ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ АВТОНОМНЫХ ГАЗОВЫХ ЭНЕРГОЦЕНТРОВ С АБХМ В СРАВНЕНИИ С ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕМ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ХОЛОДОМ

Аленин В.Н.,

Криницкий Е.В.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия

Аннотация

В статье проведен сравнительный технико-экономический анализ (ТЭО) двух вариантов инженерного обеспечения административного здания в г. Москве: автономный энергоцентр (газовые котлы + абсорбционные чиллеры) и централизованное теплоснабжение (ЦТП) с электрическими фреоновыми чиллерами. Оценены капитальные (CAPEX) и эксплуатационные (OPEX) затраты, рассчитан срок окупаемости. Доказана экономическая целесообразность применения АБХМ при наличии газовых лимитов и дефиците электрической мощности. Установлено, что простой срок окупаемости разницы в капитальных затратах составляет 0,81 года (296 дней), а суммарная экономия за 4 года эксплуатации превышает 159,2 млн рублей.

Ключевые слова

технико-экономическое обоснование, АБХМ, ЦТП, CAPEX, OPEX, срок окупаемости, энергоэффективность, тарифы на энергоресурсы.

Введение

При проектировании инженерных систем коммерческой недвижимости перед заказчиком и проектировщиком часто встает выбор между подключением к городским сетям (ЦТП МОЭК + электрические чиллеры) и строительством автономной встроенной котельной с абсорбционными машинами. Целью данного исследования является оценка финансовой целесообразности обоих подходов на примере реального объекта в г. Москве в условиях высоких тарифов на энергоресурсы и стоимости технологического присоединения.

Объект и методы исследования

Объектом исследования является административное здание площадью 79 891 м². Рассматриваются два варианта инженерного обеспечения:

Вариант № 1 (Автономный): 5 газовых котлов + 2 газовые АБХМ.

Вариант № 2 (Централизованный): подключение к ЦТП (МОЭК) + электрические фреоновые чиллеры типа «моноблок».

Расчеты выполнены в соответствии с требованиями СП 373.1325800.2018 и СП 60.13330.2020 [1, 2]. Тарифные предпосылки (на момент расчета): природный газ — 8,6 руб./нм³; электроэнергия — 8,5 руб./кВт·ч; тепловая энергия (МОЭК) — 2 487,81 руб./Гкал; стоимость подключения электрической мощности — 15 000 руб./кВт.

Результаты и обсуждение

1. Сравнение технических параметров и потребления энергоресурсов

Ключевым отличием вариантов является природа получения холода. АБХМ потребляет минимальное количество электроэнергии только на работу насосов и градирен, тогда как электрические чиллеры требуют колоссальных затрат на работу компрессоров.

Таблица 1 — Сравнение основных показателей оборудования

Вид потребителя	Ед. изм.	Вариант № 1 (Газ + АБХМ)	Вариант № 2 (ЦТП + Эл. чиллеры)
Потребление холодильными машинами	кВт	27,0	794,2
Градирни и насосы	кВт	110,0	50,0
Оборудование для производства тепла	кВт	160,0	110,0
Суммарное эл. потребление (теплый период)	кВт·ч/год	394 560	2 431 365
Суммарное эл. потребление (холодный период)	кВт·ч/год	460 800	316 800
Годовой расход газа	нм³/год	4 070 000	—
Годовое потребление тепла от МОЭК	Гкал/год	—	28 000

Как видно из таблицы, суммарное потребление электроэнергии в теплый период для Варианта № 2 более чем в 6 раз выше, чем для Варианта № 1.

2. Анализ капитальных затрат (CAPEX)

На первый взгляд, централизованное подключение кажется выгоднее из-за отсутствия необходимости закупки дорогих газовых котлов. Однако стоимость технического присоединения (ТП) электрической мощности для Варианта № 2 составила 12,66 млн руб. против 2,4 млн руб. для Варианта № 1 (из-за разницы в требуемых лимитах).

С учетом стоимости самого оборудования (котлы, АБХМ, чиллеры, градирни, теплообменники), общие капитальные затраты распределились следующим образом:

— Вариант № 1: 135,0 млн руб.;

— Вариант № 2: 94,84 млн руб.

Разница в CAPEX в пользу ЦТП и электрических чиллеров составляет около 40,16 млн руб.

3. Анализ эксплуатационных затрат (OPEX)

Эксплуатационные расходы кардинально меняют экономику проекта.

Для Варианта № 1: электроэнергия (~7,27 млн руб.) + газ (~35,0 млн руб.) + подпитка градирен (~0,9 млн руб.) = 43,17 млн руб./год.

Для Варианта № 2: электроэнергия (~23,35 млн руб.) + тепло от МОЭК (~69,66 млн руб.) = 93,01 млн руб./год.

Эксплуатация автономного энергоцентра обходится в 2,15 раза дешевле [3, 4].

4. Расчет срока окупаемости

Расчет простого срока окупаемости (Т) разницы в капитальных затратах за счет экономии на эксплуатационных расходах производится по формуле:

$$T = (CAPEX_1 - CAPEX_2) / (OPEX_2 - OPEX_1) = (135 - 94{,}84) / (93{,}01 - 43{,}17) = 0{,}81 \text{ года}, \quad (1)$$

Полученный результат равен 296 дням (менее 10 месяцев).

За расчетный период в 4 года суммарные затраты (CAPEX + 4·OPEX) составят:

— Вариант № 1: 307,69 млн руб.;

— Вариант № 2: 466,91 млн руб.

Чистая экономия для инвестора/заказчика за 4 года превышает 159,2 млн рублей.

Заключение

Несмотря на высокие первоначальные капитальные вложения в газовую инфраструктуру и дорогостоящее оборудование АБХМ, автономные энергоцентры демонстрируют выдающуюся инвестиционную привлекательность. Применение абсорбционных холодильных машин в связке с газовыми котлами позволяет не только обойти жесткие ограничения по электрической мощности, характерные для Москвы, но и обеспечить кратную экономию на эксплуатационных расходах. Срок окупаемости дополнительных капитальных затрат составляет менее одного года, что делает данную технологию безальтернативной для крупных коммерческих объектов в условиях высоких тарифов на электроэнергию и централизованное теплоснабжение.

Список литературы

1.СП 373.1325800.2018. Источники теплоснабжения автономные. Правила проектирования. М.: Минстрой России, 2018.

2.СП 60.13330.2020. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. М.: Минстрой России, 2020.

3.СП 50.13330.2024. Тепловая защита зданий. М.: Минстрой России, 2024.

4.Малявина Е.Г. Теплопотери здания: справочное пособие. М.: АВОК-ПРЕСС, 2007. 144 с.

5.ГОСТ Р 8.740-2023. Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методы выполнения измерений с помощью турбинных и ротационных счетчиков. М.: Стандартинформ, 2023.