

УДК 330.322.5

© В. В. Бирюк¹, А. С. Клентак², Р. А. Паньшин³,
В. Н. Пиунов⁴, 2022

^{1,2,3,4} Самарский национальный исследовательский
университет им. академика С. П. Королева
(Самарский университет), Россия

E-mail^{1,2,3,4}: anna_klentak@mail.ru

ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ТРУДНОДОСТУПНОГО НАСЕЛЕННОГО ПУНКТА НА БАЗЕ ТРИГЕНЕРАЦИОННОЙ КРИОГЕННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ¹

Статья посвящена оценке инвестиционной привлекательности системы энергоснабжения труднодоступных населенных пунктов. Рассмотрены варианты энергоснабжения поселка, находящегося в Северном экономическом районе, удаленном на 500 км от ближайшей точки единой энергетической системы. Представлен расчет энергетических и экономических параметров трех схем энергоснабжения объекта исследования для последующего выбора оптимального решения.

Ключевые слова: криогенная энергосистема, газопоршневая установка, цикл Ренкина, цикл Брайтона, рабочее тело, рентабельность реализации проекта.

Введение

В некоторых областях, округах и республиках Российской Федерации населенные пункты сильно удалены друг от друга, и в результате дорогой логистики стоимость электричества в этих регионах является самой высокой по стране. Прокладка воздушных линий электропередач также нерентабельна из-за больших расстояний и низкой плотности населения.

¹ Результаты работы получены с использованием оборудования следующих центров коллективного пользования:

1) Межкафедрального учебно-производственного научного центра «САМ-ТЕХНОЛОГИИ» при финансовой поддержке Минобрнауки России (проект № 0777-2020-0019);

2) Учебно-научно-производственного центра «ВИБРАЦИОННАЯ ПРОЧНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ АЭРОКОСМИЧЕСКИХ ИЗДЕЛИЙ» при финансовой поддержке Минобрнауки России (проект № 0777-2020-0019).

Для решения данной проблемы лабораторией криогенной техники Самарского национального исследовательского университета им. С. П. Королева была разработана схема модификации газопоршневой установки (ГПУ) на базе двигателя Jenbacher J 920 C01. По данной схеме в качестве основного топлива используется сжиженный природный газ, метан, а в качестве окислителя используется жидкий кислород. Смесь метана и кислорода попадает в ГПУ в газообразном виде, проходя по контуру процесс регазификации. В процессе регазификации задействованы дополнительные контуры, использующие низкопотенциальную энергию криогенных веществ, СПГ и жидкого кислорода [1]. Впоследствии на этих контурах вырабатывается дополнительная энергия.

Использование такой схемы компенсирует затраты на ожижение природного газа и кислорода за счет увеличения электрической мощности, а также уменьшает выброс в атмосферу вредных веществ из-за полного отсутствия в смеси азота [2]. Кроме того, использование метана и кислорода в жидком виде позволяет снизить затраты на логистику топливно-энергетических ресурсов.

В связи с этим цель данной работы — доказать инвестиционную привлекательность использования тригенерационной криогенной энергосистемы (модернизированной ГПУ Jenbacher J 920 C01) для системы энергоснабжения труднодоступного населенного пункта.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1) провести технико-экономический анализ варианта энергоснабжения с применением когенерационной установки Jenbacher J 920 C01;

2) провести технико-экономический анализ варианта энергоснабжения с применением модернизированной ГПУ Jenbacher J 920 C01 (тригенерационной криогенной энергосистемы);

3) провести технико-экономический анализ варианта энергоснабжения от Единой энергетической системы (ЕЭС) с прокладкой воздушной линии электропередачи (ВЛ) и постройкой подстанции для энергоснабжения (ПС) населенного пункта.

Выбор объекта для исследования проводился на основании оценки тарифов в областях, округах и республиках Российской Федерации, в которых есть населенные пункты, наиболее удаленные друг от друга, и в сравнении с тарифами в Самарском регионе (см. табл. 1).

Таблица 1

Тарифы на электроэнергию, тепловую энергию и метан в регионах РФ

Регион	Тарифы		
	электро- энергия, руб./кВт·ч	тепловая энергия, руб./Гкал	метан, руб./м ³
Самарская область	4,62	~1900	20,58
Сахалинская область	4,73	2400–5200	20,46
Тюменская область	2,09	~1600	20,88
Ханты-Мансийский автономный округ	3,07	~1500	20,88
Ямало-Ненецкий автономный округ	3,07	3500-5000	34,80
Республика Саха (Якутия)	6,5	~2500	24,5
Кемеровская область	3,77	2500-3000	20,88

Анализ тарифов в регионах РФ, представленных в таблице 1, показал, что применение ГПУ более целесообразно на территории Республики Саха (Якутия) из-за высоких тарифов на электричество и тепло, а также невысокой цены за 1 м³ метана. Для достижения задач, поставленных в работе, в ходе технико-экономического анализа рассматривается подача энергии населенному пункту, удаленному на 500 км от ЕЭС.

Результаты исследования

1. *Технико-экономический анализ использования варианта со строительством газопоршневой установки Jenbacher J 920 C01.*

Начальные условия для технико-экономической оценки энергоустановки представлены в таблице 2 [4].

Таблица 2

Начальные условия для технико-экономической оценки ГПУ Jenbacher J 920 C01

Наименование	Единица измерения	Величина
Параметры энергетической установки		
Количество ГПУ Jenbacher J 920 C01 ($n_{ГПУ}$)	шт.	1
Расход топлива в час одной Jenbacher J 920 C01 (G_{mz})	Нм ³ /ч	2080
Расход масла одной Jenbacher J 920 C01 [4] (G_m)	кг/год	33901,2
Указанная электрическая мощность одной Jenbacher J 920 C01 ($N_{ГПУ}$)	кВт	9521
Общая тепловая выходная мощность (N_T)	Гкал/ч	3,77

Окончание табл. 2

Стоимостные показатели ГТУ – ТЭЦ		
Цена Jenbacher J 920 C01 ($C_{ГПУ}$)	тыс. евро	5000
Стоимость масла для ГПУ (C_M)	руб./кг	90
Технико-экономические показатели населенного пункта на 50 тыс. человек		
Средняя электрическая мощность за год ($N_{срз}$)	кВт	9500
Среднее значение тарифа на электроэнергию ($T_э$)	руб./кВт·ч	6,5
Среднее значение тарифа на теплоэнергию (T_T)	руб./Гкал	2500
Среднее значение тарифа на газовое топливо (метан) (T_G)	руб./м ³	24,5
Длительность работы с установленной электрической мощностью в году (t)	ч	8760
Длительность эксплуатации в году тепловой выходящей мощности (t_{om})	ч	5808
Удаленность от ЭЭС	км	500

В цену ГПУ Jenbacher J 920 C01, представленную в таблице 2, не включены расходы на транспортировку оборудования.

Определим срок окупаемости проекта строительства газопоршневой установки Jenbacher J 920 C01 для подачи энергии населенному пункту, удаленному на 500 км от ЭЭС.

Годовая выработка электроэнергии на ГПУ составит:

$$W_э = n_{ГТУ} N_{ГТУ} t = 83,4 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч.}$$

Отпуск электроэнергии в размере 6% от годового потребления электроэнергии на собственные нужды составит:

$$W_{0э} = W_э (1 - 0,06) = 78,4 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч.}$$

Отпуск электроэнергии на энергоснабжение населенного пункта составит:

$$W_{0эНП} = \frac{N_{срз}}{N_{ГПУ}} W_{0э} = 78,227 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч.}$$

Уменьшение затрат на покупку электроэнергии от существующей энергосистемы составит:

$$У_{зэ} = W_{0эНП} T_э = 508,474 \text{ млн руб.}$$

Годовые затраты на покупку топлива для ГПУ составят:

$$З_{тг} = n_{ГТУ} G_T t T_G = 446,410 \text{ млн руб.}$$

Отпуск тепла на ГПУ составит:

$$W_{OT} = n_{ГПУ} \cdot N_T \cdot t_{от} = 21896 \text{ Гкал.}$$

Уменьшение затрат на покупку тепла от внешнего источника составит:

$$Y_{ЗТ} = W_{OT} \cdot T_T = 54,74 \text{ млн руб.}$$

Суммарное уменьшение затрат на покупку электроэнергии и тепла составит:

$$Y_{Э+Т} = Y_{ЗЭ} + Y_{ЗТ} = 563,215 \text{ млн руб.}$$

Капитальные затраты на основное оборудование составят:

$$K = n_{ГПУ} \cdot C_{ГПУ} \cdot k_{\text{€}} = 400 \text{ млн руб.,}$$

где:

$k_{\text{€}}$ — курс европейской валюты к рублю, *EUR/RUB* (на момент проведения исследования составлял 80 руб.).

Капитальные затраты на строительно-монтажные (СМР) и пуско-наладочные работы (ПНР) принимаются в размере 10% от капитальных затрат на основное оборудование и составляют, таким образом, 40,0 млн руб.

Суммарные капитальные вложения составят 440 млн руб.

Годовые отчисления на амортизацию оборудования составят:

$$A_{\text{год}} = \frac{N_a}{100} F_{\text{пер}} = 16,0 \text{ млн руб.,}$$

где:

N_a — годовая норма амортизации, %;

$F_{\text{пер}}$ — первоначальная стоимость основных фондов, млн руб.

Норма амортизации составит:

$$N_a = \frac{1}{T} 100\% = \frac{1}{25} 100\% = 4\%,$$

где:

T — срок службы установки, лет (для ГПУ принимается в 25 лет).

Годовые затраты на планово-предупредительный ремонт (ППР) принимаются 1% от капитальных затрат на основное оборудование и составляют, таким образом, 4 млн руб.

Годовые затраты на доливку масла составят:

$$Z_M = n_{ГПУ} \cdot G_M \cdot C_M = 3,051 \text{ млн руб.}$$

Годовые затраты на заработную плату (с учетом начисленных страховых взносов) составят:

$$Z_{OT} = n_{\text{раб}} \cdot O_K \cdot 12 = 3,12 \text{ млн руб.},$$

где:

$n_{\text{раб}}$ — количество обслуживающего персонала, чел. (в расчеты возьмем 2 человека в смену);

O_K — средний оклад одного рабочего, руб./мес. (принимаем в 25 000 руб.).

Выплаты налога на основные фонды (2%) составят:

$$B_H = 0,02 \cdot F_{\text{перв}} = 0,02 \cdot 400,0 = 8,0 \text{ млн руб.}$$

Прочие затраты в размере 3% от амортизационных затрат, ремонтных затрат, затрат на заработную плату и налога на основные фонды составят:

$$Z_{\text{Пр}} = 0,03(A_{\text{год}} + Z_{\text{ППР}} + Z_{\text{OT}} + B_H) = 0,934 \text{ млн руб.}$$

Суммарные годовые эксплуатационные затраты составят:

$$P_{\text{Э}} = Z_{\text{ТГ}} + A_{\text{год}} + Z_{\text{ППР}} + Z_{\text{м}} + Z_{\text{OT}} + B_H + Z_{\text{Пр}} = 481,514 \text{ млн руб.}$$

Годовая чистая прибыль от использования ГПУ составит:

$$П_{\text{ч}} = (1 - 0,2)(Y_{\text{Э+Т}} - P_{\text{Э}}) = 65,36 \text{ млн руб.}$$

Срок окупаемости (с момента ввода оборудования в эксплуатацию) без учета дисконтирования составит:

$$T_{\text{OK}} = \frac{F_{\text{перв}}}{П_{\text{ч}}} = 6,5 \text{ лет.}$$

Себестоимость вырабатываемой электроэнергии составит:

$$C_{\text{Э}} = \frac{P_{\text{Э}}}{W_{\text{ОЭ}}} = 6,2 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч.}$$

Представленные расчеты свидетельствуют о возможной эффективности проекта строительства ГПУ Jenbacher J 920 C01, так как себестоимость электрической энергии, отпускаемой с ГПУ, составляет 6,2 руб./кВт·ч, что на 5% ниже действующего в регионе тарифа на электроэнергию. Срок окупаемости данного инвестиционного проекта — 6,5 лет.

2. Техничко-экономический анализ варианта энергоснабжения с применением модернизированной ГПУ Jenbacher J 920 C01 (тригенерационной криогенной энергосистемы).

Базовая комплектация энергетической системы на основе Jenbacher J 920 C01 представлена в работе [2]. Исходные данные для технико-экономического расчета энергетической установки представлены в таблице 3.

Начальные условия для технико-экономической оценки модернизированной ГПУ Jenbacher J 920 C01

Наименование	Единица измерения	Величина
Параметры энергетической установки		
Количество ГПУ Jenbacher J 920 C01 ($n_{ГПУ}$)	шт.	1
Количество турбин (n_T)	шт.	1
Количество турбодетандеров ($n_{ТД}$)	шт.	1
Количество резервуаров для СПГ и жидкого кислорода (n_P)	шт.	38
Количество насосов (n_H)	шт.	2
Количество электрогенераторов ($n_{ЭГ}$)	шт.	3
Количество теплообменников криогенного рабочего тела ($n_{ТКРТ}$)	шт.	2
Количество трубчато-ленточных теплообменников	шт.	3
Количество криогенных насосов ($n_{КН}$)	шт.	2
Количество испарителей хладагента ($n_{ИХ}$)	шт.	2
Часовой расход топлива одной Jenbacher J 920 C01 ($G_{mг}$)	кг/ч	900
Часовой расход кислорода одной Jenbacher J 920 C01 (G_{O_2} , рассчитано лабораторией криогеники)	кг/ч	1368
Расход масла одной Jenbacher J 920 C01 [4] (G_M)	кг/год	33 901,2
Установленная электрическая мощность одной Jenbacher J 920 C01 ($N_{ГПУ}$)	кВт	10747
Количество утилизируемого тепла одной Jenbacher J 920 C01 (N_T)	Гкал/ч	3,77
Стоимостные показатели ГТУ – ТЭЦ		
Цена Jenbacher J 920 C01 ($C_{ГПУ}$)	тыс. евро	5 000
Цена криогенного насоса ($C_{КН}$)	руб.	60 000
Цена насоса (C_H)	руб.	85 000
Цена испарителя хладагента ($C_{ИХ}$)	руб.	350 000
Цена теплообменника криогенного рабочего тела ($C_{ТКРТ}$)	руб.	250 000
Цена турбины (C_T)	руб.	300 000
Цена турбодетандера ($C_{ТД}$)	долл.	8 000
Цена электрогенератора ($C_{ЭГ}$)	руб.	129 100
Цена резервуара для СПГ и жидкого кислорода (C_P)	долл.	18 000
Цена СПГ ($T_{СПГ}$)	руб./кг	20
Цена жидкого кислорода (T_{O_2})	руб./кг	18
Технико-экономические показатели населенного пункта на 50 тыс. человек (см. табл. 2)		

В цену модернизированной ГПУ Jenbacher J 920 C01, которая представлена в таблице 3, не включены расходы на транспортировку оборудования.

Определим срок окупаемости данного проекта.

Годовая выработка электроэнергии на ГПУ составит:

$$W_{\text{Э}} = n_{\text{ГТУ}} N_{\text{ГТУ}} t = 94,144 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч.}$$

Отпуск электроэнергии в размере 6% от годового потребления с учетом расхода на собственные нужды составит:

$$W_{\text{ОЭ}} = W_{\text{Э}}(1 - 0,06) = 88,495 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Отпуск электроэнергии на энергоснабжение населенного пункта составит:

$$W_{\text{ЭОНП}} = \frac{N_{\text{срг}}}{N_{\text{ГПУ}}} W_{\text{ЭО}} = 78,227 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч.}$$

Уменьшение затрат на покупку электроэнергии от существующей энергосистемы составит:

$$У_{\text{ЗЭ}} = W_{\text{ЭОАО}} T_{\text{Э}} = 508,474 \text{ млн руб.}$$

Годовые затраты на покупку топлива для ГПУ составит:

$$З_{\text{ТГ}} = n_{\text{ГПУ}} (G_{\text{O}_2} t T_{\text{O}_2} + G_{\text{СПГ}} t T_{\text{СПГ}}) = 373,386 \text{ млн руб.},$$

где:

$G_{\text{СПГ}}$ – часовой расход СПГ одной ГПУ, равный 900 кг/ч (рассчитано лабораторией криогеники).

Отпуск тепла на ГПУ составит:

$$W_{\text{ОТ}} = n_{\text{ГТУ}} N_{\text{T}} t_{\text{от}} = 21896,16 \text{ Гкал.}$$

Уменьшение затрат на покупку тепла от внешнего источника составит:

$$У_{\text{ЗТ}} = W_{\text{ОТ}} T_{\text{T}} = 54,74 \text{ млн руб.}$$

Суммарное уменьшение затрат на покупку электроэнергии и тепла составит:

$$У_{\text{Э+Т}} = У_{\text{ЗЭ}} + У_{\text{ЗТ}} = 563,215 \text{ млн руб.}$$

Капитальные затраты на основное оборудование (предварительная оценка) составят:

$$К = n_{\text{ГПУ}} Ц_{\text{ГПУ}} k_{\text{€}} + n_{\text{КН}} Ц_{\text{КН}} + n_{\text{Н}} Ц_{\text{Н}} + n_{\text{ИХ}} Ц_{\text{ИХ}} + n_{\text{ТКРТ}} Ц_{\text{ТКРТ}} + n_{\text{T}} Ц_{\text{T}} + n_{\text{ТД}} Ц_{\text{ТД}} k_{\text{\$}} + n_{\text{ЭГ}} Ц_{\text{ЭГ}} + n_{\text{Р}} Ц_{\text{Р}} k_{\text{\$}} = 506,797 \text{ млн руб.},$$

где:

$k_{\$}$ — курс американской валюты к рублю, USD/RUB (на момент проведения исследования составлял 75 руб.).

Капитальные затраты на СМР и ПНР принимаются 10% от капитальных затрат на основное оборудование и составляют, таким образом, 50,68 млн руб. Суммарные капитальные вложения составят 557,477 млн руб.

Годовые отчисления на амортизацию оборудования составят:

$$A_{\text{год}} = \frac{N_a}{100} F_{\text{перв}} = 20,272 \text{ млн руб.}$$

Годовые затраты на ППР принимаются равными 1% от капитальных затрат на основное оборудование и составят, таким образом, 5,065 млн руб.

Годовые затраты на доливку масла составят:

$$Z_m = n_{\text{ГПУ}} \cdot G_m \cdot C_m = 3,051 \text{ млн руб.}$$

Годовые затраты на заработную плату (если учитывать отчисления на страховые взносы в размере 30%) составят:

$$Z_{\text{от}} = n_{\text{раб}} \cdot O_k \cdot 12 = 3,12 \text{ млн руб.},$$

где:

$n_{\text{раб}}$ — количество обслуживающего персонала (2 человека в смену).

Налог на основные фонды (2%) составит:

$$B_H = 0,02 \cdot F_{\text{перв}} = 10,136 \text{ млн руб.}$$

Прочие затраты в размере 3% от амортизационных, ремонтных, затрат на заработную плату и налога на основные фонды составят:

$$Z_{\text{пр}} = 0,03(A_{\text{год}} + Z_{\text{ППР}} + Z_{\text{от}} + B_H) = 1,158 \text{ млн руб.}$$

Суммарные годовые эксплуатационные затраты составят:

$$P_{\text{э}} = Z_{\text{тг}} + A_{\text{год}} + Z_{\text{ППР}} + Z_m + Z_{\text{от}} + B_H + Z_{\text{пр}} = 418,191 \text{ млн руб.}$$

Годовая чистая прибыль от использования ГПУ составит:

$$П_{\text{ч}} = (1 - 0,2)(Y_{\text{э+т}} - P_{\text{э}}) = 117,619 \text{ млн руб.}$$

Срок окупаемости (с момента ввода оборудования в эксплуатацию) без учета дисконтирования составит:

$$T_{\text{ок}} = \frac{F_{\text{перв}}}{П_{\text{ч}}} = 4,5 \text{ лет.}$$

Себестоимость вырабатываемой электроэнергии составит:

$$C_{\text{э}} = \frac{P_{\text{э}}}{W_{\text{оэ}}} = 4,8 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч.}$$

Представленные расчеты свидетельствуют о высокой эффективности предлагаемого варианта проекта строительства ГПУ Jenbacher J 920 C01. Так, себестоимость электрической энергии, отпускаемой с ГПУ, составляет 4,8 руб./кВт·ч, что на 26% ниже действующего тарифа на электроэнергию. Окупится инвестиционный проект за 4,5 года с начала эксплуатации.

3. Техничко-экономический анализ варианта прокладки электросетей до населенного пункта.

Уменьшение затрат на ежегодную покупку жидкого кислорода и СПГ составит:

$$Y_{\text{тг}} = n_{\text{ГПУ}}(G_{\text{O}_2}t_{\text{O}_2} + G_{\text{СПГ}}t_{\text{СПГ}}) = 373,386 \text{ млн руб.}$$

Из сборника «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–750 кВ» [7] выбираем схему прокладки электросети и рассчитываем суммарные капитальные затраты.

По схеме необходимо подобрать воздушную линию, подстанцию для энергоснабжения и выключатели для распределительного устройства (РУ). Подбор осуществляется по параметрам, необходимым для снабжения данного населенного пункта.

Для линии длиной 500 км выбираем ВЛ напряжением 750 кВ, с оттяжками и проводами сталеалюминиевыми сечением $3 \times 300 \text{ мм}^2$ [5]. Выбираем ПС напряжением 750/500/10 кВ и схемой РУ в виде трансформатор-шины с подключением линии через 2 выключателя 750–15. Выбираем 2 ячейки комплектов воздушных выключателей напряжением 750 кВ. Примем, что на протяжении 500 км необходима вырубка просеки и устройство лежневых дорог [7].

В работе приведены стоимостные показатели с учетом ВЛ 750 кВ — на стандартных стальных опорах. В стоимость ВЛ 750 кВ входит подвеска магистрального оптического кабеля связи ВОЛС-ВЛ. Укрупненные стоимостные показатели для ВЛ сформированы с учетом применения стальных и алюминиевых кабелей по ГОСТ 839–80 «Кабели неизолированные для воздушных линий». В стоимости ВЛ учтены все производственные расходы, предусмотренные «Нормами проектирования технологий».

Необходимые для расчета укрупненные стоимостные показатели приведены в таблице 4.

Укрупненные стоимостные показатели

Наименование	Единица измерения	Величина
Базисный показатель стоимости ВО ($C_{ЛЭП}$)	млн руб./км	3,543
Затраты на подготовку и вырубку 1 км просеки ($C_{ПР}$)	млн руб./км	0,55
Затраты на прокладку 1 км лежневых дорог ($C_{ЛД}$)	млн руб./км	0,78
Капиталовложения подстанции ($C_{ПС}$)	млн руб.	1350,604
Стоимость воздушного выключателя для РУ ($C_{1,РУ}$)	млн руб.	54,752

Стоимость воздушной линии электропередач:

$$C_{ВЛ} = C_{ЛЭП} * S = 1771,5 \text{ млн руб.},$$

где:

S – расстояние, км.

Чтобы получить суммарную стоимость ВЛ, необходимо учесть следующие расходы, связанные со строительством, процентное значение которых определяется в соответствии с методическими рекомендациями по расчету нормативных затрат Россети ПАО «ФСК ЕЭС» [7]:

– $C_{ВЛВ} = C_{ВЛ} * 3,3\% = 58,4595$ млн руб. (3,3% – здания и временные сооружения (ГСН 81-05-01-2001));

– $C_{ВЛП} = C_{ВЛ} * 6\% = 106,29$ млн руб. (6,0% – другие работы и затраты);

– $C_{ВЛс} = C_{ВЛ} * 3,18\% = 56,3337$ млн руб. (3,18% – услуги заказчика-застройщика, строительный контроль);

– $C_{ВЛр} = C_{ВЛ} * 8\% = 141,72$ млн руб. (8% – проектирование и проработка работ, затраты на анализ проектной документации и архитектурное руководство);

– $C_{ВЛн} = C_{ВЛ} * 3\% = 53,145$ млн руб. (3% – непредвиденные расходы).

Расходы на вырубку и подготовку просеки:

$$C_{П} = C_{ПР} * S = 275 \text{ млн руб.}$$

Расходы на устройство лежневых дорог:

$$C_{Д} = C_{ЛД} * S = 390 \text{ млн руб.}$$

Рассчитываем стоимость подстанции для населенного пункта.

В стоимость ПС входят также стационарное оборудование для осмотра трансформаторов (500 кВ и выше) и расходы на внешние технические сети (дороги, водопровод и т.п.) в величинах, предусмотренных «Правилами технологического проектирования».

Капиталовложения подстанции ($C_{ПС}$) составляют 1350,604 млн руб. (табл. 4). Чтобы вычислить всю стоимость подстанции, необходимо учесть следующие расходы, связанные со строительством, рассчитанные в процентном отношении от суммы капиталовложения ПС (процентные показатели определяются в соответствии с методическими рекомендациями по расчету нормативных затрат Россети ПАО «ФСК ЕЭС» [7]):

– $C_{ПСв} = C_{ПС} * 1,3\% = 17,557852$ млн руб. (1,3% – временные здания и сооружения);

– $C_{ПСп} = C_{ПС} * 9\% = 121,55436$ млн руб. (9,0% – прочие работы и затраты);

– $C_{ПСс} = C_{ПС} * 3,18\% = 42,949$ млн руб. (3,18% – услуги заказчика-застройщика, контроль работ);

– $C_{ПСa} = C_{ПС} * 8,5\% = 144,8$ млн руб. (8,5% – проектирование и проработка работ, затраты на анализ проектной документации и архитектурное руководство);

– $C_{ПСн} = C_{ПС} * 3\% = 40,518$ млн руб. (3% – непредвиденные расходы).

Добавляем затраты на установку двух ячеек комплекта выключателя в РУ:

$$C_{РУ} = n * C_{1РУ} = 109,504 \text{ млн руб.},$$

где:

n – количество ячеек для выключателей распределительных устройств.

Общая сумма капиталовложений:

$$K_{ВЛ} = C_{ВЛ} + C_{ВЛв} + C_{ВЛп} + C_{ВЛс} + C_{ВЛр} + C_{ВЛн} + C_{П} + C_{Д} + C_{ПС} + C_{ПСв} + C_{ПСп} + C_{ПСс} + C_{ПСa} + C_{ПСн} + C_{РУ} = 4,679935 \text{ млрд руб.}$$

Рассчитываются отчисления на амортизацию оборудования в год:

$$A_{год} = \frac{H_a}{100} F_{пер} = 95,599 \text{ млн руб.}$$

Расходы на ППР в год принимаются равными 1% от капиталовложений на все оборудование и получают равными 46,799 млн руб.

Годовые затраты на заработную плату (если учитывать отчисления на страховые взносы в размере 30%) составят:

$$З_{от} = n_{раб} * O_K * 12 = 3,12 \text{ млн руб.}$$

Налог на основные фонды (2%) составит:

$$V_H = 0,02 \cdot F_{\text{перв}} = 93,59 \text{ млн руб.}$$

Прочие затраты в размере 3% от амортизационных, ремонтных, затрат на заработную плату и налога на основные фонды составят:

$$Z_{\text{пр}} = 0,03(A_{\text{год}} + Z_{\text{ППР}} + Z_{\text{от}} + V_H) = 7,173 \text{ млн руб.}$$

Сумма расходов на эксплуатацию за год составит:

$$P_{\text{э}} = A_{\text{год}} + Z_{\text{ППР}} + Z_{\text{от}} + V_H + Z_{\text{пр}} = 249,281 \text{ млн руб.}$$

Годовая чистая прибыль от эксплуатации электросети:

$$П_{\text{ч}} = (1 - 0,2)(Y_{\text{тг}} - P_{\text{э}}) = 99,284 \text{ млн руб.}$$

Рассчитываем срок окупаемости (с момента ввода оборудования в использование) без дисконтирования:

$$T_{\text{ок}} = \frac{F_{\text{перв}}}{П_{\text{ч}}} = 48 \text{ лет.}$$

Приведенные расчеты показывают, что инвестиционный проект сможет окупиться только через 48 лет с начала эксплуатации.

Выводы

На основании результатов, полученных в ходе исследования, можно сделать вывод о том, что наиболее оптимальным решением энергоснабжения населенного пункта, удаленного на 500 км от ЕЭС (на примере территории Республики Саха (Якутия), является три-генерационная криогенная энергосистема вследствие наиболее низкой стоимости получаемой электроэнергии, а также самого быстрого срока окупаемости.

Литература

1. Заика А. В., Терещенко О. В., Благин Е. В. Исследование возможности утилизации низкопотенциального тепла при помощи установок, работающих по циклу Брайтона // Лукачевские чтения – 2017: сб. науч. трудов. Самара: Самарский университет, 2017. С. 58-62.

2. Терещенко О. В., Журавлева Ю. С., Угланов Д. А. Расчет основных характеристик криогенного двигателя с нулевым выбросом вредных веществ // Лукачевские чтения – 2017: сб. науч. трудов. Самара: Самарский университет, 2017. С. 13-17.

4. Global Electric – Техническое описание. Когенерационная установка J MS 920 GS-N. LC, 2015. 11 с.

5. Приказ Министерства промышленности и энергетики РФ от 30 апреля 2008 г. № 216 «Об утверждении Методических рекомендаций по определению предварительных параметров выдачи мощности строящихся (реконструируемых) генерирующих объектов в условиях нормальных режимов функционирования энергосистемы, учитываемых при определении платы за технологическое присоединение таких генерирующих объектов к объектам электросетевого хозяйства» // Собрание законодательства Российской Федерации. 2004. № 25, ст. 2566. № 38, ст. 3803. Собрание законодательства Российской Федерации. 2005. № 5, ст. 390. Собрание законодательства Российской Федерации. 2008. № 10 (часть 2), ст. 936. Собрание законодательства Российской Федерации. № 13, ст. 1309.

6. Singla R., Chowdhury K. Comparisons of thermodynamic and economic performances of cryogenic air separation plants designed for external and internal compression of oxygen // Applied Thermal Engineering. 2019. Pp. 1-18. DOI:10.1016/j.applthermaleng.2019.114025.

7. Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ. М.: Россети ПАО «ФСК ЕЭС», 2011. 33 с.

Статья поступила в редакцию 06.10.22г.

*Рекомендуется к опубликованию членом Экспертного совета
д-ром техн. наук, проф. И. Н. Хаймович*