., д.т.н., профессор, зав. кафедрой «Промышленная теплотехника» ГОУ ВПО «Саратовский государственный технический университет», Саратов;

Курицын Б.Н., д.т.н., профессор, зав. кафедрой «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна» ГОУ ВПО «Саратовский государственный технический университет», Саратов.

TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS OF OPTIONS FOR GAS SUPPLY TO CONSUMERS

Medvedeva O.N.

*The Construction and Architecture and Road Institute of Saratov
State Technical University, Saratov,
e-mail: medvedeva-on@mail.ru*

In the modern practice of energy supply settlements increasing use of decentralized receiving gas supply system based on the network, LPG and liquified natural gas. Using the latest in areas that are at a considerable distance from the main gas pipeline seems to be most promising. Specified energy provides a high level of engineering services and best meet the social, economic and sanitary requirements. Suggested by the author to the economic and mathematical model study of choice of the form and regions of the gaseous fuel in their permanent and temporary use of the complex accounts for remote users from the reference point of gas supply, gas consumption, the duration of its use, population density, with the ratio of domestic and industrial gas consumption .

Keywords: natural gas, liquefied gas, gas supply