

## ЛИТЕРАТУРА

1. Журнал «Экономика Беларуси» №4, 2014г.
2. Бахмат А.Б., Мартынов С.А., Маляренко А.В. «Строительные холдинги. Создание строительных холдингов как способ выхода на внешние рынки строительных услуг», 2012
3. The Top-225 International Contractors 2014 / ENR: Engineering News Record/ McGraw-Hill Companies, 2014 [Электронный ресурс]. – 2015.

УДК 338.45

### **Внедрение когенерации на промышленном предприятии**

Чигак С.О., Старовойтов Ю.А., Бесман Т.А., Нагорнов В.Н.  
Белорусский национальный технический университет  
г. Минск, Республика Беларусь

Когенерация – одновременное производство электрической и тепловой энергии одним источником (установкой). Преимущества современной когенерационной распределенной энергетики определяются следующими тремя основными факторами.

1. Совместная выработка и полезное потребление двух видов энергии обеспечивает высокий коэффициент полезного использования топлива – от 80 до 100%. Коэффициент полезного использования топлива у «традиционных» паротурбинных конденсационных электростанций (КЭС) составляет менее 30%, у теплофикационных электростанций (ТЭЦ) – менее 75%, по Беларуси в среднем около 50%. Половину потребляемого топлива большая паротурбинная электроэнергетика попросту выбрасывает в трубу, отравляя попутно окружающую среду.

2. Распределенное по стране расположение когенерационных установок рядом с потребителями исключает потери передачи электричества и тепла и обеспечивает полезное использование низкотемпературного тепла, которое на больших ТЭЦ сбрасывается в атмосферу. Потери передачи электроэнергии централизованной

«большой» энергетики более 11%, тепла, вырабатываемого крупными ТЭЦ – более 10%.

3. Существенное техническое превосходство и меньшая удельная стоимость современных газомоторных когенерационных установок по сравнению с энергоблоками традиционной паротурбинной энергетики, что обеспечивает в 2-3 раза меньшие эксплуатационные расходы.

4. Предприятия ГК «Алюминий» промузла «Шабаны» потребляют от внешних энергосистем электрическую энергию (ЭЭ) и природный газ (ПГ). Для обеспечения технологического процесса, кроме названных энергоресурсов, требуются тепловая энергия с температурами выше и ниже (холод) температуры окружающей среды. В качестве теплоносителя используется только водяной теплоноситель. Тепловую энергию (ТЭ) с температурами выше температуры окружающей среды генерируют на собственных источниках, которыми являются котельные и автономные системы воздушного отопления. Генерация потоков холодных теплоносителей для нужд технологических кондиционирования и охлаждения обеспечивается с помощью парокомпрессионных холодильных машин. Тепловые технологические нагрузки с водяным теплоносителем, нагрузки систем отопления и вентиляции совместно с нагрузками по холоду энергетически целесообразно обеспечивать с помощью тригенерационной технологии. В этой связи, для выбора экономически оправданной мощности ТЭЦ, требуемой для реализации тригенерационной технологии генерации энергопотоков, использованы реальные нагрузки ГК «Алюминий» п/у «Шабаны».

Исходя из приведенной выше информации и ее анализа принято решение об использовании на ТЭЦ 4-х ГПА единичной электрической мощностью до 3,3 МВт. Основу технологического оборудования мини-ТЭЦ составляют четыре газопоршневых агрегата мощностью 3,3 МВт и адсорбционные холодильные машины (АХМ) мощностью по производству холода 7,5 МВт. В состав ГПА входит газопоршневой двигатель внутреннего сгорания (ДВС) и электрогенератор. Энергия топливного газа преобразуется ДВС в механическую энергию, которая обеспечивает вращение генератора, обеспечивающего выработку электрической энергии.

В качестве аналога принимаем ГПА фирмы *JE Jenbacher*, производимые в Австрийском г. Йенбахер. Это агрегаты *JMS 620*, единичной электрической мощностью 3,35 МВт, электрическим абсолютным КПД 43,6 %. Утилизационное комплектное оборудование ГПА обеспечивает тепловой КПД  $\tau = 41,3 \%$ , что позволяет определить КПДэн = 84,9 %.

В основе количественного обоснования процесса принятия решений инвестиционного характера лежит оценка и сравнение объема предполагаемых инвестиций и будущих денежных поступлений. На практике используются два подхода к оценке экономической эффективности проектов: первый — упрощенный, без учета фактора времени и второй — с учетом фактора времени, что позволяет учесть неравноценность доходов и расходов, относящихся к разным периодам времени:

- чистая прибыль:

$$П_ч = O_p - И - Н, \quad (1)$$

где:  $O_p$  — объем реализованной продукции без учета НДС;  
 $И$  — издержки производства;  
 $Н$  — налог на прибыль.

- простой срок окупаемости капиталовложений

$$\sum_1^{T_{ок.п}} K_t - \sum_1^{T_{ок.п}} (O_{pt} - I'_t - N_t) = 0, \quad (2)$$

где:  $I'_t$  — общие эксплуатационные издержки без амортизации и финансовых затрат;

- амортизационные отчисления

$$T_{ок.п} = \frac{\sum_1^{T_{к}} K}{\sum_1^{T_{р}} (П_ч + И_{ам})}, \quad (3)$$

- чистый дисконтированный доход

$$NPV = \sum_{t=0}^{T_p} \Delta t \times (1 + E)^{-t}, \quad (4)$$

$$\Delta t = Opt - И'_t - Нt - Кt + Клик. t, \quad (5)$$

- индекс рентабельности

$$PI = \frac{\Delta d}{K_d} = \frac{\sum_{t=0}^{T_p} \Delta t \times (1+E)^{-t}}{\sum_{t=0}^{T_p} Kt \times (1+E)^{-t}}, \quad (6)$$

- внутренняя норма доходности

$$NPV = \sum_{t=0}^{T_p} \Delta t \times (1 + E_{IRR})^{-t} = 0, \quad (7)$$

- дисконтированный срок окупаемости

$$NPV = \sum_{t=0}^{T_{ок}} \Delta t \times (1 + E)^{-t} = 0, \quad (8)$$

Исходные данные для расчета технико-экономических показателей приведены в таблице:

Таблица 1 – Исходные данные для расчета технико-экономических показателей по проекту

№, п/п	Показатель	Ед. изм	Сущ. вариант	Проект
1.	Электроэнергия (ЭЭ)			
1.1	Установленная электрическая мощность ГПА	кВт	0.0	13 396
1.2	Год. потребление ЭЭ пр-ем	тыс. кВт*ч	89 696	89 696
1.3	Годовая выработка ЭЭ ГПА	тыс.кВт*ч	0	89 696
1.4	Годовой отпуск ЭЭ от ГПА	тыс.кВт*ч	0	79 829
1.5	Покупка (+) продажа (-) ЭЭ	тыс.кВт*ч	89 696	9 867
2.	Тепловая энергия (ТЭ)			
3.	Топливо			
4.	Удельный расход у.т.			
5.	Число часов работы с номинальной мощностью	час/год		7540
6.	Срок службы энергооборудования	тыс. час	-	240

Структура капитальных вложений в ценах на 01.01.2006 г. и удельный вес объектов основного, вспомогательного, обслуживающего назначения и необъектных затрат в общей сумме капитальных вложений приведены в таблицах:

Таблица 2 – Структура капитальных вложений

Структура капитальных вложений	Сметная стоимость реконструкции, млн. руб	Удельный вес, %
<b>ВСЕГО:</b>	<b>31 020,79</b>	<b>100,0%</b>
В том числе:		
1. Оборудование	22 688,38	73,1%
2. Строительно-монтажные работы	5 871,43	18,9%
3. Прочие затраты	2 460,98	7,9%

Стоимость строительства в текущих ценах (с учетом налогов) составляет 144 969 млн.руб., величина удельных капвложений в этом случае равна 1 285 \$/кВт.

Расчет себестоимости продукции мини-ТЭЦ (тепловой и электрической энергии) был выполнен с использованием действующих нормативных и методических материалов.

Таблица 3 – Плановая калькуляция продукции мини-ТЭЦ

Наименование статьи калькуляции	Ед. изм	Проект
Топливо	млн.руб	60 297, 6
Плата за мощность	млн.руб	0,0
Текущий ремонт оборудования	млн.руб	1 810, 3
Отчисления на кап. ремонт	млн.руб	775, 8
Амортизационные отчисления	млн.руб	3 866, 5
Налог на недвижимость	млн.руб	1 130, 6
Вспомогательные материалы	млн.руб	850, 0
Заработная плата	млн.руб	1 453,6
Общестанционные расходы	млн.руб	549, 9
Экологический налог	млн.руб	119, 2
Налог отпускаемой энергии	млн.руб	70 853,5
Себестоимость отпуска ЭЭ	руб/кВт*ч	457, 8
	цент/кВт*ч	5,44
Себестоимость отпуска ТЭ	руб/Гкал	394 811
	долл/Гкал	46, 9
Топливная составляющая ЭЭ	%	85, 10

Для расчета дисконтированных показателей (динамический срок окупаемости проекта, чистый дисконтированный доход и пр.) используется средневзвешенная ставка дисконтирования, равная 13,2%.

$$r_{\text{ср}} = \frac{80\% * 9\% + 20\% * 30\%}{100\%} = 13,2\%$$

Таблица 4 – Техничко-экономические показатели по проекту

№ п/п	Показатель	Ед. изм-я	Проект
1.	Суммарные инвестиционные издержки	млн. руб.	144 969
2.	Увеличение стоимости основных производственных фондов	млн. руб.	113 058
3.	Себестоимость когенерационной электроэнергии	цент/кВт·ч	5,44
4.	Себестоимость когенерационной тепловой энергии	\$/Гкал	46,9
5.	Увеличение стоимости основных производственных фондов	млн. руб.	113 058
6.	Удельные капиталовложения	\$/кВт	1 285
7.	Балансовая прибыль	млн. руб.	39 536
8.	Изменение налогооблагаемой прибыли	млн. руб.	39 536
9.	Чистая прибыль предприятия	млн. руб.	32 419
10.	Чистый доход (прибыль + амортизация)	млн. руб.	36 286
11.	Изменение налоговых выплат в бюджет и внебюджетные фонды	млн. руб.	7 116
12.	Срок окупаемости инвестиций (с момента ввода)	лет	4,09
13.	Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. руб.	123 003
14.	Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%	25,51
15.	Период окупаемости (с учетом дисконтирования)	лет	6,02
16.	Индекс доходности инвестиций (PI)	руб./руб.	2,02

Анализ технико-экономических показателей проекта свидетельствует о высокой эффективности как с технической, так и экономической точки зрения. Полученные технико-экономические показатели подтверждают целесообразность строительства мини-ТЭЦ, что позволит повысить эффективность использования топливно-энергетических ресурсов, а также увеличить доход предприятия за счет снижения его затрат на энергообеспечение.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Экономика энергетики : учеб. пособие для вузов ГН.Д. Рогогалёв, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова и др.; под ред. Н.Д. Рогогалёва. — М. : Издательство МЭИ, 2005. — 288 с.
2. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике; В.В Коссов, В.Н. Лившиц и др. — М.: ОАО «НПО «Издательство «Экономика», 2000 г. — 421 с.
3. Постановление Министерства экономики РБ №158 от 31.08.2005 г. "Об утверждении правил по разработке бизнес-планов инвестиционных проектов".
4. СНБ 1.03.02-96 «Состав, порядок и согласование проектной документации в строительстве», Министерство строительства и архитектуры РБ, Мн., 1996.
5. СНБ 1.02.03-97 "Рекомендации по разработке и оценке технико-экономических обоснований инвестиционных проектов" Утверждены Минэкономики РБ 14.12.1995, НЭГ №6, 1996.
6. Методические рекомендации по планированию, учету и калькулированию себестоимости продукции в РУП электроэнергетики Республики Беларусь, Минск, 2001 г.