

Тепловик

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА И ЖКХ

Today

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ



В ЭТОМ НОМЕРЕ

- ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ
- ПРЕДЕЛ НЕЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ
- РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ С ТЕПЛОВЫМИ НАСОСАМИ
- ГЕОТЕРМАЛЬНОЕ ОТОПЛЕНИЕ ДЛЯ КОММЕРЧЕСКИХ ЗДАНИЙ

НИКОЛАЙ ДРИГА	3–5 СТР. ➔
КЛАССИФИКАЦИЯ ОСНОВНЫХ ТИПОВ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ	
АЛЕКСЕЙ ГОЛОВКИН	6–10 СТР. ➔
КИЛОВАТТ РАБОТАЕТ ДВАЖДЫ	
ВИКТОР ГОРНОВ, РОМАН КУТАСИН	11–28 СТР. ➔
ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ	
ВАЛЕНТИН ГРАНИН	23–28 СТР. ➔
ГЕОТЕРМАЛЬНОЕ ОТОПЛЕНИЕ ДЛЯ КОММЕРЧЕСКИХ ЗДАНИЙ: ОПЫТ, ПРАКТИКА И РЕАЛЬНЫЕ ОБЪЕКТЫ	
МИХАИЛ КОБЫЛКИН, ЮЛИЯ РИККЕР	29–38 СТР. ➔
ПРЕДЕЛ НЕЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОВЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК В ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ СИСТЕМАХ	
ЕВГЕНИЙ ШЕЛКОВОЙ, АНДРЕЙ АНТОНОВ	39–47 СТР. ➔
РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ С ТЕПЛОВЫМИ НАСОСАМИ ДЛЯ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ В ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭНЕРГОУЗЛАХ	
КЕРТИС КУК (ИНТЕРВЬЮ)	48–51 СТР. ➔
RODATHERM О ПЕРСПЕКТИВАХ РАЗВИТИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	
ИВАН РОГОЖКИН	52–54 СТР. ➔
РЕЛЯТИВИСТСКИЙ ТЕПЛОЙ НАСОС	

КЛАССИФИКАЦИЯ ОСНОВНЫХ ТИПОВ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ



НИКОЛАЙ ДРИГА,
основатель ООО «СОЛАРПРОФИТ»,
собственник автономного дома,
участник разработки Законодательства
о микрогенерации с правом продажи
излишков энергии в сеть, член Экспертного
Совета при Комитете Государственной Думы
РФ по энергетике, руководитель Комитета
по энергосбережению Краснодарского
краевого отделения «Опоры России»

Тепловые насосы занимают свою нишу в общей системе энергосбережения, которая представляет собой целый комплекс организационно-технических мероприятий, направленных на сокращение энергетических затрат на выпуск единицы полезной продукции. Чем ниже удельный расход энергии — тем более эффективна экономика.

Напомним, что тепловой насос — это устройство, которое перекачивает тепловую энергию из одной среды в другую для последующего полезного использования этой энергии. При этом, как правило, объём полученной тепловой энергии в разы превышает объём энергии затраченной.

В нашей огромной стране всегда будет проблема передачи энергии на большие расстояния в условиях холодного климата. Отсюда возникает необходимость использова-

ния локальных источников энергии, которые наиболее оправданы для применения в конкретном регионе.

Например, нет никакого экономического смысла тянуть трубопроводы с природным газом на сотни и тысячи километров в регионах с крайне низкой плотностью населения.

Вне всяких сомнений использование тепловых насосов того или иного типа позволит в разы сокра-

тить затраты на отопление в целом ряде регионов страны.

Существует три основных типа тепловых насосов (далее — ТН):

1. ТН «грунт-вода»;
2. ТН «вода-вода»;
3. ТН «воздух-вода».

Первое слово в кавычках — это среда, из которой извлекается тепловая энергия, а второе — в какую среду энергия перекачивается.

Так, для **первого типа** энергия извлекается буквально из грунта

ТЕПЛОВЫЕ
НАСОСЫ

с помощью коллекторов (труб с теплоносителем — солевым раствором или незамерзающей жидкостью), прокладываемых в сотнях метров траншей, либо — коллекторов в группе скважин.

Это классический и наиболее известный тип ТН, который обычно является и самым дорогим. Эффективность данного типа ТН одна из самых высоких, средний коэффициент COP (отношение энергии, полученной к энергии затраченной) может достигать 4–5 единиц. Некоторые производители заявляют и большие значения, которые действительно возможны при определённых условиях, но на практике следует говорить о более реальных средних значениях, указанных выше.

В данном варианте требуется большая площадь участка (особенно при прокладке труб в траншеях), обязательный учёт физики сезонных изменений температуры грунта при работе такого типа ТН и планирование соответствующих зеленых насаждений, корням которых не будет вредить предполагаемое изменение температуры грунта.

Второй тип ТН извлекает энергию буквально из воды — наземных источников типа рек, озер или морей с океанами, либо из подземных источников воды.

При этом тут классический вариант — замкнутый контур отбора тепловой энергии в трубах с теплоносителем, но бывают варианты и другие. Например, когда вода добывается из одной скважины и, после перекачивания с отбором тепла, возвращается в другую скважину или сбрасывается в открытый водоём или реку.

Последний вариант на практике имеет некоторые законодательные и технические ограничения, связанные с объёмом перекачиваемой воды, качеством сбрасываемой воды и возникновением пустот в грунте после многолетней интенсивной откачки воды (этот фактор следует особо учитывать при проектировании и строительстве объектов, чтобы потом не попасть в сложную ситуацию с неконтролируемой просадкой грунта в зоне фундамента зданий с последующим возникновением трещин в несущих конструкциях).

Кроме этого, большой объём перекачиваемой воды неизбежно вызывает сложности с её фильтрацией, влекущие за собой неизбежные повышенные затраты на достаточно частую замену фильтров и очистку труб и/или теплообменников.

Третий тип ТН — самый дешёвый по общим затратам (примерно

в 2,5–3 раза дешевле первых двух типов) и наиболее целесообразный в регионах с мягким климатом, совершенно не требующий никаких земляных работ.

В данном варианте тепловая энергия извлекается буквально из окружающего воздуха (как это делает кондиционер) и затем используется для нагрева теплоносителя (условно — это «вода»), кондиционер же может нагревать только воздух (в этом его отличие от ТН такого типа)

Требуемая площадь для установки такого типа ТН снаружи минимальна и, как правило, ограничивается лишь небольшой зоной вокруг здания. Но тут нужно учитывать тот факт, что во время так называемого режима «оттайки» наружного блока, когда ТН автоматически «сбрасывает» постепенно нарастающую в ходе работы ледяную «шубу», превращая её в обычную воду, требуется предусматривать естественный и свободный дренаж для этой воды, например, в ближайшую клумбу или же в дренажную систему соответствующей конфигурации, исключающей промерзание труб в её составе. Средний коэффициент COP для такого типа ТН достигает 3-х единиц, что втрое эффективнее, чем использование электродкотлов для отопления.

ТЕПЛОВЫЕ
НАСОСЫ

Обычно эти же самые ТН производят и нагрев воды в системах ГВС (горячего водоснабжения) с помощью бойлеров косвенного нагрева. Следует заметить, что у таких бойлеров должна быть большая площадь теплообменника для эффективной передачи тепловой энергии.

Наиболее эффективным вариантом систем отопления для применения с ТН являются водяные тёплые полы, которые зачастую дополняются и радиаторами под оконными проёмами, но в южных регионах страны можно обходиться и без последних. Можно обходиться и без тёплых полов, но в таком случае нужно более внимательно производить расчёт параметров теплоотдачи каждого радиатора, поскольку в такой системе они должны передавать заданное количество тепловой энергии при более низкой температуре подачи теплоносителя, чем в высокотемпературных системах.

Для больших домов обычно используются мощные двублочные системы, у которых имеется возможность производить нагрев воды в бойлере одним наружным блоком в то время, когда второй блок продолжает работать в режиме отопления.

Ещё один вариант применения ТН — подогрев бассейнов.

Поскольку при такой задаче ТН работает в идеальных условиях температур теплоносителя, эффективность в таких решениях, как правило, бывает максимальной (средний COP может достигать 5–6 единиц при сезонном использовании бассейна по сравнению со средними 3-мя единицами в среднем за отопительный сезон в системах отопления Южных регионов страны).

Возможно также использование ТН для охлаждения помещений и даже для охлаждения другой среды, например жидкого сиропа на производственном предприятии, производящем сладости — реальная история из богатой практики.

В общем и целом, более широкое использование ТН позволит значительно сокращать, а при совместном использовании с солнечными электростанциями, которые продают избыток энергии в сеть в соответствии с Законом о микрогенерации, возможно даже полностью обнулять затраты как владельцам частных домовладений, так и некоторым предприятиям. И это не какие-то выдуманные истории, а результат

реальной практики. Например, автор данной статьи в своём частном доме имеет положительный годовой баланс платежей за всё энергоснабжение, включая отопление тепловым насосом, то есть, ему платят в абсолютных цифрах больше рублей по году, чем он платит за электричество зимой, когда Солнца по естественным причинам в разы меньше и активно работает система отопления.

Более того, в данном примере у автора полностью отсутствует зависимость от любого роста тарифов, поскольку при росте последних автоматически растёт и стоимость выкупа излишков у объекта микрогенерации физического лица на двуставочном тарифе день/ночь, которая по итогам ноября 2025 года в Краснодаре достигла 7 рублей 68 копеек.

В заключение можно выразить полную уверенность в том, что технологии энергосбережения неизбежно будут активно развиваться и в нашей стране, поскольку это диктует экономическая реальность. Кто это поймёт раньше и быстрее станет использовать комплексные решения для максимального сокращения своих энергозатрат, тот получит конкурентное преимущество для развития своего бизнеса.

КИЛОВАТТ РАБОТАЕТ ДВАЖДЫ



АЛЕКСЕЙ ГОЛОВКИН,
Генеральный директор
ООО «ХЭС»

Серверные и дата-центры с их тепловыделением, станки в промышленных цехах, вентиляция как таковая — все эти источники сбросного тепла могут стать базой для работы тепловых насосов. Итог — бесплатная горячая вода, дешёвое отопление и, как результат, снижение стоимости владения объектами.

Когда речь заходит о тепловых насосах, в российской профессиональной среде и тем более среди заказчиков инженерных систем до сих пор чаще всего всплывает устоявшийся образ — дорогое бурение скважин, геотермальные зонды, долгие сроки окупаемости и сомнительная практическая выгода. В массовом сознании на этом знание о тепловых насосах нередко и заканчивается. Подобный стереотип складывался годами и, к сожалению, стал настоящим

барьером для внедрения технологии. Между тем, возможности тепловых насосов куда шире, чем простая геотермия, а источники энергии для них могут добываться вовсе не сложным и затратным бурением, а использованием самых разных процессов, которые уже происходят на любом современном предприятии или здании.

Мы живём в условиях, когда стоимость генерации традиционной энергии растёт до уровней, кото-

рые трудно игнорировать. Например, создание гигакалории сегодня обходится примерно в двадцать миллионов рублей, а мегаватт электрической мощности — в тридцать пять — пятьдесят миллионов. На этом фоне использование тепловых насосов, работающих на «бросовом тепле», перестаёт быть экзотикой и превращается в прагматичное решение, которое позволяет не только экономить, но и выстраивать более рациональную энергетику объекта.

ИСТОЧНИКИ СБРОСНОГО ТЕПЛА

Самый простой и наглядный пример скрытых возможностей тепловых насосов — это использование их в системе вентиляции. Когда по нормативам в здании должна работать приточно-вытяжная установка, и в большинстве случаев весь тёплый воздух, который уже был нагрет за счёт внутренних процессов, просто выбрасывается на улицу. В ряде старых зданий невозможно поставить классические пластинчатые или роторные рекуператоры, а потому обогрев улицы становится нормой. Между тем вытяжной воздух — это постоянный и бесплатный источник энергии, который идеально подходит для работы теплового насоса. Так, при расходе вытяжки в десять тысяч кубометров в час можно передавать до 150 киловатт тепловой энергии, а коэффициент преобразования (COP) превышает 5. Это означает, что один вложенный киловатт электроэнергии превращается в пять и более киловатт тепла, которые можно направить на отопление помещений или на подогрев горячей воды.

Другой пример — серверные и дата-центры. Они работают круглосуточно, и тепловая нагрузка от серверов составляет сотни киловатт. Чаще всего это тепло «глу-

шится» кондиционерами, которые сбрасывают его в атмосферу. При этом в том же здании параллельно расходуются средства на отопление и горячее водоснабжение. Если вместо кондиционирования внедрить тепловой насос, можно развернуть энергообмен и тогда тепло от серверов будет не потеряно, а направлено в систему отопления или ГВС. Для владельца это означает прямое снижение эксплуатационных расходов и более низкую стоимость владения объектом.

Особенно ярко потенциал сбросного тепла проявляется в промышленности. Практически каждый современный станок требует системы охлаждения. Лазерная резка, индукционная сварка, гидравлические прессы, производство пластиковой тары — все эти устройства и процессы выделяют тепло, которое безвозвратно рассеивается в атмосферу через чиллеры. Но чиллер и тепловой насос в капитальных затратах сопоставимы, так как на этапе проектирования инвестор всё равно обязан заложить систему охлаждения. Разница лишь в том, что чиллер безвозвратно выбрасывает энергию, а тепловой насос возвращает её в виде тепла для жизнеобеспечения. Получается, что вопрос окупаемости в привычном смысле вообще исчезает, ведь владелец

завода всё равно должен купить оборудование, и, выбирая тепловой насос, он получает дополнительный источник тепла без дополнительных инвестиций.

В этих примерах тепловой насос выступает не как сложная или дорогостоящая альтернатива, а как рациональный инструмент использования того, что уже есть. Мы привыкли считать, что источником может быть только геотермальное поле или наружный воздух, но практика показывает, что энергопотоки, которые мы ежедневно теряем, зачастую оказываются куда надёжнее и доступнее.

СРАВНЕНИЕ С АЛЬТЕРНАТИВАМИ И ЭКОНОМИКА

Чтобы оценить реальные перспективы тепловых насосов, важно сопоставить их с теми решениями, которые сегодня наиболее распространены. Первое, что обычно приходит в голову — это воздушные тепловые насосы («воздух-воздух»). Их эффективность в ряде случаев оправдана, но нормативы (в частности, СП 525) требуют стопроцентного резервирования мощности таких систем, ведь при отрицательных температурах наружного воздуха они не могут гарантировать стабильную работу. Для заказчика это

ТЕПЛОВЫЕ
НАСОСЫ

означает необходимость двойных инвестиций — и в тепловой насос, и в резервную систему, которая будет страховать его в морозы.

Совсем иначе выглядит ситуация, когда источником энергии выступает сбросное тепло. Здесь температура всегда положительная, источник постоянный и предсказуемый. В таких условиях резервирование уже не требуется, и система тепловых насосов может рассматриваться как гарантированный базовый источник энергии круглый год.

Не менее показателен и другой пример — сравнение чиллера и теплового насоса. Чиллеры, как правило, размещаются на улице, требуют постоянной очистки конденсаторов и регулярного технического обслуживания. Тепловой насос устанавливается внутри здания, в тепловом пункте, и работает с меньшими эксплуатационными издержками.

Экономический эффект особенно заметен, если взглянуть на примеры внедрения. В частности, на заводе HES в Доброграде «суммарная» система рекуперации позволяет получать бесплатную горячую воду круглый год для столовой и душевых. Отопление производственных помещений в пиковые морозы обходится

в символические пятнадцать тысяч рублей в месяц при общей площади предприятия полторы тысячи квадратных метров. В среднем же расходы на отопление и горячее водоснабжение составляют около десяти тысяч рублей в месяц, и это при тарифе на электроэнергию девять рублей за киловатт-час. Для многих владельцев производств такие цифры прозвучат невероятно, но именно они демонстрируют реальную экономику решений на базе тепловых насосов.

По сути, в большинстве случаев вопрос «окупаемости» здесь теряет смысл. Если систему охлаждения всё равно необходимо закладывать, то выбор в пользу теплового насоса автоматически обеспечивает дополнительный ресурс в виде тепла. Инвестиции не удваиваются, а начинают работать эффективнее, что особенно важно в условиях роста стоимости традиционной энергетики.

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ
ОСОБЕННОСТИ
И ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ**

Тепловой насос как инженерное решение не является чем-то принципиально новым или сложным в монтаже. Его установка ничем не отличается от проектирования обычного чиллера — это

те же температурные диапазоны работы на уровне 7–12 градусов, тот же принцип подключения через гидравлический разделитель или буферную ёмкость в зависимости от конкретного решения. Именно поэтому при переходе на тепловой насос не возникает дополнительных барьеров — это привычная задача для проектировщиков и монтажных организаций.

Тем не менее у оборудования HES есть важные отличия, которые формируют его ценность. Во-первых, это программное обеспечение и контроллеры собственного производства. Внешне ТН сопоставимы с известными европейскими аналогами, но начинка у них уникальная. Программное обеспечение создавалось в России, адаптировано под специфические задачи работы не только на тепло, но и на холод, поддержки режимов активной рекуперации, гибкой интеграции в комбинированные системы отопления и охлаждения.

В контроллерах реализован целый набор функций, делающих эксплуатацию более надёжной. Это управление электронными расширительными клапанами, защита компрессора по току и температуре, встроенный тепловой счётчик, который в реаль-

ТЕПЛОВЫЕ
НАСОСЫ

ном режиме времени фиксирует коэффициент преобразования системы.

Важное преимущество — и возможность дистанционного мониторинга: интернет-подключение и управление через Wi-Fi позволяют видеть историю параметров работы за год и более.

Следующий уровень развития — это использование искусственного интеллекта. По сути, это переход от привычной интернет-диагностики к проактивной системе обслуживания. Контроллер анализирует текущие данные, замечает отклонения и заранее формирует предупреждения. Если, например, из-за качества воды начинает загрязняться теплообменник, система заранее фиксирует эту тенденцию и за две недели до возможного отказа самостоятельно отправляет сигнал сервисной компании. В результате не владелец звонит в панике в разгар жары или морозов, а сервисник сам выходит на связь и предлагает решение, пока проблема ещё не возникла.

Искусственный интеллект в тепловых насосах HES работает не только с прогнозом поломок. Он боится от ошибок монтажа, автоматически регистрирует и рассылает все параметры, ведёт

архив, что делает эксплуатацию предсказуемой. Для заказчика это означает спокойствие, так как оборудование не просто работает, а «думает» на шаг вперёд. Здесь мы приходим к мысли, что технологическая ценность тепловых насосов сегодня определяется не только компрессорами и теплообменниками, но и уровнем цифровой среды, которая их сопровождает.

КЕЙСЫ И ПРИМЕРЫ

Лучше всего о реальной ценности технологий говорят не расчёты, а примеры внедрения. Завод HES в Доброграде, о котором речь шла выше, изначально проектировался с учётом принципа полной утилизации сбросного тепла. Здесь собраны воедино все возможные источники, начиная от энерговыделения станков индукционной сварки, лазерной резки, конвейеров, испытательных стендов, вентиляционных систем и до геотермальных скважин. Совокупность этих потоков позволяет решать сразу несколько задач — отопление и охлаждение производственных помещений, нагрев горячей воды для столовой и душевых, догрев и доохлаждение вентиляции.

Результаты говорят сами за себя. Горячая вода для бытовых нужд получается круглогодично и пол-

ностью бесплатно. Для коллектива предприятия это многие десятки литров в день, и всё это обеспечивается исключительно за счёт утилизации энергии, которая в ином случае выбрасывалась бы наружу.

Другой интересный пример — системы активной рекуперации в вентиляции. Летом тепловые насосы работают в режиме реверса, используя вытяжной воздух для охлаждения приточки, зимой — наоборот, для её нагрева. Такой подход позволяет отказаться от дополнительных источников холода в тёплый период и существенно сократить расходы на подогрев в холодный. Да, есть ограничения. Например, при температурах ниже минус пятнадцати эффективность системы снижается, но даже с учётом этого в большинстве случаев можно достигать коэффициента преобразования выше пяти. Там, где классические пластинчатые или роторные рекуператоры по конструктивным причинам невозможны, активная система с тепловым насосом становится оптимальным выбором.

Эти кейсы показывают, что тепловой насос перестаёт быть «альтернативой» и становится полноценным элементом инженерной экосистемы здания или производства. Его задача —

ТЕПЛОВЫЕ
НАСОСЫ

не просто охлаждать или обогреть, а перераспределять энергию так, чтобы каждый киловатт работал дважды, а то и трижды. И чем сложнее объект, тем больше возможностей для реализации такого подхода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Опыт использования тепловых насосов на реальных объектах показывает, что там, где вчера энергия терялась впустую, сегодня она может стать источником тепла и горячей воды. Примеры внедрений — от серверных помещений до производственных цехов — наглядно демонстрируют, что современные технологии позволяют существенно снижать эксплуатационные расходы и стоимость владения объектом. И чем выше растёт цена традиционной генерации, тем более рациональными становятся решения на базе ТН.

Но отдельные проекты — это лишь одна сторона медали. Чтобы такие решения не оставались единичными примерами, а стали массовой практикой, требуется работа более широкого масштаба. Эту роль берёт на себя, в частности, Ассоциация производителей тепловых насосов. В её составе — специалисты, готовые анализировать реальные проекты, помогать заказчикам избегать избыточных затрат, давать объективную оценку параметров и показывать, как встроить тепловые насосы в систему энергоснабжения предприятия.

Ассоциация объединяет опыт заводов-изготовителей, компетенции проектировщиков и инженерных компаний, а также научные ресурсы ведущих вузов. Она занимается просвещением, вырабатывает методические подходы, делится статистикой уже

реализованных проектов. Для потребителя это означает не только доступ к конкретным технологиям, но и уверенность в том, что за ними стоит сообщество экспертов, способных помочь на всех этапах — от проектирования до эксплуатации.

И в этом видится главный вектор развития отрасли, показывающий, что сами по себе теплонасосные технологии — инструмент экономии и повышения энергоэффективности, а в сочетании с отраслевой поддержкой и экспертной работой они обеспечивают устойчивый путь к снижению энергозатрат и повышению надёжности инфраструктуры. Так формируется новое понимание инженерных решений как части единой стратегии, которая делает будущее промышленного и коммерческого секторов более предсказуемым и экономически разумным.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ



ВИКТОР ГОРНОВ,
директор проектного отделения
ОАО «Инсолар-Инвест»



РОМАН КУТАСИН,
заместитель главного инженера
ООО «ВПК «Прогресс Энерго»

Сегодня тепловые насосы из сравнительно малоизвестной и не особенно популярной технологии обеспечения теплоснабжения и охлаждения превратились в узнаваемое и достаточно понятное потребителям техническое решение.

Во многом этому способствовало изменение нормативного регулирования в стране, общемировой тренд на повышение энергоэффективности и устойчивое развитие отрасли, поддерживаемый в том числе и российским Правительством, а также усилия производителей и поставщиков данного типа оборудования в его

популяризации и продвижении. Немаловажную роль здесь сыграл и активный рост тарифов на все виды энергии, который значительно, в разы, ускорился в последние годы по сравнению с предыдущими периодами. В результате тепловые насосы нашли свою нишу преимущественно в частных домах. Это оборудо-

вание сравнительно небольшой мощности, зачастую конструктивно и внешне очень схожее с кондиционерами (воздушные тепловые насосы), которые устанавливаются и обслуживаются аналогичным с кондиционерами образом. Реже для этих целей применяются геотермальные тепловые насосы, которые, в отли-

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ



Рис. 1. Теплонасосный тепловой пункт (машинный зал)



Рис. 2. Теплообменник-утилизатор на площадке возле здания ГКНС

чие воздушных, требуют дополнительного устройства грунтовых теплообменников. Зато, за счёт использования тепла грунта, сохраняющего в течение всего года достаточно стабильную температуру, не подверженную резким колебаниям и не уходящую в глубокий минус даже в зимний период, такой тип тепловых насосов обеспечивает наиболее надёжное теплоснабжение в наших климатических условиях. Однако, существуют и другие применения для тепловых насосов.

Производственные процессы отличаются огромным разнообразием как в плане масштаба, так и в плане температурных режимов. В большинстве случаев реализация основной технологии производства сопряжена с тем или иным тепловым процессом: где-то тепло потребляется, где-то — вырабатывается, а где-то образуется как побочный продукт, но едва ли можно найти производство, где тепло совсем никак не участвует. Ниже мы предлагаем рассмотреть несколько вариантов применения тепловых насосов в сферах, сильно отличающихся от малоэтажного жилищного строительства — на районной тепловой станции (РТС) и в метро.

В 2004 г. на РТС-3 г. Зеленограда, находящейся в ведении ПАО «МОЭК»,



Рис. 3. Группа из 3-х подающих фекальных насосов в здании ГКНС

силами ОАО «ИНСОЛАР-ИНВЕСТ» была спроектирована и запущена автоматизированная теплонасосная установка (АТНУ), утилизирующая теплоту неочищенных сточных вод расположенной поблизости главной канализационно-насосной станции (ГКНС) Зеленоградводоканала и предназначенная для подогрева подпиточной воды водогрейных котлов районной тепловой станции.

Открытая система теплоснабжения Зеленограда подразумевает постоянный разбор нагретой и подготовленной воды из сетей центрального теплоснабжения жителями города на нужды горячего водоснабжения и, следовательно, постоянное наличие подпитки на РТС. Подпиточная вода, прежде чем будет направлена в котлы для нагрева, проходит цех водоподготовки, где проводится её химическая обработка, в частности, понижается жесткость. Далее вода поступает на предварительный нагрев в тепловые насосы.

АТНУ включает следующие основные части:

- теплонасосный тепловой пункт (ТТП) (рис. 1);
- теплообменник утилизатор теплоты сточных вод (рис. 2);
- группу подающих насосов сточных вод в ГКНС (рис. 3).

Таблица 1

ПРОЕКТНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ УСТАНОВКИ

Параметр	Размерность	Величина
Тепловая мощность нагрева подпиточной воды	кВт	2000 ÷ 15%
Тепловая мощность утилизации	кВт	1716,7
Температура нагрева подпиточной воды	°С	30
Потребляемая электрическая мощность (с учётом вспомогательного оборудования)	кВт	479,2
Температура сточных вод	°С	2÷20
Расход сточных вод	м³/час	400
Коэффициент преобразования (с учётом вспомогательного оборудования)	–	4,0

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

Технологическая схема установки приведена на рисунке 4.

Неочищенные сточные воды из приёмного резервуара ГКНС по трём ветвям подаются насосами сточных вод [5] через трубопроводы Т5 напорной канализации в соответствующие три параллельные секции теплообменника-утилизатора, где отдают теплоту промежуточному тепло-

носителю (воде). Охлаждённые сточные воды по трубопроводу Т6 возвращаются в резервуар. Промежуточный теплоноситель подаётся в теплообменник-утилизатор циркуляционными насосами [3], расположенными в здании теплонасосного теплового пункта, нагревается на 5–6 °С и возвращается в ТТП. Промежуточный теплоноситель циркулирует между ТТП и теплообменником-ути-

лизатором по теплоизолированным трубопроводам Т1 и Т2, длина трассы в двухтрубном исчислении составляет около 660 м.

Нагретый промежуточный теплоноситель подаётся в два тепловых насоса (ТН) [1], работающих параллельно, где отдаёт теплоту хладагенту парокомпрессионного контура и вновь направляется в теплообменник-утилизатор.

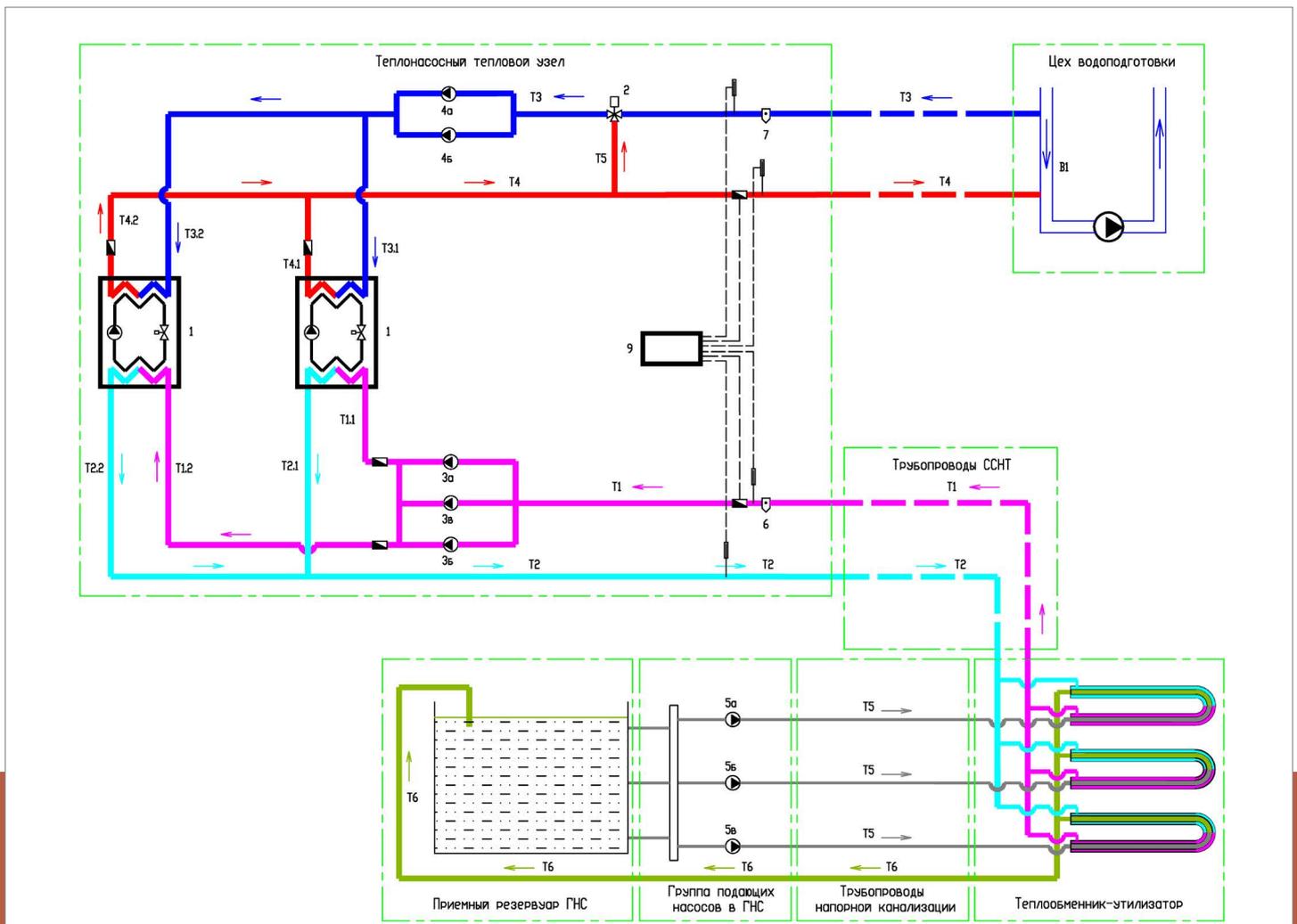


Рис. 4. Технологическая схема АТНУ

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ



Рис. 5. Монтажные работы по реконструкции оборудования АТНУ



Рис. 6. Измерение расхода сточных вод в грабельном отделении здания ГКНС

Из цеха водоподготовки РТС-3, из водовода В1 подачи водопроводной воды, с помощью насосов 4 в ТТП подаётся исходная вода, которая и нагревается тепловыми насосами.

Проектная тепловая мощность, передаваемая в цех водоподготовки, составляет 2,07 МВт. Расход подаваемой нагретой воды колеблется в пределах от 177,9 до 70 м³ в час.

Установка работает в полностью автоматическом режиме. Проектные технические характеристики приведены в таблице 1.

Так как изначально АТНУ проектировалась для подогрева подпиточной воды РТС при её работе на открытую систему теплоснабжения, в связи с частичным переходом системы теплоснабжения города на закрытую схему расход подпиточной воды снизился до 50 м³/ч вместо проектных 127 м³/ч. По этой причине в период 2011–2012 гг. АТНУ существенную часть времени работала с неполной нагрузкой. По этим причинам в 2013 г. произведена реконструкция АТНУ с внесением изменений в технологическую схему, что позволило реализовать работу тепловых насосов как в параллельном, так и в последовательном режимах



Рис. 7. Изношенное рабочее колесо насоса сточных вод



Рис. 8. Отложения на теплообменной поверхности теплообменника-утилизатора

для повышения температуры нагрева воды.

На рисунке 5 приведена фотография производства монтажных работ по реконструкции оборудования машинного зала.

После 9 лет работы появились первые признаки ухудшения работы теплонасосной установки — участились случаи срабатывания защиты по угрозе заморозки испарителя, что косвенно свидетельствовало об ухудшении работы системы утилизации теплоты сточных вод.

В порядке технического обслуживания был произведен замер расхода в контуре подачи сточных вод в теплообменник-утилизатор с помощью накладного ультразвукового расходомера, который выявил существенное снижение расхода. На рисунке 6 показан процесс измерения.

Дальнейшее обследование показало, что произошёл износ крыльчаток насосов сточных, подающих неочищенные, содержащие большое количество примесей, в том числе и довольно крупных, сточные воды в теплообменник (рис. 7), что и явилось причиной падения расхода.

Другим негативно сказавшимся на работе оборудования фак-

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ



Рис. 9. Промывка теплообменника-утилизатора



Рис. 10. Процесс наладки системы удалённого мониторинга

тором явилось нарушение технологического процесса: при остановке оборудования не был произведён слив сточных вод из теплообменника-утилизатора. В результате из сточных вод, которые остались внутри теплообменника, образовался осадок на теплообменной поверхности (рис. 8), самоочищающейся при нормальных условиях эксплуатации. Отложения создали дополнительное термическое сопротивление, что привело к падению эффективности теплообмена.

Следует отметить, что своевременное обнаружение этого отказа было затруднено ведомственной разобщённостью: теплонасосная установка находится в ведении ПАО «МОЭК», при этом система утилизации расположена на территории Зеленоградводоканала.

Для устранения выявленных проблем была произведена замена выработавших ресурс рабочих колёс насосов сточных вод и очистка теплообменных поверхностей теплообменника-утилизатора. Процесс промывки теплообменника приведен на рисунке 9.

Для своевременной регистрации отказов подключена система удалённого мониторинга и диспетчеризации работы АТНУ.

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

На рисунке 10 показан момент наладки этой системы, а на рисунках 11 и 12 — мнемосхемы машинного зала АТНУ и группы насосов сточных вод в здании ГКНС соответственно.

Параметры теплонасосной установки после реконструкции по сравнению с показателями до реконструкции представлены в таблице 2.

Оценка эффективности проведённых мероприятий по реконструкции АТНУ показала,

что выработка тепловой энергии достигла 17110 МВт*ч в год при экономии газа в размере 1852 тысячи нм^3 в год. Данные по ежегодному снижению выбросов продуктов сгорания приведены в таблице 3.

Другим примером применения тепловых насосов является их использование для теплоснабжения станций метрополитена.

Современные станционные комплексы метрополитена представ-

ляют собой сложную многоярусную конструкцию, полностью или частично расположенную ниже уровня земли. Несмотря на кажущуюся независимость теплового режима подземного объекта от метеорологических условий на поверхности, на станциях метрополитена тоже требуется отопление. Если же рассмотреть все потребности в тепловой энергии, имеющиеся на станции, то обнаружится, что станция потребляет от 1 до 2,5 МВт тепла. Основным потребителем тепла является

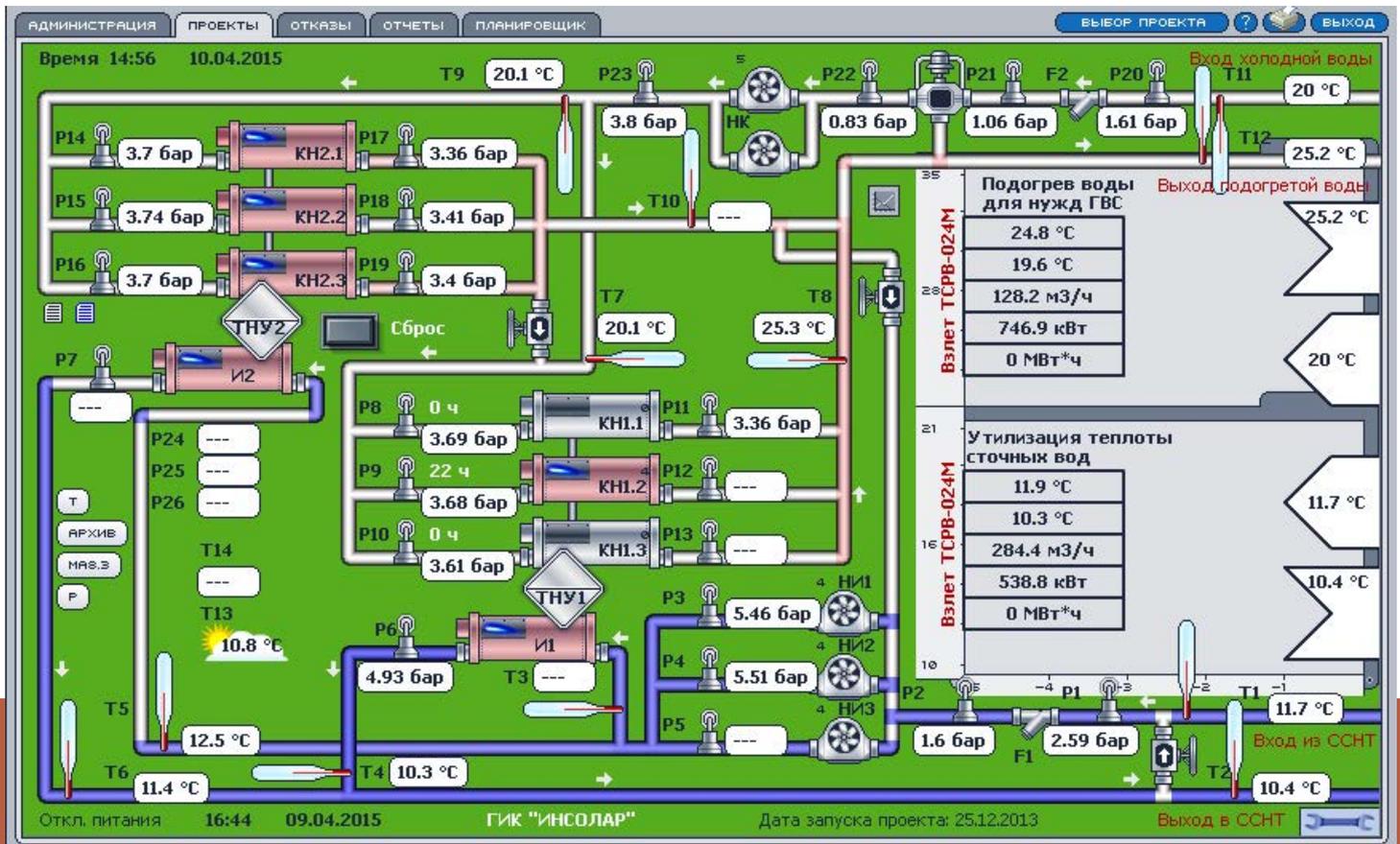


Рис. 11. Графическая схема управления удалённым мониторингом АТНУ

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

система вентиляции, что вполне понятно — для обеспечения людей свежим воздухом в подземных помещениях станций метро этот воздух туда должен как-то попасть, да ещё и нагреться от уличной температуры до необходимой в зависимости от назначения вентилируемого помещения. Помимо этого, тепло на станциях метро расходуется на работу воздушно-тепловых завес, погорев ступеней, сходов и площадок возле лифтов, горя-

чее водоснабжение и, конечно, отопление.

В 2017 году компанией «Инсолар» была введена в эксплуатацию первая в России теплонасосная система теплоснабжения (ТСТ) станционного комплекса «Саларьево» московского метрополитена. Система состоит из двух независимых тепловых пунктов, каждый из которых обеспечивает отопление соответствующего вестибюля станции.

На станции установлены 4 тепловых насоса отечественного производства марки Insolar. В качестве источника тепла для работы тепловых насосов здесь используется тоннельный воздух, который нагревается в тоннелях за счёт электрооборудования поездов, освещения, тепловыделений от пассажиров, тепла, выделяемого составами при торможении и т.д. Объём этого воздуха, перемещаемого оборудованием тоннельной вентиляции, огромен —

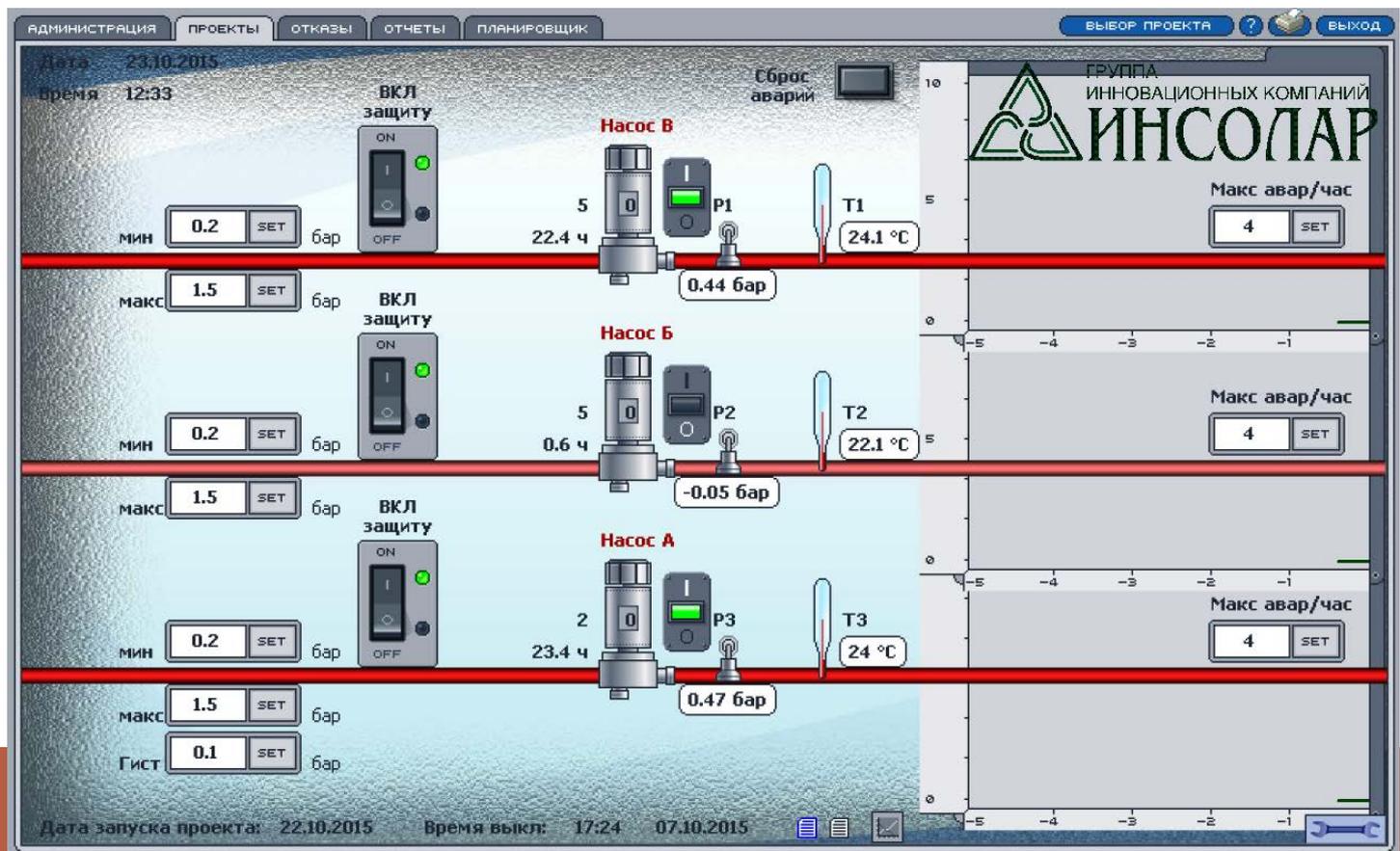


Рис. 12. Графическая схема управления удалённым мониторингом группы фекальных насосов системы утилизации в здании ГКНС

Таблица 2

СРАВНЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТЕПЛОНАСОСНОЙ УСТАНОВКИ ДО И ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

№	Параметр	Ед. изм.	Величина	
			До реконстр.	После реконстр.
1	Теплопроизводительность	кВт	2 000	2 008,2
2	Потребляемая электрическая мощность	кВт	547,4	423,9
3	Коэффициент трансформации энергии	-	3,65	4,74
4	Количество часов работы в году	ч	5 200	8 520
5	Температура подаваемой на ВПУ воды	°С	30	40

Таблица 3

ДАННЫЕ ПО ЕЖЕГОДНОМУ СНИЖЕНИЮ ВЫБРОСОВ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

Параметр	Ед. изм.	Величина
1. Годовая экономия газа	тыс. нм ³	1 852
2. Снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу:		
- диоксид углерода CO ₂	тонн	3 704
- оксид углерода CO	кг	100
- оксиды азота NO _x	кг	787
- диоксид серы SO ₂	кг	74
- летучие органические соединения	кг	1
3. Площадь леса, способная поглотить указанное количество углекислого газа	га	926

сотни тысяч кубических метров в час в каждом перегоне. Забрать и полезно использовать это тепло, обыкновенно выбрасываемое

в атмосферу наших городов с образованием островов тепла, — достойная и вполне решаемая задача, и никакое оборудование

не сделает этого лучше, чем тепловой насос.

На рисунке 13 представлена фотография одного из теплонасосных пунктов (ТНП) станции.

Метрополитен является особо опасным и технически сложным объектом, поэтому и требования к устанавливаемому там оборудованию предъявляются соответствующие. При проведении опытной эксплуатации теплонасосной системы профильные службы метрополитена обеспечили самые жёсткие условия эксплуатации системы с постоянной фиксацией технологических параметров, а также строгим инструментальным контролем как количества вырабатываемой тепловой энергии, так и расхода электроэнергии на привод оборудования. В процессе опытной эксплуатации система подтвердила свою работоспособность, полностью обеспечила требуемую нагрузку при расчётных параметрах теплоносителя и продемонстрировала высокую энергетическую эффективность — зафиксированная инструментальным образом экономия энергии составила 70% при среднем коэффициенте преобразования энергии за период опытной эксплуатации составил 3,5 для ТНП-1 и 3,3 для ТНП-2. Об этом мэр города С.С. Собянин позже написал в своих социальных сетях (рис. 14).

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ



Рис. 13. Фотография одного из ТНП станции «Саларьево»



Сергей Собянин ✓

@MosSobyanin

Читать

Протестировали в "Саларьево" теплонасосы российского производства. Оказалось, они могут поддерживать идеальный микроклимат на станциях #мосметро. И к тому же экономят до 70% потребляемой сейчас электроэнергии. Составим список новых станций, где можно их установить.

4:17 - 29 июл. 2018 г.

34 ретвита 169 отметок «Нравится»



16 34 169

Рис. 14. Мэр города С.С. Собянин в социальных сетях

Второй раз эффективность работы системы оценивалась службой эксплуатации метрополитена в отопительный период 2020–2021 гг. Полученные результаты приведены на рисунках 15 и 16.

В результате теплонасосная система продемонстрировала следующие показатели (суммарно по двум вестибюлям):

- 1) общее потребление электрической энергии 76 196 кВт*ч;
- 2) общая выработка тепловой энергии 217,92 Гкал.

Экономия энергии за отопительный период составила 177 239 кВт*ч или 69,9%. При этом средний за период коэффициент преобразования энергии составил 3,33. При действовавшем на тот момент тарифе

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

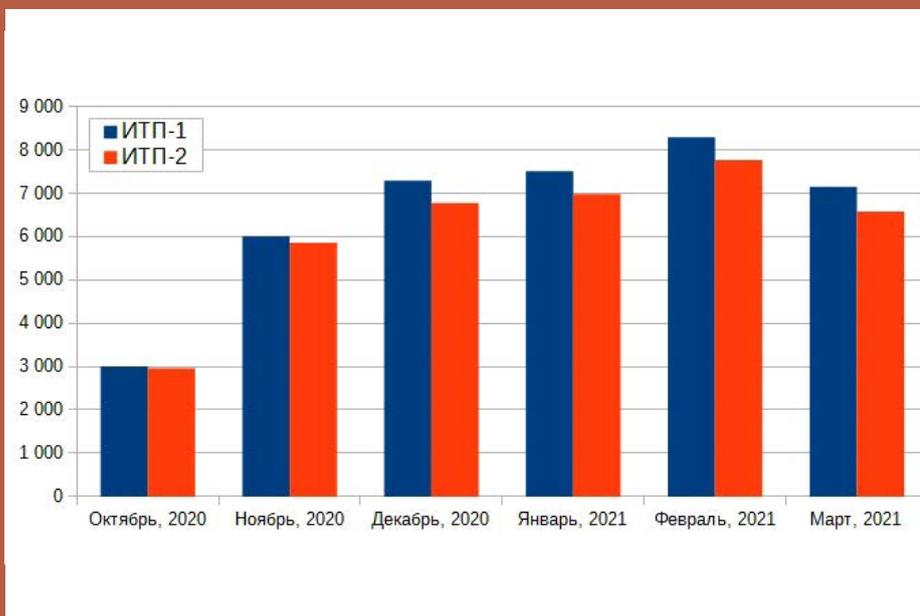


Рис. 15. Потребление электрической энергии

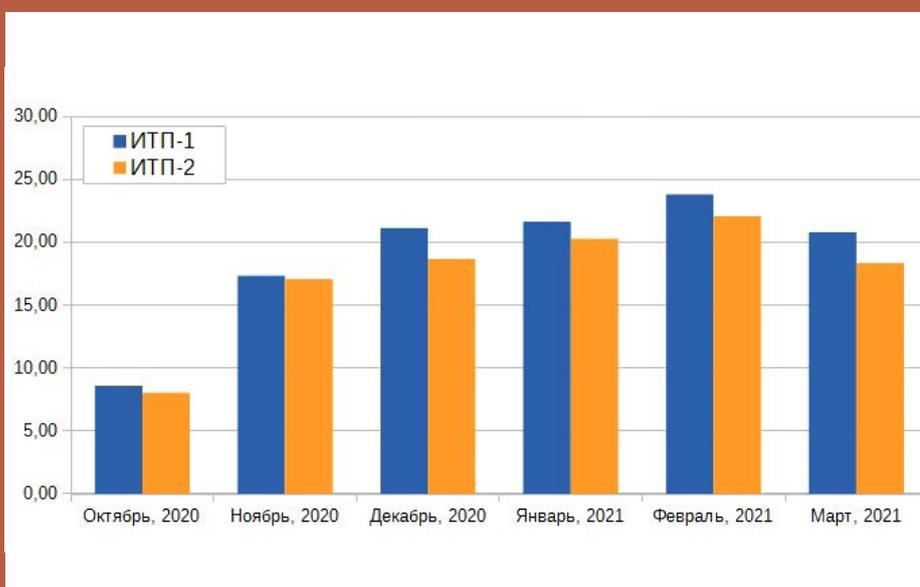


Рис. 16. Выработка тепловой энергии

на электроэнергию 5,5 руб./кВтч экономия за отопительный период составила 0,975 млн рублей.

В настоящее время продолжается работа по внедрению тепловых насосов для теплоснабжения объектов метрополитена, причём сейчас проектировщиками совместно с компанией «Инсолар» рассматриваются ещё более эффективные решения, при которых тепловые насосы будут обеспечивать ещё и холодоснабжение, т.к. на станциях метро есть немало помещений с высокими внутренними тепловыделениями, для которых требуется обеспечить круглогодичное охлаждение.

Такой подход позволит повысить величину интегрального (учитывающего выработку и тепла, и холода) коэффициента преобразования энергии до 7,5. Никакая другая система не способна достигнуть такого уровня энергетической эффективности, особенно учитывая что для его достижения не нужно устанавливать и обслуживать разнородное оборудование (котлы — для тепла, чиллеры — для холода) — с этим отлично справляется тепловой насос в одиночку.

ГЕОТЕРМАЛЬНОЕ ОТОПЛЕНИЕ ДЛЯ КОММЕРЧЕСКИХ ЗДАНИЙ: ОПЫТ, ПРАКТИКА И РЕАЛЬНЫЕ ОБЪЕКТЫ



ВАЛЕНТИН ГРАНИН,
основатель компании Геотермо

Эта статья адресована тем, кто планирует строительство или эксплуатацию крупных промышленных и коммерческих объектов: девелоперам, инженерам, проектировщикам, руководителям предприятий. Я написал её, чтобы поделиться практическим опытом, рассказать, как правильно подойти к выбору и проектированию системы геотермального отопления и предостеречь от типичных ошибок заказчиков и подрядчиков.

Двадцать лет назад мой отец и дядя начали заниматься геотермальным отоплением, которое тогда выглядело невероятной экзотикой. Действительно, ведь мы берём бесплатное и «бесконечное» тепло из земли и отапливаем им коммерческие здания. Сегодня это уже не эксперимент, а зрелое инженерное решение для крупных промышленных и коммерческих зданий. Я хочу рассказать вам о том, как геотермальное отопле-

ние решает проблемы заказчика и почему оно становится стратегическим выбором для тех, кто строит «вдолгую».

С КАКИМИ ПРОБЛЕМАМИ ПРИХОДЯТ ЗАКАЗЧИКИ

Большинство клиентов приходят с болью. Классическая ситуация: здание готово, а газа нет. Технические условия откладываются на месяцы или даже годы. Объект

простаивает, арендаторы не заходят, бизнес несёт убытки. Другой случай — электрические котлы. Казалось бы, просто: подключил, включил, работает. Но когда зимой приходят счета на 500–700 тыс. руб. в месяц, становится очевидно: эксплуатация слишком дорога.

Даже обычная газовая котельная — это затраты, согласования и риски. А если добавить проверки, лицензии и постоянный контроль

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

надзорных органов, становится ясно: традиционные источники тепла не так просты, как кажутся.

КАК РАБОТАЕТ ГЕОТЕРМАЛЬНОЕ ОТОПЛЕНИЕ

Принцип работы прост: мы используем стабильную температуру земли. На глубине от двух до 100 м круглый год держится примерно +5...+10 °С. Охлаждённый теплоноситель геотермального контура

по трубам направляется в грунтовые скважины, нагревается там на несколько градусов (перепад температуры на контуре составляет 3–6 °С) и приносит эту небольшую (низкопотенциальную) теплоту обратно в холодильный контур теплового насоса. В пластинчатом теплообменнике она передаётся хладагенту, тот испаряется, далее компрессор теплового насоса сжимает газообразный хладагент — и выделяется ещё больше

теплоты, которая передаётся уже теплоносителю контура системы отопления и ГВС. Так тепловой насос постепенно доводит температуру теплоносителя до величины, необходимой для работы основных инженерных систем здания — отопления и горячего водоснабжения.

Летом система работает наоборот — отводит тепло из здания в грунт. Получается тройной эффект: отопление, горячая вода и кондиционирование.

Преимущества видно сразу:

1. Экономия до 80% энергии по сравнению с электродкотлами.
2. Срок службы системы до 50 лет.
3. Безопасность — нет горючего топлива, нет котлов, нет дымоходов.
4. Экологичность и независимость от тарифов на газ и дизель.
5. Автоматизация — система работает без постоянного вмешательства.

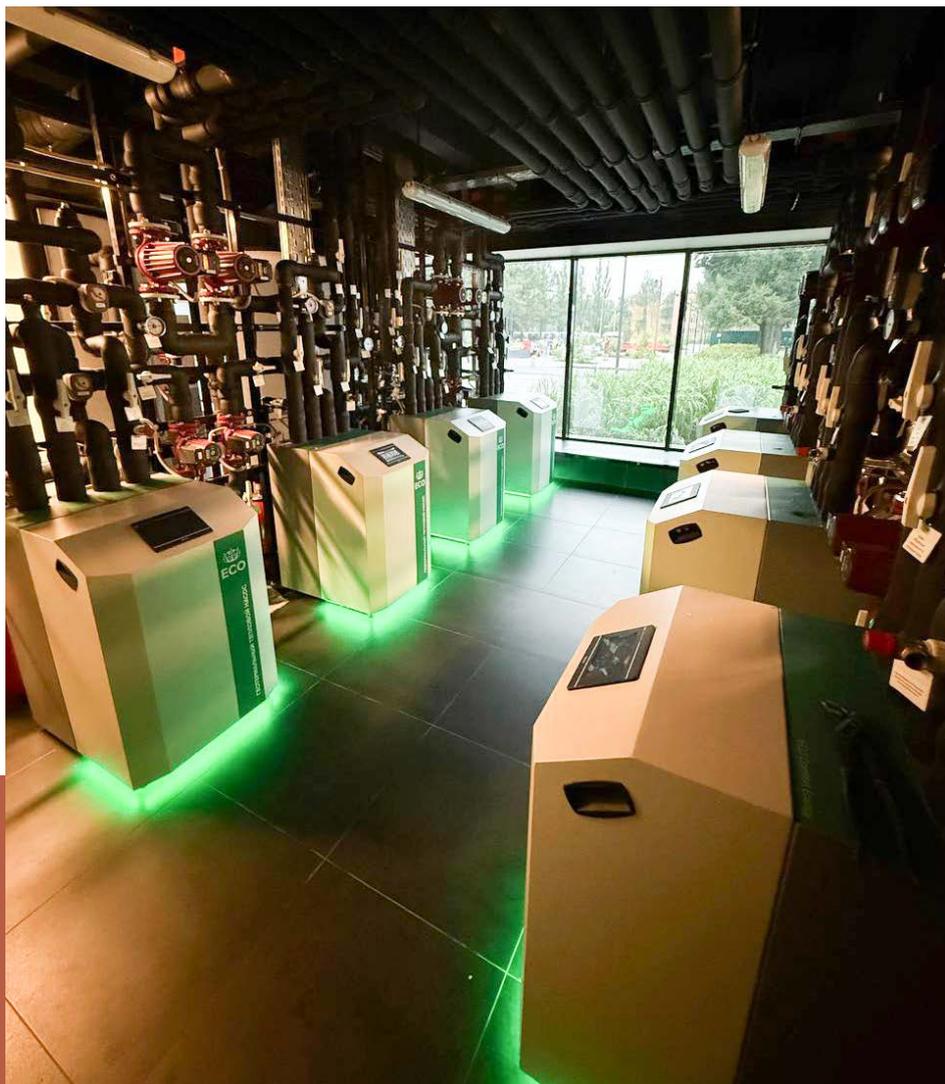


Рис. 1. Офис компании «Технониколь» в Рязани. Тепловой узел на базе восьми тепловых насосов

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ИСТОЧНИКОВ ОТОПЛЕНИЯ ДЛЯ КОММЕРЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Критерий	Геотермальное отопление	Магистральный газ	Газгольдер	Дизель	Электрический котёл	Пеллеты
Согласования	✓ Не требуется	✗ До двух лет, расходы — более 20 млн руб.	✗ Регистрация, согласование с соседями	✗ По постановлению Минэнерго России №115	✗ Согласование с энергоснабжающей организацией	✗ Требуются по нормативам
Срок монтажа	✓ До трёх месяцев	✗ От шести месяцев	✓ До трёх месяцев	✓ До трёх месяцев	✓ До одного месяца	✓ До трёх месяцев
Пожаро- и взрывоопасность	✓ Безопасно	✗ Взрывоопасно	✗ Пожароопасно	✗ Пожароопасно	✓ Минимальная	✗ Пожароопасно
Зависимость от энергоресурса	✓ Только электроэнергия	✗ Полная; непрерывное газоснабжение	✗ Подвоз и заправка сжиженного газа	✗ Подвоз и заправка дизельного топлива	✗ Полная; непрерывное электроснабжение	✗ Подвоз и загрузка пеллет
Срок службы оборудования	✓ До 50 лет	✗ До 12 лет	✗ До 12 лет	✗ До 12 лет	✗ До 10 лет	✗ До 12 лет
Обслуживание	✓ Не требуется	✗ Регулярное	✗ Регулярное	✗ Регулярное	✓ Минимальное	✗ Регулярное
Затраты при эксплуатации	✓ Низкие	✓ Средние	✓ Средние	✗ Высокие	✗ Очень высокие	✓ Средние
Охлаждение	✓ Встроено	✗ Отдельная система	✗ Отдельная система	✗ Отдельная система	✗ Отдельная система	✗ Отдельная система
Регулярные проверки	✓ Не требуются	✗ Обязательны	✗ Обязательны	✗ Обязательны	✗ По инструкции	✗ ² Обязательны

СРАВНЕНИЕ ИСТОЧНИКОВ ОТОПЛЕНИЯ

Мы подготовили табл. 1, где свели ключевые параметры разных источников отопления: согласования, сроки монтажа, пожарная и взрывоопасность, зависимость от топлива, срок службы, обслуживание, эксплуатационные затраты, возможность работы «на охлаждение», проверки контролирующих органов.

Выводы очевидны:

1. Газ — это длительные согласования, которые могут растянуться на несколько лет, регулярные проверки и зависимость от «трубы».
2. Газгольдер и дизель — это пожароопасность и зависимость от поставок. Газгольдер для юридических лиц — это во-

обще отдельная история, законно поставить и легализовать такую установку выйдет в разы дороже, чем в частном доме. К тому же при установке газгольдера на производстве объекту присваивается статус «особо опасный производственный объект» (ОПО). Это существенно увеличивает объём обязательных требований и издержек для владельца,

ТЕПЛОВЫЕ
НАСОСЫ

требует системного и затратного подхода к вопросам безопасности, а также регулярного взаимодействия с надзорными органами.

3. Электрический котёл прост в установке, но крайне дорог в эксплуатации.
4. Пеллеты требуют постоянного снабжения, налаженной логистики и регулярного обслуживания.
5. Геотермальное отопление не требует согласований, служит до 50 лет и обеспечивает отопление, ГВС и кондиционирование воздуха в комплексе.

По всем параметрам геотермальное отопление оказывается самым сбалансированным и безопасным решением.

Какие же ошибки чаще всего совершают владельцы коммерческих помещений, когда рассматривают геотермальное отопление как один из вариантов?

ОШИБКА № 1. Неправильно считают стартовые затраты

Когда сравнивают стоимость геотермального отопления и газа, часто делают большую ошибку: смотрят только на расходы на отопление. Но геотермальная система

решает сразу несколько задач — отопление, нагрев горячей воды и кондиционирование помещений.

Разница возникает за счёт того, что «геотермалка» уже включает в себя функцию кондиционирования и не требует закупки и монтажа дополнительного оборудования. Поэтому корректно рассматривать и сравнивать не просто «системы отопления», а комплекс «отопление + горячая вода + кондиционирование». И здесь геотермальное отопление выигрывает по всем параметрам.

ОШИБКА № 2. Расчёт по площади

Ещё одна из самых распространённых ошибок заказчиков — считать стоимость отопления исходя только из площади помещения. Например, они берут цену системы «на 1000 м²» и просто умножают её на свою общую площадь. Такой подход приводит к искажённым ожиданиям. На самом деле при подборе оборудования важно учитывать не квадратные метры, а тепловые потери здания.

Теплопотери здания зависят от множества факторов:

- площади наружных стен и кровли;
- качества утепления стен, пола, кровли;
- площади и характеристик окон;

- высоты потолков;
- назначения помещений и требуемого температурного режима.

ОШИБКА № 3. Экономия или игнорирование важности геоконтра

Некоторые заказчики, желая сократить бюджет, предлагают пробурить меньше скважин или уложить трубу меньшего диаметра. Иногда и подрядчики это предлагают, чтобы цена была привлекательнее.

И самое страшное в этой ситуации, что система будет работать, но не очень долго.

В первый сезон всё будет в порядке, но уже на второй зимний цикл грунт не успеет восстановиться, температура падает, тепловой насос перестаёт выдавать заявленную мощность. Итог — здание остывает, а владелец вынужден подключать дорогой электрический догрев. Иногда заказчик даже сам не знает, что геоконтур у него давно не работает, а всё здание отапливается электрокотлом. Отсюда и мифы о том, что «эти решения для Европы, у нас не работает». На самом деле в Сибири наши объекты отапливаются геотермальными системами уже более 20 лет, а там зимой температура опускается до -42°C .

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

Правильный расчёт геоконтура — основа всей системы. Важно учитывать тепловые потери здания, геологию участка, глубину и диаметр скважин, шаг укладки труб, свойства грунта. Ошибка даже в 20–30% по длине приводит к тому, что система не выполняет свою задачу, а заказчик теряет деньги.

Бывает и другая ситуация: у заказчика просто нет места на участке для размещения контура. И он делает вывод, что геотермальное ото-

пление невозможно. Но это тоже ошибка. В подобных случаях должны рассматриваться нестандартные решения. Например, на одном объекте мы сделали контур прямо под зданием: восемь колодцев, в каждый из которых завели геотермальный контур длиной 1000 м. Под каждый тепловой насос свой колодец был смонтирован ещё до заливки полов, а после заливки мы начали бурение. При этом заказчик не потерял ни квадратного метра полезной площади.

ОШИБКА № 4. Разделение проекта между разными подрядчиками

Некоторые заказчики считают, что выгоднее поручить бурение одной компании, монтаж тепловых насосов — другой, а разводку труб и настройку автоматики — третьей, а тепловые насосы купить в Китае. На бумаге это выглядит как «экономия», но на практике почти всегда оборачивается проблемами.

Во-первых, теряется ответственность. Когда система перестаёт работать, каждая сторона указывает на другую: бурильщики говорят, что проблема в насосах, монтажники винят проектировщиков, а проектировщики — строителей. В итоге заказчик остаётся один на один с неработающей системой и растущими затратами.

Во-вторых, страдает качество. Каждая компания работает «под свою задачу», не думая о целостности системы. В результате где-то не учтены тепловые потери, где-то «недосверлили» необходимые метры контура, где-то установили неподходящие приборы отопления.



Рис. 2. Опрессовка геотермального колодца

ТЕПЛОВЫЕ
НАСОСЫ

А в итоге заказчик получает комплекс, который не работает так, как обещали.

ОШИБКА № 5. Надежда, что «всё решится само»

Это поймут те, кто уже строил здания. Новички, как правило, более оптимистичны. Очень часто заказчики откладывают выбор альтернативного отопления, потому что верят обещаниям газовиков: «вот-вот дадим техусловия», «через полгода подключим», «в следующем году точно проведём трубу». Проходит год, второй — а газ всё так же остаётся «за горизонтом». Всё это время здание простаивает без тепла, арендаторы не заходят, бизнес терпит убытки.

Проблема в том, что газовые проекты зависят не от собственника, а от внешних факторов: наличия мощностей, загруженности сетей, административных согласований, очередей на подключение. Иногда труба проходит прямо вдоль участка, но завести её внутрь стоит десятки миллионов и требует ожидания в полтора-два года. За это время объект теряет свою ликвидность, а владелец теряет деньги.

Мы много раз сталкивались с ситуацией, когда заказчики ждали газ «уже вот-вот», но в итоге приходили к нам после нескольких лет

убытков. И каждый раз говорили: «Надо было ставить геотермальное отопление сразу». Ведь эта система запускается за два-три месяца и сразу закрывает все задачи: отопление, горячую воду и охлаждение. Поэтому главный вывод простой: не стоит откладывать решение и надеяться на чужие обещания. Геотермальное отопление — это независимость. Оно не зависит от газовиков, чиновников и сроков, которые переносятся бесконечно. Это система, которую можно построить и запустить здесь и сейчас.

Все эти ошибки показывают одно: геотермальное отопление нельзя рассматривать «по остаточному принципу» или оценивать поверхностно. Оно требует грамотного расчёта и комплексного подхода. Нельзя сравнивать его только с газом, забывая про охлаждение и горячую воду. Нельзя считать систему по квадратным метрам, игнорируя теплопотери. Нельзя урезать геоконтур в надежде на «и так сойдёт». Нельзя делить ответственность между разными подрядчиками. И уж точно нельзя откладывать решение, веря обещаниям, что «в следующем году точно дадут газ».

Практический опыт показывает, что все, кто пошёл по этим ложным

сценариям, в итоге возвращаются к нам с пониманием, что дешевле и надёжнее было бы сделать систему «сразу и правильно». Главный вывод очень простой: геотермальное отопление работает, но только тогда, когда оно спроектировано и реализовано профессионально, как единый комплекс.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Геотермальное отопление — это уже не экспериментальная технология, а зрелое и надёжное решение для коммерческих и промышленных зданий. Оно закрывает сразу три ключевые задачи — отопление, горячую воду и охлаждение — и делает объект независимым от внешних условий, тарифов и обещаний поставщиков газа.

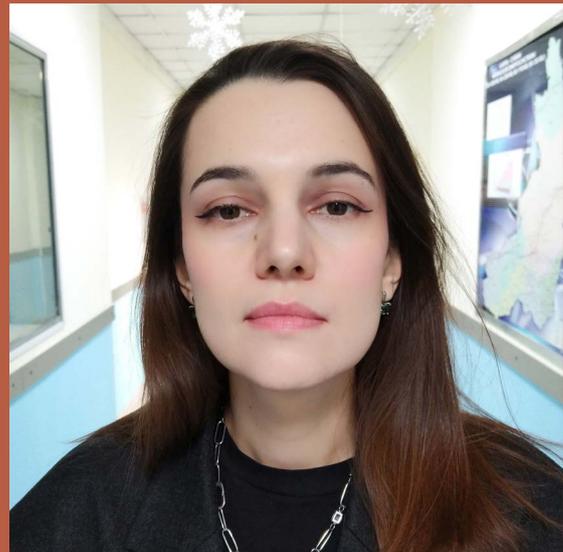
Практический опыт показал, что главные проблемы возникают тогда, когда заказчики пытаются упростить или «сэкономить» на расчётах, контуре или подрядчиках. Но все, кто прошёл через эти ошибки, в итоге делают вывод: дешевле и надёжнее было бы изначально доверить проект профессионалам.

Статья первоначально опубликована в журнале
[СОК № 8 / 2025 \(стр. 60–63\)](#).

ПРЕДЕЛ НЕЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОВЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК В ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ СИСТЕМАХ



МИХАИЛ КОБЫЛКИН, к.т.н.,
доцент кафедры Энергетики
ФГБОУ ВО Забайкальский
государственный университет



ЮЛИЯ РИККЕР, старший
преподаватель кафедры Энергетики
ФГБОУ ВО Забайкальский
государственный университет

В статье рассматривается обоснование целесообразности применения тепловых насосных установок (ТНУ) в теплофикационных системах с ТЭЦ. Предложенный в работе предельно неэффективный коэффициент преобразования ТНУ позволяет оценить энергетическую эффективность применения ТНУ в условиях теплофикации. В работе показано, что эффективность ТНУ при совместной работе с ТЭЦ зависит главным образом от параметров пара в отборах и конденсаторе турбины. В качестве примера рассмотрен частичный переход от системы «ТЭЦ-потребитель» к системе «ТЭЦ-ТНУ-потребитель» для турбины ПТ-135/165-130/15.

ВВЕДЕНИЕ

Тема целесообразности использования теплонасосных установок (ТНУ) в системах теплоснабжения с ТЭЦ является спорной среди специалистов отрасли. Отсутствие единого похода к обоснованию эффективности подобных систем привело к разделению мнений специалистов, одни склонны полагать, что ТНУ при параллельной работе с ТЭЦ приводят к снижению эффективности теплофикации, другие считают, что ТНУ способны вывести теплофикацию на качественно новый уровень и обеспечить повышение её эффективности.

Примечательно, что для каждого мнения имеется ряд подходов к обоснованию справедливости отстаиваемых убеждений. Интересной, с точки зрения различия методологических подходов, является дискуссия, развернувшаяся на площадке «РосТепло.ру» между канд. техн. наук В.Ф. Гершковичем в соавторстве с А.К. Литовченко [1] и канд. техн. наук С.А. Козловым [2]. В дискуссии произошло сравнение не сопоставимых вариантов, общим в которых является только наличие ТНУ.

В результате читатели получили два противоречивых заключения, при том, что каждый из авторов приводит корректные подтверждения своей точки зрения. Проблемой дискуссии является то, что полученные выводы справедливы только в рамках тех примеров, в которых они приводятся, и не могут быть экстраполированы на альтернативные технологические решения с применением ТНУ в системах централизованного теплоснабжения. Описанная проблема в настоящее время характерна для большинства подходов к оценке эффективности подобных проектов.

ТНУ позиционируются в первую очередь как энергосберегающие технологии, соответственно при первичной оценке их эффективности в условиях те-

плофикации необходимо опираться на экономию топлива на ТЭЦ сравнивая системы «ТЭЦ-потребитель» и «ТЭЦ-ТНУ-потребитель». Экономическая оценка при этом является обязательной, но вторичной, поскольку она в значительной степени привязана к конкретным условиям эксплуатации оборудования, а при абстрактных условиях может быть в некоторой степени манипулятивной и приводить к реализации проектов, которые не дают энергосберегающего эффекта.

Анализ публикаций по рассматриваемой тематике показывает, что основная часть работ посвящена тепловым насосам как одному из способов повышения экономичности ТЭЦ [5, 7, 8]. Некоторые авторы рассматривают именно применение тепловых насосов на сетевой воде ТЭЦ [3, 4, 6, 9]. В каждой работе приводятся свои подходы к оценке эффективности применения ТНУ. В рамках данной статьи предлагается рассмотреть возможную универсальную методику первичной оценки энергетической эффективности ТНУ в теплофикационных системах с целью получения однозначного ответа на вопрос: «является ли ТНУ энергосберегающей технологией при работе с ТЭЦ?».

При этом, как справедливо отметил Константин Борисов в обсуждении темы ТНУ в чате телеграм-канала Teplovichok, следует учитывать, что рассмотрение только энергетической и экономической эффективности ТНУ не отражает всей полноты факторов, определяющих целесообразность их применения в системах теплоснабжения. Для технологий, претендующих на статус энергоэффективных и низкоуглеродных, особую значимость имеют также показатели надежности и качества энергоснабжения потребителей. В настоящей работе внимание сосредоточено именно на энергетической составляющей и анализе топливного баланса, тогда как вопросы надежности и орга-

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

низационно-технических рисков требуют отдельного, самостоятельного рассмотрения.

МЕТОДЫ

Для получения ответа на поставленный выше вопрос предлагается ввести понятие предельно неэффективного коэффициента преобразования ТНУ ($COP_{пр.}$) для рассматриваемой системы. Под данным термином следует понимать такой коэффициент преобразования, при котором внедрение ТНУ в систему теплоснабжения с ТЭЦ не приведет к изменению расхода топлива на источнике. Дальнейшее рассмотрение предлагаемой методики будет вестись с учетом ряда принятых допущений:

1. На ТЭЦ установлены турбины типа Т или ПТ с двумя теплофикационными отборами;
2. ТНУ устанавливается для покрытия отопительной нагрузки ТЭЦ;
3. Вся теплота необходимая потребителю компенсируется ТНУ из автономного низкопотенциального источника теплоты;
4. Пренебрегаем высвобождением мощности вспомогательного оборудования тепловых сетей;
5. Рассматриваемая ТЭЦ является замыкающей и на ней имеется запас мощности для покрытия нужд ТНУ;
6. Доля пара на регенерацию постоянна в различных режимах работы турбины;
7. ТНУ является неотъемлемой частью системы теплоснабжения и рассматривается в комплексе с ТЭЦ.

Исходя из сформированного определения $COP_{пр.}$ условие сохранения топливного баланса можно выразить через уравнение (1):

$$B_{ТЭЦ} = B_{ТЭЦ+ТНУ}, \quad (1)$$

где:

$B_{ТЭЦ}, B_{ТЭЦ+ТНУ}$ — расходы топлива на ТЭЦ соответственно при отсутствии и при наличии ТНУ в системе теплоснабжения.

Равенство расходов топлива в вариантах будет соблюдено только при условии равного расхода пара от котлов на турбины ТЭЦ. При этом расход пара для варианта «ТЭЦ-потребитель» будет складываться из расхода пара на поддержание мощности в режиме конденсационной выработки и расходов пара в теплофикационные отборы с учетом коэффициентов недовыработки мощности. При произвольном распределении расходов пара в теплофикационные отборы получим уравнение (2), описывающее расход пара для варианта без ТНУ:

$$D_{ТЭЦ} = \frac{N}{H_i \cdot \eta_{эм}} + \frac{[(h_{отб.1} - h_k) + \alpha_{отб.2} \cdot (h_{отб.2} - h_k)] \cdot D_{отб.1}}{H_i}, \quad (2)$$

где:

N — мощность, которую необходимо поддерживать для снабжения потребителя электроэнергией, включая собственные нужды ТЭЦ;

H_i — располагаемый теплоперепад турбины;

$D_{отб.1}$ — расход пара в первый теплофикационный отбор;

$h_{отб.1}, h_{отб.2}$ — энтальпия пара, отбираемого на теплофикацию из первого и второго теплофикационного отбора соответственно;

h_k — энтальпия пара в конденсаторе;

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

$\alpha_{отб.2}$ — коэффициент, отражающий отношение расхода пара во второй отбор к расходу пара в первый отбор; $\eta_{эм}$ — электромеханический КПД турбины.

Представив расходы пара в теплофикационные отборы через балансовые зависимости от расхода теплоты на нужды теплоснабжения, получим уравнение (3):

$$D_{ТЭЦ} = \frac{N}{H_i \cdot \eta_{эм}} + \frac{[(h_{отб.1} - h_k) + \alpha_{отб.2} \cdot (h_{отб.2} - h_k)]}{H_i} \cdot \frac{Q_{от.}}{[(h_{отб.1} - h_{др.1}) + \alpha_{отб.2} \cdot (h_{отб.2} - h_{др.2})] \cdot \eta_{то}}, \quad (3)$$

где:

$h_{др.1}$, $h_{др.2}$ — энтальпия дренажа первой и второй сетевой подогревательной установки;

$Q_{от.}$ — количество теплоты, отпускаемой с ТЭЦ на нужды теплоснабжения;

$\eta_{то}$ — КПД теплообменного аппарата.

Расход пара для варианта «ТЭЦ-ТНУ-потребитель», в условиях принятых допущений, будет равным только расходу пара на поддержание мощности в режиме конденсационной выработки. С учётом необходимости прироста мощности для обеспечения работы ТНУ получим уравнение (4):

$$D_{ТЭЦ+ТНУ} = \frac{N}{H_i \cdot \eta_{эм}} + \frac{\Delta N_{тну}}{H_i \cdot \eta_{эм}}, \quad (4)$$

где:

$\Delta N_{тну}$ — необходимый прирост электрической мощности для покрытия нужд ТНУ.

Приравнивая уравнения (3) и (4) после сокращения единых элементов, получим уравнение (5) следующего вида:

$$\frac{[(h_{отб.1} - h_k) + \alpha_{отб.2} \cdot (h_{отб.2} - h_k)]}{[(h_{отб.1} - h_{др.1}) + \alpha_{отб.2} \cdot (h_{отб.2} - h_{др.2})]} \cdot \frac{Q_{от.}}{\eta_{то}} = \frac{\Delta N_{тну}}{\eta_{эм}}. \quad (5)$$

Уравнение (5) возможно преобразовать в уравнение (6):

$$\frac{Q_{от.}}{\Delta N_{тну}} = \frac{[(h_{отб.1} - h_{др.1}) + \alpha_{отб.2} \cdot (h_{отб.2} - h_{др.2})] \cdot \eta_{то}}{[(h_{отб.1} - h_k) + \alpha_{отб.2} \cdot (h_{отб.2} - h_k)] \cdot \eta_{эм}}. \quad (6)$$

После проведенных преобразований левая часть уравнения (6) представляет собой отношение компенсированного за счет ТНУ количества теплоты к необходимому приросту мощности для покрытия потребности ТНУ в электроэнергии, данная величина является аналитическим выражением $COP_{пр}$. Физический смысл полученной зависимости заключается в соотношении энергии, которая может быть получена из пара при его конденсации для нужд теплоснабжения, к энергии, которая может быть получена из того же количества пара при его расширении в турбине для нужд электроснабжения. В общем случае данное выражение можно перефразировать следующим образом: если высвобождаемой электрической мощности, при снижении тепловой нагрузки на отборы, достаточно только для покрытия нужд ТНУ, то в таком случае ТНУ имеет нулевую энергетическую эффективность. Из полученного уравнения видно, что эффективность ТНУ при совместной работе с ТЭЦ зависит главным образом от параметров пара в отборах и конденсаторе турбины.

Анализируя физический смысл уравнения (6), можно заключить, что принцип построения зависимости $COP_{пр}$ от параметров пара будет справедлив не только для теплофикационных отборов, но и для нерегулируемых регенерационных отборов, в случае если ТНУ внедряется непосредственно в тепловую схему ТЭЦ. В общем виде уравнение $COP_{пр}$ для произвольного количества отборов примет вид (7):

$$COP_{пр} = \frac{[(h_{отб.1} - h_{др.1}) + \sum_{i=2}^n \alpha_{отб.i} \cdot (h_{отб.i} - h_{др.i})] \cdot \eta_{то}}{[(h_{отб.1} - h_k) + \sum_{i=2}^n \alpha_{отб.i} \cdot (h_{отб.i} - h_k)] \cdot \eta_{эм}}. \quad (7)$$

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

Зависимость (7) позволяет провести первоначальную оценку эффективности ТНУ в теплофикационной системе. Частный случай данного уравнения для одного отбора был представлен в статье [7] в виде уравнения (2) для $\varphi_{\text{ТЭЦ}}$ со схожей логикой дальнейшей оценки эффективности ТНУ.

Главным условием получения корректного результата расчета $\text{COP}_{\text{пр}}$ является построение подробной модели процесса расширения пара в турбине для получения энтальпий пара в отборах. Особое внимание необходимо уделять процессам дросселирования в поворотных диафрагмах, которые регулируют давление в отопительных отборах, а также необходимо учитывать пределы регулирования давления, изменение КПД цилиндров низкого давления (ЦНД) и их пропускную способность. Исключение из модели процесса расширения вышеописанных факторов может существенно исказить результаты.

РЕЗУЛЬТАТЫ

В качестве примера предлагается рассмотреть переход от системы «ТЭЦ-потребитель» к системе «ТЭЦ-ТНУ-потребитель» для турбины ПТ-135/165–130/15. В рассматриваемом примере осуществляется 12% компенсация тепловой нагрузки отборов турбины. Принимается, что в отопительных отборах турбины поддерживается давление 0,199 МПа для верхнего отопительного отбора и 0,085 МПа для нижнего отопительного отбора. Пар распределяется равномерно между подогревателями. КПД ЦНД для рассматриваемого режима принят равным 0,8, а также принято допущение, что $\eta_{\text{мо}} \approx \eta_{\text{эм}}$.

Процессы расширения для турбины без компенсации теплоты отборов и с компенсацией представлены на рис. 1.

До закрытия отборов энтальпия верхнего отбора составляла $h_{\text{отб.1}} = 2647$ кДж/кг, нижнего $h_{\text{отб.2}} = 2578$ кДж/кг, в конденсаторе $h_{\text{к}} = 2364$ кДж/кг. Энтальпии дренажей $h_{\text{др.1}} = 505$ кДж/кг и $h_{\text{др.2}} = 398$ кДж/кг. После частичной компенсации тепловой нагрузки происходит раскрытие поворотных диафрагм и увеличение пропуска пара через ЦНД с сохранением расхода острого пара на входе в турбину. При 12% компенсации получаем $h_{\text{отб.1}} = 2647$ кДж/кг, $h_{\text{отб.2}} = 2569$ кДж/кг, в конденсаторе $h_{\text{к}} = 2287$ кДж/кг. Энтальпии дренажей $h_{\text{др.1}} = 840$ кДж/кг и $h_{\text{др.2}} = 504$ кДж/кг.

Необходимо отметить, что увеличение пропуска пара через проточную часть турбины приводит к увеличению теплоперепадов, т.е. пар, перераспределенный в конденсатор турбины, получает возможность выработать больше мощности, чем он потенциально мог бы выработать до перераспределения. В связи с чем, для уравнения (7) понадобятся данные как первого, так и второго режима.

При равномерном распределении пара по отборам $\text{отб.2} = 1$. В таком случае уравнение (7) примет вид (8):

$$\text{COP}_{\text{пр}} = \frac{(h_{\text{отб.1}} - h_{\text{др.1}}) + (h_{\text{отб.2}} - h_{\text{др.2}})}{(h_{\text{отб.1}} - h_{\text{к}}) + (h_{\text{отб.2}} - h_{\text{к}})} \quad (8)$$

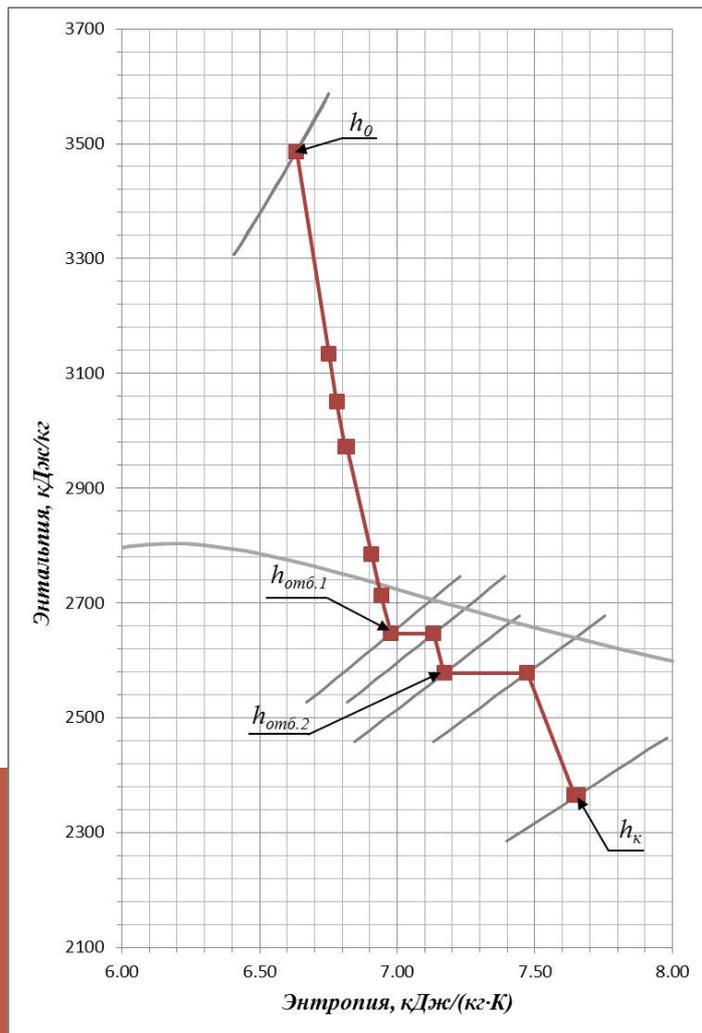
Подставляя в числитель параметры отборов в первом режиме, а в знаменатель параметры второго режима получим $\text{COP}_{\text{пр}} \approx 6,7$. В случае если мощность теплового насоса мала по сравнению с общей тепловой нагрузкой, то можно считать, что процесс расширения в режимах до и после компенсации тепловой нагрузки идентичны. $\text{COP}_{\text{пр}}$ при этом составит 8,7. Для режимов близких к летнему, когда открыт только один отопительный отбор и давление поддерживается на уровне нижнего предела регулирования, $\text{COP}_{\text{пр}}$ составит 29,6 при малой компенсации тепловой нагрузки и 11,9 при 12% компенсации.

ОБСУЖДЕНИЕ

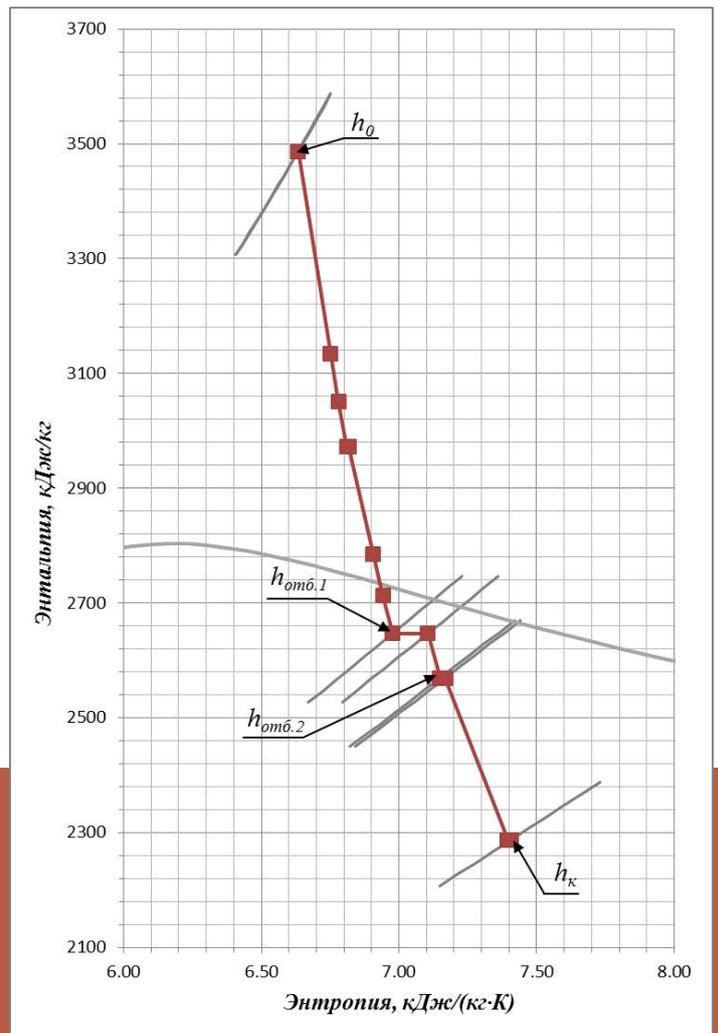
Полученные результаты показывают, что предельно неэффективный коэффициент преобразования ТНУ для теплофикационных турбин оказывается достаточно высоким. Значения $COP_{пр}$, существенно превышают типичные значения COP реальных тепловых насосов. Это означает, что в изолированных системах, где отсутствует возможность внешнего перераспределения мощностей, достижение энергетической

эффективности при совместной работе ТЭЦ и ТНУ возможно лишь в узком диапазоне условий [7], а в большинстве режимов установка ТНУ не обеспечивает снижения расхода топлива на источнике.

Отдельно стоит отметить режимы максимальной отопительной нагрузки, работу ТЭЦ с турбинами типа Р, работающих на теплофикацию и проекты с ТНУ, подключаемые к обратному трубопроводу тепловой сети.



а)



б)

Рис. 1. Процесс расширения для турбины типа ПТ: а — в режиме без компенсации теплоты отборов, б — в режиме частичной компенсации теплоты отборов

ТЕПЛОВЫЕ
НАСОСЫ

В период максимально отопительной нагрузки для теплофикационных турбин могут быть характерны нулевые или отрицательные КПД ЦНД и, в случае двухступенчатого подогрева сетевой воды, при малой компенсации тепловой нагрузки COP_{np} будет иметь значение, превышающее 56. Для турбин с противодавлением для формулы (7) $h_{омб}$ будет равно h_k позволяя получить неопределенность, и вывод о том, что не существует такого COP_{np} при котором тепловой насос сможет обеспечить сохранение расхода топлива на источнике. Тот же вывод вытекает и из физического смысла COP_{np} , для противодавления невозможно сократить отпуск теплоты потребителю и одновременно увеличить выработку электрической мощности.

Проекты с ТНУ на обратном трубопроводе тепловой сети попадают в исключение из вышеописанной методики, поскольку нарушают допущение, принятое при разработке методики, а именно: «Вся теплота необходимая потребителю компенсируется ТНУ из автономного низкопотенциального источника теплоты». Данный тип проектов, в отличие от большинства аналогов, использует в качестве низкопотенциального источника теплоты энергию, полученную от ТЭЦ, и их внедрение не приводит к введению в тепловой баланс теплоты от возобновляемых источников. В общем случае тепловой насос, установленный на тепловой сети, забирает из нее теплоту необходимую потребителю за вычетом мощности, которая будет подведена к компрессору для повышения потенциала теплоты. С точки зрения источника, в системе появляется объект, который снижает нагрузку на теплофикацию и увеличивает потребляемую электрическую мощность в соотношении 1:1 в идеальном случае, и может быть интерпретирован как объект с коэффициентом преобразования (COP) равным 1.

Исходя из вышесказанного, для данных проектов не корректно сравнивать COP_{np} и COP ТНУ используя

емой в проекте, а необходимо сравнивать COP_{np} с 1. Таким образом, можно сделать вывод, что проекты с ТНУ на обратном трубопроводе не могут считаться энергоэффективными, поскольку количество теплоты, получаемой при конденсации пара, будет всегда больше мощности, которую можно получить в турбине на том же количестве пара при равных начальных условиях. Развитие решений с ТНУ на обратном трубопроводе до стадии изменения температурного графика сети, когда температура обратной сетевой воды становится достаточно низкой для использования в качестве охлаждающей воды конденсаторов, теоретически позволит снять ограничение по энергоэффективности озвученное выше и даст возможность оценивать их как аналогичные проектам с возобновляемыми источниками теплоты.

При подробном расчете COP_{np} в частных случаях может потребоваться корректировка числителя или знаменателя уравнения (7), поскольку внедрение ТНУ будет сопровождаться высвобождением мощности в насосных системах при сокращении объемов перекачки теплоносителя и снижением отпуска теплоты с отборов при учете энергетической эффективности тепловых сетей. Корректировка может вестись как поправочными коэффициентами, так с помощью полных значений при расчете COP_{np} в виде левой части уравнения (6).

Как показал случай, рассматриваемый в статье [7], при разнице COP_{np} и COP в 0,83 (в авторской редакции $\varphi_{ТЭЦ} = 4,73$, $\varphi_{ТНУ} = 3,9$) учет перераспределения энергии позволяет снизить COP_{np} и получить ограниченную радиусом теплоснабжения энергоэффективность рассматриваемого авторами проекта. Однако стоит обратить внимание на логическую ловушку при анализе выводов об энергоэффективности при низких значениях COP_{np} . Цитируя авторов работы [7]: «Из анализа представленных уравнений видно, что

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

система эффективна только при высоком коэффициенте преобразования ТН (использование низкотемпературных систем отопления) и больших потерь по трассе в существующей системе». При столь низком $\text{COP}_{\text{пр}}$ данный вывод, не отменяя факт полученной энергоэффективности, говорит о том, что у ТЭЦ есть устранимые недостатки в работе и сокращение тепловых потерь в сетях транспортировки теплоносителя в сочетании с оптимизацией отпуска теплоты с отборов может значительно увеличить $\text{COP}_{\text{пр}}$.

Дополнительные результаты, полученные при рассмотрении не изолированной теплофикационной системы, показывают, что ограниченная эффективность ТН характерна прежде всего для случаев, когда изменение теплофикационной нагрузки замыкается на одну ТЭЦ. При устранении этого ограничения и переносе недовыработанной мощности на другие элементы энергосистемы ситуация может принципиально поменяться. Как следует из анализа работы потенциальной связки «Читинская ТЭЦ-1 — Харанорская ГРЭС» (Энергосистема Забайкальского края), перераспределение паропотока и мощности с ТЭЦ на более эффективные конденсационные турбины позволяет уменьшить $\text{COP}_{\text{пр}}$ до значений, сопоставимых с реальными COP оптимизированных тепловых насосов.

Для Читинской ТЭЦ-1 в расчет принята турбина ПТ-60–90/13 у которой работа теплового насоса будет отнесена к одному теплофикационному отбору с номинальным давлением 0,12 МПа. Согласно процессу расширения пара в турбине ПТ-60–90/13 и термодинамическим параметрам пара в отборе и подогревателе: $h_{\text{отб.}} = 2615$ кДж/кг, $h_{\text{к}} = 2285$ кДж/кг, $h_{\text{оп.}} = 439$ кДж/кг.

При переносе мощностей в энергосистему для турбины ПТ-60–90/13 на каждый скомпенсированный

за счет ТН килограмм пара будет потеряно 1189 кДж энергии, эквивалентно полному теплоперепаду (от начальных параметров h_0 до $h_{\text{к}}$). Данное количество энергии необходимо будет выработать на турбине, которая будет дозагружена с целью восстановить баланс в энергосистеме.

При переносе мощности на турбину К-215–130, обладающей вторичным перегревом, каждый килограмм пара сможет выработать до 1524 кДж энергии.

Упрощенные процессы расширения для рассматриваемых турбин показаны на рисунке 2.

Эффективность работы К-215–130 позволит добавить 335 кДж/кг энергии сверх потерянного для турбины ПТ-60–90/13. При этом разница в эффективности систем регенерации и начальных параметрах пара позволит котлам блоков с турбинами К-215–130 выработать на 3% больше пара при прочих равных условиях на условно перенесённом топливе. С учетом выявленных изменений формула для $\text{COP}_{\text{пр}}$ примет следующий вид:

$$\text{COP}_{\text{пр}} = \frac{(h_{\text{отб.}} - h_{\text{др.}}) \cdot \eta_{\text{то}}}{[(h_{\text{отб.}} - h_{\text{к}}) + \Delta h] \cdot k_{\text{эф}} \cdot \eta_{\text{эм}}}, \quad (9)$$

где:

Δh — дополнительный теплоперепад, обусловленный повышенной эффективностью турбин в энергосистеме;

$k_{\text{эф}}$ — поправочный коэффициент, учитывающий повышенную эффективность котельных агрегатов в энергосистеме.

В результате расчета получаем $\text{COP}_{\text{пр}}$ равный 3,37. Полученное значение оказывается ниже COP для оптимизированных систем теплоснабжения с тепловыми насосами.

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

Таким образом можно заключить, что тепловые насосы обладают ограниченной эффективностью в изолированных теплофикационных системах с ТЭЦ и их установка в такие системы чаще всего является не целесообразной при попытке отнести мощность тепловых насосов на оборудование ТЭЦ, однако перенос мощностей на энергосистему с генерирующими мощностями более высокой эффективности позволяет преодолеть границу неэффективности и получить системную экономию топлива.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенный в работе предельно неэффективный коэффициент преобразования ТНУ ($COP_{пр.}$) в полной мере отражает энергетическую эффективность применения ТНУ при теплофикации. Данный коэффициент показывает, что если высвобождаемой электрической мощности, при снижении тепловой нагрузки на отборы, достаточно только для покрытия нужд ТНУ, то в таком случае ТНУ имеет нулевую энергетическую эффективность. Выявлено, что эффективность ТНУ при совместной работе с ТЭЦ зависит главным образом от параметров пара в отборах и конденсаторе турбины. Доказано, что проекты с ТНУ на обратном трубопроводе не могут считаться энергоэффективными, поскольку количество теплоты, получаемой при конденсации пара, будет всегда больше мощности, которую можно получить в турбине на том же количестве пара при равных начальных условиях. Применение ТНУ на обратном трубопроводе до стадии изменения температурного графика сети, когда температура обратной сетевой воды становится достаточно низкой для использования в качестве охлаждающей воды конденсаторов, теоретически даст возможность оценивать их как аналогичные проекты с возобновляемыми источниками теплоты.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гершкович В.Ф., Литовченко А.К. Оценка эффективности использования в тепловом насосе тепла из обратного трубопровода тепловой сети при теплоснабжении от ТЭЦ // Ростепло [Электронный ресурс].

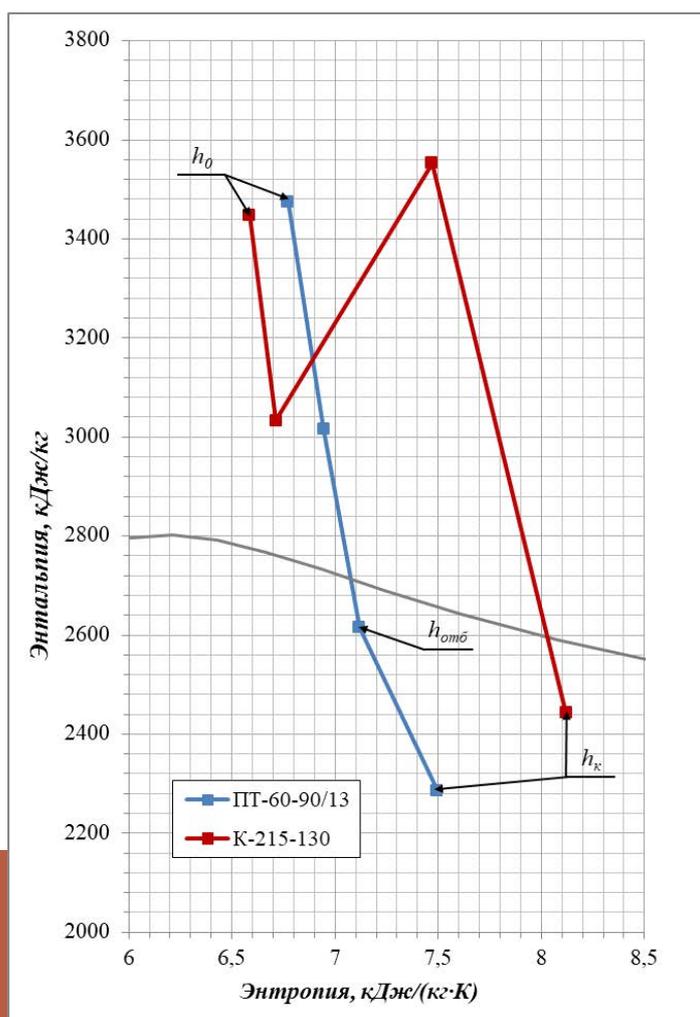


Рис. 2. Процессы расширения для турбин ПТ-60-90/13 и К-215-130

ТЕПЛОВЫЕ
НАСОСЫ

- URL: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3900 (дата обращения: 05.11.2023).
2. Козлов С.А. О применении ТНУ для использования тепла из обратного трубопровода теплосети ТЭЦ, или почему забыли про потребителя // Ростепло [Электронный ресурс]. URL: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3913 (дата обращения: 05.11.2023).
 3. Ротов П.В., Шарапов В.И. Техничко-экономическая оценка целесообразности применения теплонасосных установок в централизованных системах теплоснабжения // Промышленная энергетика. 2015. № 6. С. 6–11.
 4. Соболева И.С., Юрьева И.В., Орлов М.Е. Применение теплонасосных установок для снижения температуры обратной сетевой воды систем теплоснабжения // Современные технологии в строительстве. Теория и практика. 2016. Т. 2. С. 358–364.
 5. Степанов О.А., Третьякова П.А. Система централизованного теплоснабжения с применением тепловых насосов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ энергетика. 2015. Том 1. № 4. С. 43–51. 10
 6. Суворов Д.М., Татарина Н.В. Эффективность работы ТЭЦ в системах теплоснабжения при переходе на пониженные и расширенные графики регулирования // Проблемы региональной энергетики. 2022. № 3 (55). С. 68–82.
 7. Третьякова П.А., Меньшикова А.А., Третьякова Т.В. Показатели эффективности применения тепловых насосов в системе централизованного теплоснабжения // Энергосбережение и водоподготовка. 2020. № 2 (124). С. 17–21.
 8. Шеремет Е.О., Семенов А.С. Применение тепловых насосов в системах централизованного теплоснабжения в целях повышения экономичности и энергоэффективности тепловых сетей // Современные наукоемкие технологии. 2013. № 8–1. С. 54–57.
 9. Шит М.Л., Журавлев А.А., Суворов Д.М., Суворова Л.А. Система теплоснабжения с ТЭЦ и локальными тепловыми насосами, использующими теплоту обратной сетевой воды. Часть 2 // Проблемы региональной энергетики. 2020. № 2 (46). С. 107–122.

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ С ТЕПЛОВЫМИ НАСОСАМИ ДЛЯ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭНЕРГОУЗЛАХ



ЕВГЕНИЙ ШЕЛКОВОЙ,
руководитель направления
по развитию локальной энергетики
АНО «Центр «Энерджинет»



АНДРЕЙ АНТОНОВ,
эксперт отдела развития
энергетических систем
АО «НТЦ ЕЭС»

В статье представлены результаты технико-экономического моделирования работы энергетической инфраструктуры в изолированном энергоузле на основе технологий распределенной генерации и комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с использованием тепловых насосов. Получена оценка возможных эффектов и капитальных затрат. Представлены предложения по практической реализации проекта.

ВВЕДЕНИЕ. АКТУАЛЬНОСТЬ И ПРОБЛЕМАТИКА

Локальная энергетика в изолированных энергоузлах на удаленных и труднодоступных территориях Сибири, Арктики и Дальнего

Востока характеризуется низкой технической и экономической эффективностью, как показано в [1]. Основу энергоснабжения составляют дизельные электростанции и угольные котельные.

Согласно Программе модернизации объектов локальной генерации на территории Дальневосточного федерального округа, утвержденной Правительством Российской Федера-

ции от 10.06.2024 № АН-П51-17295 (далее — Программа), объем перекрестного субсидирования работы технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем только в одном ДФО составляет в среднем 20 млрд руб. в год. Суммарная установленная электрическая мощность генерирующих объектов в том же ДФО составляет 823 МВт. Экономически обоснованный тариф на производство электроэнергии на дизельном топливе в среднем составляет 60 руб./кВт·ч, а на производство тепловой энергии — превышает 10 тыс. руб./Гкал.

В соответствии с Планом мероприятий для реализации второго этапа Программы, в который включены 70% объема Программы, планируется определить оптимальное технологическое решение для модернизации локальной генерации. Анализ возможных технических решений представлен в [2].

В качестве такого решения может быть рассмотрена технология создания объектов распределенной генерации с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии с использованием тепловых насосов, представленная в данной статье.

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ. ОПИСАНИЕ ДЕЙСТВУЮЩИХ РЕШЕНИЙ

Локальный изолированный энергоузел построен как сочетание централизованной генерации на базе дизельной электростанции и угольной котельной, распределительных инженерных сетей и распределенных конечных потребителей.

В электрической части присутствует только один объект генерации, и системные вопросы синхронизма, устойчивости по частоте и напряжению не актуальны. При этом в состав ДЭС входят несколько дизель-генераторов, размещенных, как правило, в едином машинном зале. КПД ДЭС составляет в среднем 35%. Потери в распределительной электрической сети — порядка 20%. Утилизация тепла выхлопных газов и системы охлаждения ДГУ, как правило, не используется или используется только для обогрева машзала и других помещений самой ДЭС. Подача топлива автоматизирована с помощью тепловых насосов и АСУ ТП.

Теплоснабжение построено на основе угольных котельных, которых в населенном пункте может быть несколько, распределенных по районам нагрузки. КПД котельных составляет порядка 75%.

Большинство котельных не автоматизировано и лишено системы очистки дымовых газов. Потери в тепловых инженерных сетях в среднем превышают 45%.

Для так построенной энергетической инфраструктуры с высокой стоимостью производства и передачи энергии становится актуальной модель комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в блочно-модульном конструктивном исполнении на основе дизельного топлива, а также использование возобновляемых источников энергии и накопителей энергии с сокращением сетевой инфраструктуры и автоматизацией технологических процессов, информационном обменом и диспетчерским управлением в целях повышения КПД использования дорогостоящего топлива.

Решением может стать несколько распределенных автоматизированных ДГУ в блок-модулях контейнерного типа с утилизацией тепла и тепловыми насосами, которые применяются для доведения сетевого тепла до нормативной температуры на стороне потребителя. Централизованные ДЭС и котельные при этом возможно вывести из активной эксплуатации или оставить в холодном резерве.

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

Указанные блок-модули распределяются по территории поселка по центрам нагрузок и не требуют постоянного присутствия персонала. Тепло ДГУ сбрасывается в локализованный участок теплотети для близлежащих потребителей. Тепловые насосы обеспечивают нужную температуру сетевой воды для подачи в помещение конечного потребителя. Таких участков на территории поселка может быть несколько. Это ставит вопрос о методике оптимального выбора конфигурации и размещения блок-модулей ДГУ

и тепловых насосов. Управление осуществляется на едином диспетчерском пункте с наличием оперативно-выездной бригады, ЗИП и резерва подменных блок-модулей для аварийных ремонтов и осмотров.

В результате осуществляется переход к локальной интеллектуальной распределенной энергосистеме (ИРЭС) с несколькими согласованно работающими источниками генерации и автоматизированным диспетчерским управлением, как показано на рисунке 1.

Режим генерирующих объектов зависит от тепловой нагрузки, аналогично ТЭЦ в больших энергосистемах. Единицей генерирующего оборудования является блок-модуль в составе ДГУ, системы утилизации тепла, резервного водогрейного котла и тепловых пунктов с тепловыми насосами. Пример блок-модуля представлена на рисунке 2.

При этом стоит отметить, что такие объекты могут быть установлены без капитального строительства с монтажом на подготовленную

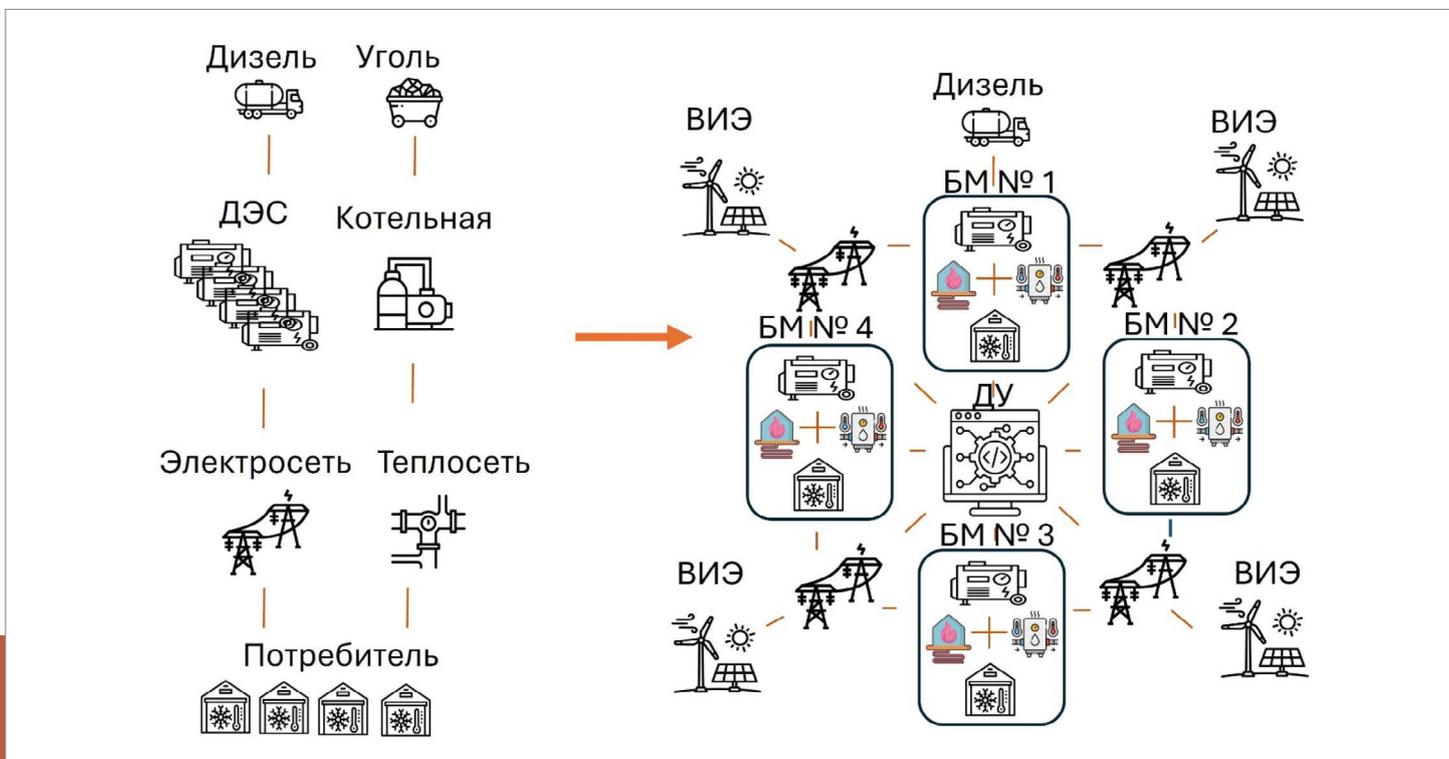


Рис. 1. Переход от энергоузла с централизованной инфраструктурой к локальной интеллектуальной распределенной энергосистеме в составе: БМ – блок-модуль с ДГУ, утилизацией тепла, тепловым насосом и резервным водогрейным котлом; ДУ – диспетчерское управление

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ

площадку из железобетонных плит или сварную раму.

В статье представлен пример проекта по созданию ИРЭС в с. Нарым Томской области, технологическое решение и бизнес-модель для которого разрабатываются в настоящее время в рамках деятельности Энерджинет Национальной Технологической Инициативы. В статье дана оценка капитальных затрат и ожидаемых эффектов. Показаны возможные варианты развития и тиражирования данного технологического решения.

Разработка решения выполнялась на основе результатов аудита энергетической инфраструктуры с. Нарым с натурным обследованием и выездом команды разработчиков, включая представителей АНО «Центр «Энерджинет», выполненным в феврале 2025 года.

Разработаны балансы энергии и мощности в системах электро-снабжения и теплоснабжения до и после выполнения мероприятий. Также были составлены тарифные модели с постатейным

расходами, учитываемые в необходимой валовой выручке регулируемой ресурсоснабжающей организации (МУП ЖКХ). Период планирования составлял 15 лет.

Места размещения блочно-модульных ДГУ выбраны вблизи действующих котельных и точек повышенной тепловой нагрузки, вблизи зданий бюджетных и ведомственных учреждений, а также коммерческих организаций (школы, детские сады, администрация, почта, сельский дом культуры, музей, фельдшерско-акушерский пункт, продовольственные мага-

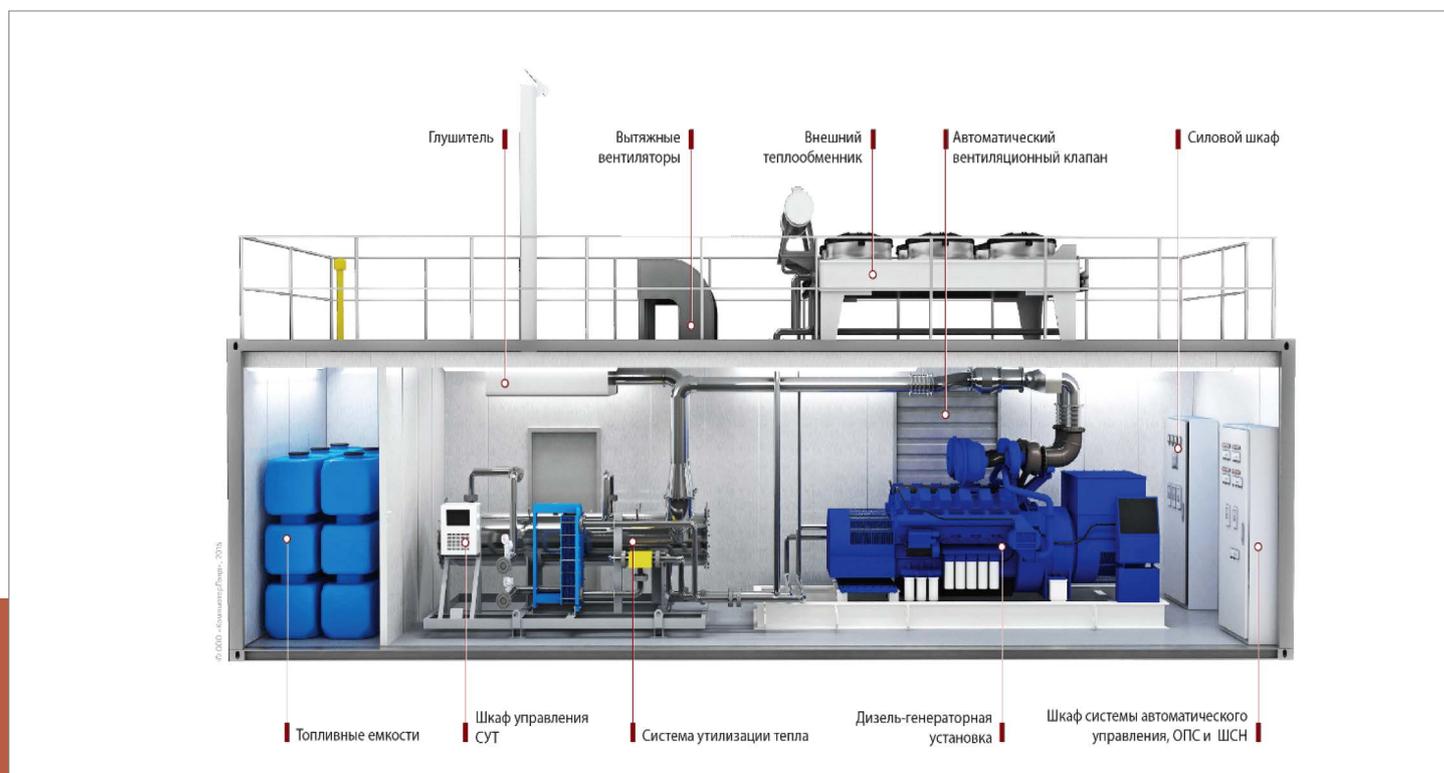


Рис. 2. Пример исполнения блок-модуля ДГУ с системой утилизации тепла

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

зины, кафе-столовая). Резервирование обеспечивается за счет двух мобильных блок-модулей. План-схема размещения объектов представлена на рисунке 3.

Таким образом, действующие централизованная ДЭС мощностью 2230 кВт, три котельных суммарной тепловой мощностью 4,1 Гкал/ч и тепловая распределительная сеть могут быть выведены из эксплуатации или переведены в режим холодного резерва.

Взамен предлагается создать локальную интеллектуальную распределенную энергосистему с объектами комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и новыми участками тепловой сети с низкими потерями.

Для экономии топлива в весенне-летний период используется солнечная электростанция (СЭС) с накопителем энергии (СНЭ). Диспетчерский пункт и щит управления расположены в зда-

нии МУП ЖКХ. Основные параметры оборудования представлены в Таблице № 1

Пример исполнения теплового насоса производства компании «Броск» для такой конфигурации энергетической инфраструктуры представлен на рисунке 4.

Двухкаскадный тепловой насос с функцией утилизации тепла BROSOK LUFT DUO Boost обладает двумя ступенями преобразования,

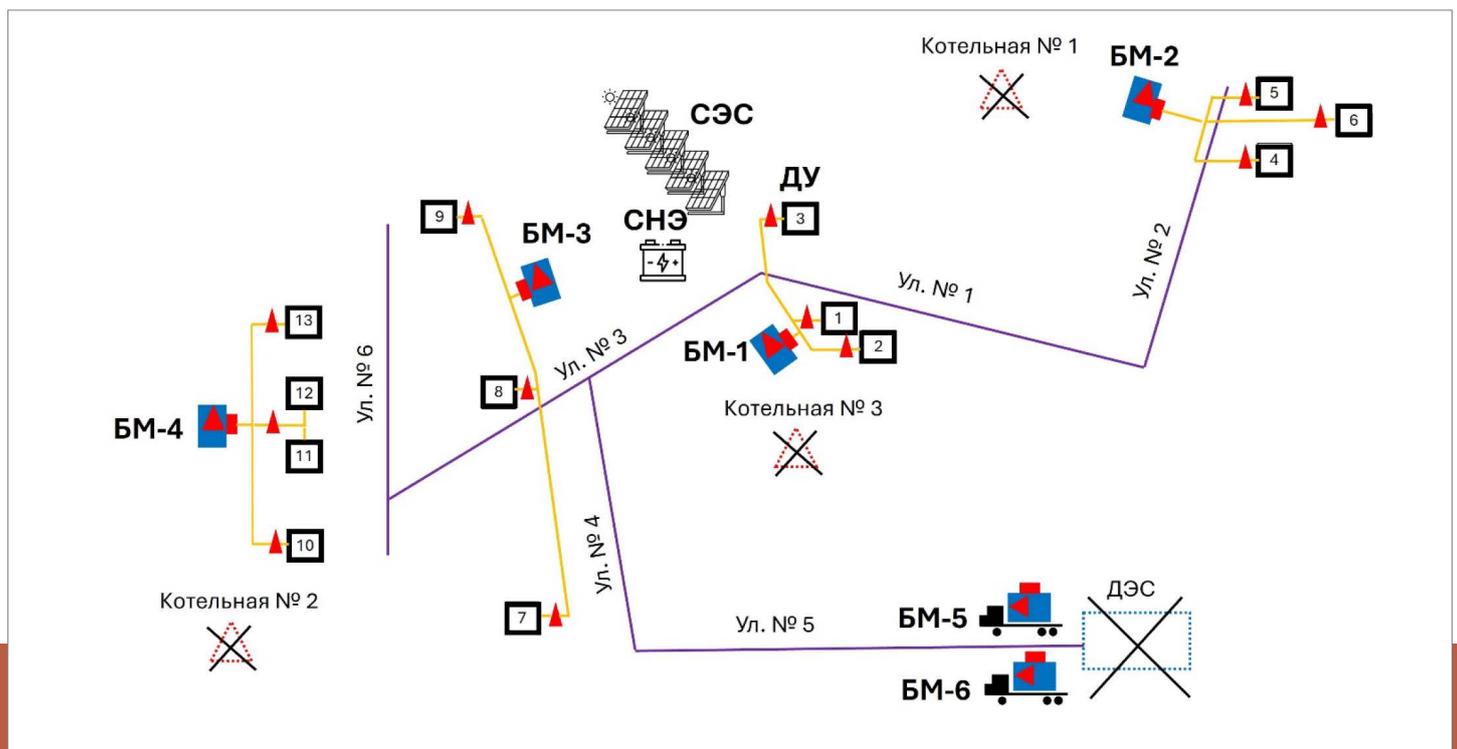


Рис. 3. План-схема размещения объектов энергетической инфраструктуры: БМ — блок-модули; СЭС — солнечная электростанция; СНЭ — система накопления энергии; потребители: 1 — школа; 2 — детский сад; 3 — МУП ЖКХ и диспетчерский пункт (ДУ); 4 — фельдшерско-акушерский пункт; 5 — магазин № 1; 6 — кафе-столовая; 7 — пожарная часть; 8 — администрация; 9 — музей; 10 — Дом Культуры; 11 — магазин № 2; 12 — почта; 13 — магазин № 3

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

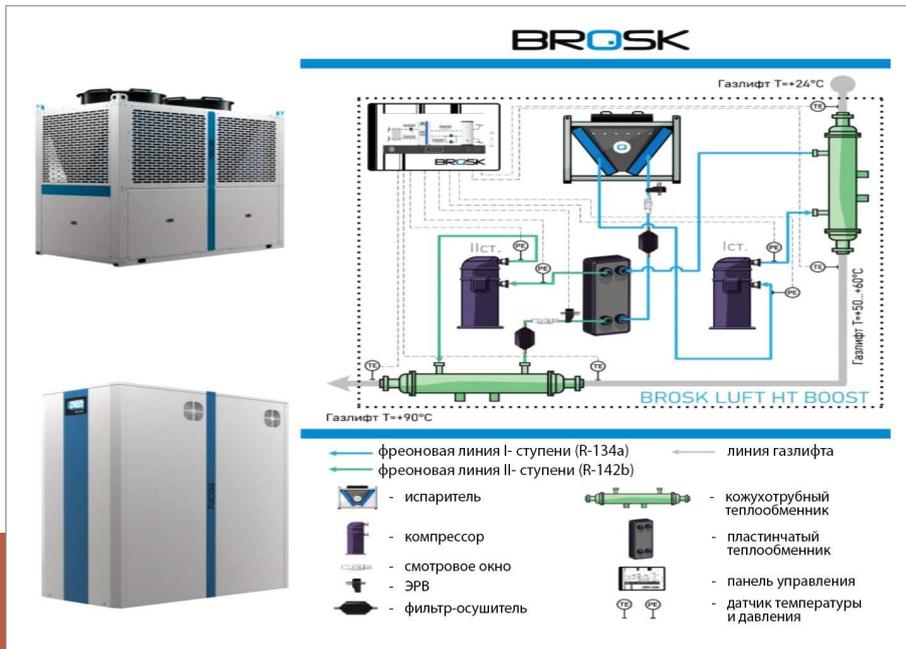


Рис. 4. Пример исполнения двухкаскадного теплового насоса компании «Броск» (г. Обнинск)

где используются два вида хладагента, работающие на разных температурных уровнях. Работа с источником воздуха до $-38\text{ }^{\circ}\text{C}$, что дает применение на большинстве объектов в нашей стране. Возможность нагрева теплоносителя до $+130\text{ }^{\circ}\text{C}$ не требует реконструкции системы отопления. Такая система создает универсальность применения тепловых насосов с встраиванием в существующие параметры, а значит и тиражируемость решения. Подробная информация представлена в [3].

Суммарная электрическая мощность генерации в энергосистеме составит 840 кВт без учета ВИЭ, а тепловая мощность составит 1,21 Гкал/ч. При этом максимальная электрическая нагрузка составляет 560 кВт, тепловая нагрузка конечных потребителей (без учета мощности потерь в сети) — 0,5 Гкал/ч. Сводные балансовые показатели вариантов текущей («ДО») и предлагаемой («ПОСЛЕ») конфигураций представлены в таблицах 2 и 3.

Предлагаемая конфигурация требует усиления электрической сети в целях обеспечения 2-й категории надежности питания для тепловых пунктов с тепловыми насосами. Установка в составе тепловых пунктов источников бесперебойного питания обеспечи-

Таблица 1

ПАРАМЕТРЫ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

№ п/п	Наименование	Кол-во, шт.	Мощность электрическая, кВт	Мощность тепловая, Гкал/ч
1	Блок-модуль в составе (в т.ч. резервные):	6	140	0,170
1.1	ДГУ	1	140	-
1.2	Котел-утилизатор	1	-	0,050
1.3	Теплообменники	1	-	0,035
1.4	Резервный водогрейный котел (дизельный)	1	100	0,085
2	Тепловые пункты в составе:	13	-	-
2.1	Тепловой насос (типоразмер 1)	3	12	0,030
2.2	Тепловой насос (типоразмер 2)	2	8	0,020
2.3	Тепловой насос (типоразмер 3)	5	4	0,010
2.4	Тепловой насос (типоразмер 4)	3	2	0,003
2.5	Источник бесперебойного питания	13	15 кВт/ 45 кВт·ч	-
3	СЭС	1	100	-
4	СНЭ	1	50 кВт / 47 кВт·ч	-

Таблица 2

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ БАЛАНСА МОЩНОСТИ

№ п/п	Параметр	Электроснабжение, кВт		Теплоснабжение, Гкал/ч	
		«ДО»	«ПОСЛЕ»	«ДО»	«ПОСЛЕ»
1	Установленная мощность	2230	840	4,1	1,21
2	Мощность потерь в сети	76	76	0,75	~0
3	Максимум нагрузки конечного потребителя	484	484	0,5	0,50
4	Максимум нагрузки суммарный	560	560	1,25	0,50
5	Мощность резерва	1670	280	2,85	0,71

Таблица 3

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ БАЛАНСА МОЩНОСТИ

№ п/п	Параметр	Электроснабжение, тыс. кВт·ч		Теплоснабжение, Гкал	
		«ДО»	«ПОСЛЕ»	«ДО»	«ПОСЛЕ»
1	Выработка	2638	3083	3988	1548
2	Отпуск в сеть	2532	2919	3927	1532
3	Потери в сети	342	342 ¹	1865	23
4	Полезный отпуск	2190	2577	2062	1509 ²

¹ с учетом эффектов от мероприятий по реконструкции распределительной сети.

² учтен отпуск только потребителям из числа бюджетных учреждений и коммерческих организаций на территории поселка.

вает 1-ю категорию надежности, которая необходима для объектов теплоснабжения.

На основе организованных участков тепловых сетей вокруг блок-модулей возможно технологическое присоединение потребителей из числа населения

и приравненных к нему категорий потребителей с помощью индивидуальных тепловых насосов. При этом целесообразно предварительно проводить мероприятия по повышению энергетической эффективности и энергосбережению на стороне потребителей.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В результате за счет применения предложенной конфигурации энергетической инфраструктуры практически полностью исключаются потери в тепловой сети и, соответственно, снижаются переменные расходы на производство тепловой энергии в том числе на топливо. Снижение потерь обусловлено использованием сетевого теплоносителя низкой температуры (10–20 °С) и современных трубопроводов с ППУ-изоляцией. При этом осуществляется переход на схему теплоснабжения без разбора воды (закрытая система теплоснабжения) с контуром, отдельным от тепловых насосов. В рамках такой схемы за счет подбора оптимальных параметров сетевых насосов и использования присадок возможно обеспечить расчетное время, необходимое для устранения аварии в сети теплоснабжения для предотвращения замерзания теплоносителя в трубах.

Снижаются расходы МУП ЖКХ за счет вывода из эксплуатации котельных и ДЭС (расходы снижаются и в случае их перевода в холодный резерв). При этом обеспечивается требуемый уровень надежности и резервирования.

Повышение расходов на топливо в связи с дополнительной на-

Таблица 4

ОЦЕНКА ЭФФЕКТОВ РЕАЛИЗАЦИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В С. НАРЫМ

№ п/п	Экономия расходов	Электроснабжение, млн руб.	Теплоснабжение, млн руб.	ИТОГО (без НДС), млн руб.
1	Экономически обоснованные расходы на Котельной № 1 (НВВ)	-	9,3	9,3
2	Экономически обоснованные расходы на Котельной № 2 (НВВ)	-	6,0	6,0
3	Экономически обоснованные расходы на Котельной № 3 (НВВ)	-	13,6	13,6
4	Расходы на дизельное топливо	13,0	-	13,0
ИТОГО		13,0	28,9	41,9

грузкой со стороны тепловых насосов составляет 4,9 млн рублей в год и нивелируется благодаря использованию современных ДГУ с низким удельным расходом топлива и централизованной системой управления загрузкой агрегатов со стороны диспетчера.

При этом КПД использования топлива для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии возрастает до уровня свыше 85% за счет применения системы утилизации тепла.

В годовом балансе возникает эффект в виде экономии топлива

за счет использования СЭС в весенне-летний период. Снижение потребления дизельного топлива достигает 28%. Эффекты обобщены в таблице 4.

Дополнительно возможны эффекты в виде экономии расходов на эксплуатацию и техническое обслуживание, в том числе за счет использования информационно-аналитической системы контроля и мониторинга технико-экономических показателей работы энергетической инфраструктуры, прогнозирования и планирования ремонтов по техническому состоянию оборудования.

Укрупненная оценка капитальных затрат, включая стоимость оборудования, проектно-изыскательских, строительно-монтажных и пуско-наладочных работ выполнена с учетом реализации проекта на изолированной и труднодоступной территории. В оценке затрат не учтены затраты на мероприятия по реконструкции электрической сети, необходимые для обеспечения требуемой категории надежности питания тепловых насосов. Результаты оценки представлены в таблице 5.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

По результатам выполненного исследования можно сделать следующие выводы:

Технология распределенной генерации в сочетании с тепловыми насосами позволяет создавать объекты комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с высоким КПД.

Переход в изолированном энергоузле к локальной интеллектуальной распределенной энергосистеме с диспетчеризацией, построенной на распределенной комбинированной генерации и современных информационных системах, позволяет снизить рас-

Таблица 5

ОЦЕНКА КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ (В ЦЕНАХ 2025 Г.)

№ п/п	Наименование	Стоимость, млн руб. (без НДС)
1	ДГУ в блок-модульном исполнении (контейнерного исполнения)	81
2	Система утилизации тепла ДГУ с резервным водогрейным котлом	36
3	Тепловые пункты с тепловыми насосами и ИБП	10
4	Теплотрасса (2 км)	36
5	СЭС	15
6	СНЭ	5
7	АСУ ТП, SCADA, АИСКУЭ и система диспетчеризации	48
ИТОГО		231

ходы регулируемых ресурсоснабжающих организацией.

Дизельное топливо за счет возможности автоматизации технологического процесса производства энергии и эксплуатации без постоянного присутствия персонала является приоритетным видом топлива в изолированных энергоузлах.

Сократить расход дизельного топлива возможно за счет применения ВИЭ, СНЭ и систем диспетчеризации с оптимальной загрузкой генерирующих мощностей.

Укрупненная оценка капитальных затрат показывает, что простой

срок возврата инвестиций остается на приемлемом для инвестора уровне (в рассмотренном примере этот срок составляет 5,5 лет).

Целесообразна реализация пилотного проекта на основе указанной конфигурации и технологий в рамках энергосервисного механизма или концессии, в том числе с учетом новых бизнес-моделей, разработанных АНО «Центр «Энерджи-нет» и представленных в [4].

Целесообразно рассмотреть возможность объединения нескольких инвесторов в рамках одного комплексного проекта по всей локальной инфраструктуре населенного пункта (теплоснабжение,

электроснабжение, энергосбережение на стороне потребителя).

После успешной реализации пилотного проекта возможно тиражирование представленной технологии, в том числе в рамках второго этапа реализации Программы модернизации объектов локальной генерации на территории Дальневосточного федерального округа, утвержденной Правительством Российской Федерации от 10.06.2024 № АН-П51-17295.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бердников Р., Холкин Д., Чаусов И. Оптимизация систем энергоснабжения удаленных и изолированных территорий за счет управления энергетической гибкостью // Энергетическая политика. № 1 (179), 2023. С. 94–106.
2. Шелковой Е.В., Кабанов В.А. Технологии гибридной генерации для локальной энергетики Дальнего Востока и Арктики // Энергоэксперт. № 3, 2024. С. 12–18.
3. Интернет-сайт <https://brosk.ru>
4. Холкин Д., Чаусов И., Губанов М., Мельников П., Коломыц Л. Новые бизнес-модели развития локальной энергетики // Энергетическая политика. № 9 (200), 2024. С. 32–42.

RODATHERM О ПЕРСПЕКТИВАХ РАЗВИТИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ



КЕРТИС КУК,
основатель и генеральный
директор Rodatherm

США входят в число мировых лидеров по производству геотермальной энергии — по данным Управления энергетической информации (EIA), мощность установок составляет около 4 ГВт. Лидером страны является Калифорния, во многом благодаря месторождению The Geysers на севере штата — крупнейшему в мире сухопаровому геотермальному полю. Другим крупным производителем является Индонезия, чьи оценочные запасы составляют почти 28 ГВт — это наибольший потенциал среди всех стран.

По данным Министерства энергетики США, в прошлом году в стране работали 99 геотермальных электростанций, из них 53 — в Калифорнии и 32 — в Неваде. Остальные расположены на Аляске, Гавайях, в Айдахо, Орегоне, Нью-Мексико и Юте. Последняя становится настоящим центром исследований и испытаний технологий геотермии.

Среди компаний, работающих над передовыми геотермальными технологиями, выделяется Rodatherm Energy Corp. — частная компания, сосредоточенная на регионе Большого Бассейна на западе США. Штаб-квартира находится в Юте, а также в Калгари (провинция Альберта, Канада). Rodatherm известна своей передовой системой Advanced

Geothermal System (AGS). Технология компании основана на замкнутом контуре скважин, пробуренных в тепловой резервуар Земли. Этот контур служит каналом для циркуляции рабочего тела, эффективно преобразующего земное тепло в электричество.

В сентябре прошлого года Rodatherm завершила раунд фи-

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

нансирования Series A на сумму 38 млн долларов, который стал крупнейшим первым инвестиционным раундом в истории геотермальных стартапов. Среди инвесторов — Evok Innovations, TDK Ventures, Toyota Ventures, TechEnergy Ventures, MCJ, Active Impact Investments, Renewal Funds, Grantham Foundation, Giga Investments и другие. Компания реализует пилотный проект в округах Бивер и Миллард (Юта), где проверяет эффективность

своей замкнутой хладагентной системы по сравнению с традиционными водными.

Кертис Кук, основатель, президент и генеральный директор Rodatherm, рассказал изданию POWER о деятельности компании и факторах, определяющих будущее геотермальной отрасли.

Вы говорите, что главный фактор успеха геотермии — это себестоимость. Почему?

В конечном счете потребители хотят доступную энергию, а инвесторы — приемлемую доходность капитала. В таких условиях геотермальные проекты конкурируют со всеми другими видами генерации — как за потребителей, так и за капитал. В 2026 году компании будут демонстрировать, насколько их решения обеспечивают доступность и надежность — с точки зрения капитальных затрат на МВт·ч (LCOE) и операционных

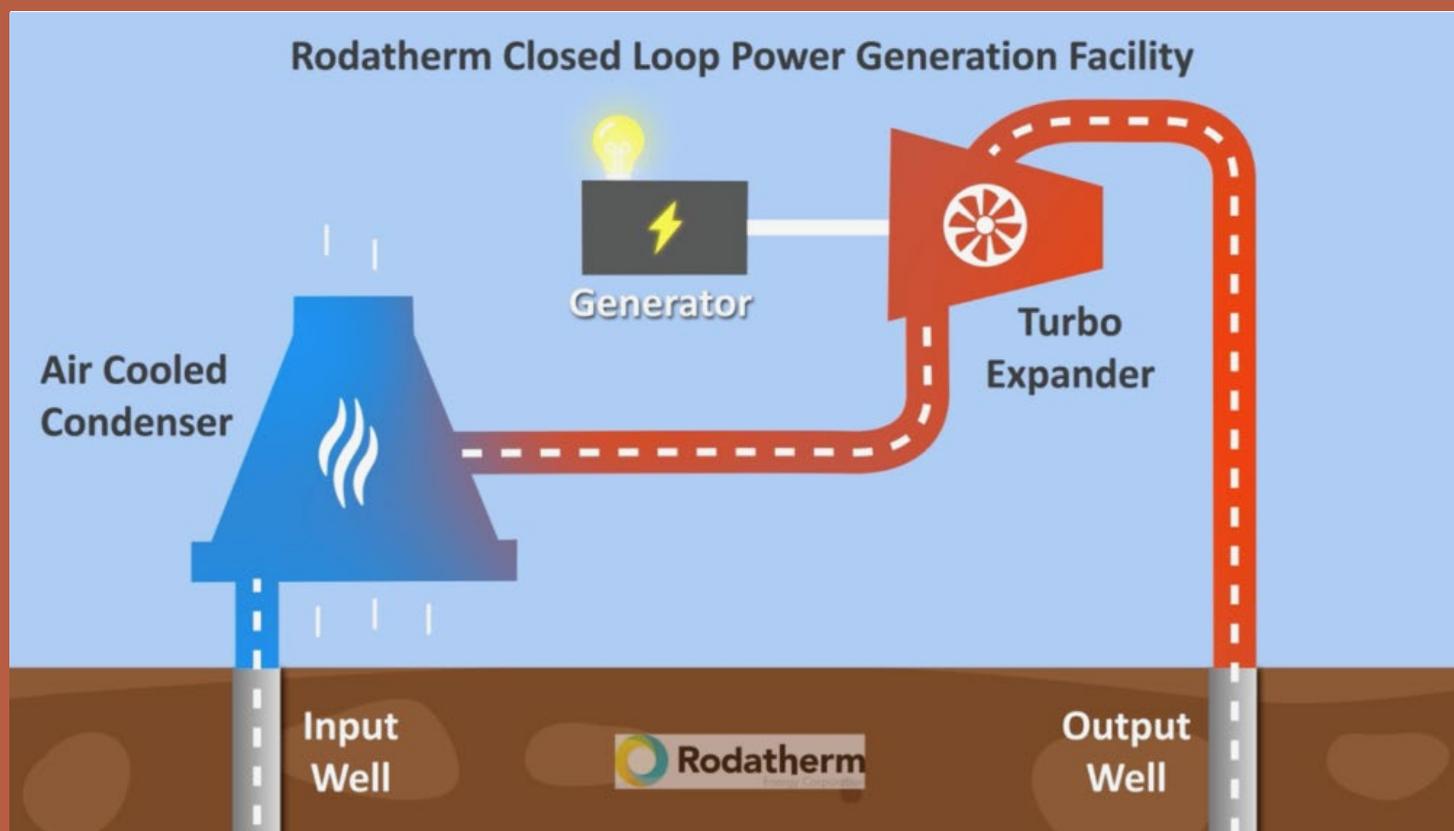


Рис. 1. Визуализация электростанции с замкнутым контуром производства компании Rodatherm
Предоставлено компанией Rodatherm.

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

расходов. Крупные геотермальные станции требуют миллиардных инвестиций и независимо от технологии компании должны доказать по стоимостным метрикам, что способны масштабироваться эффективно.

Вы говорите о поворотном моменте в отрасли. Речь идет о технологиях или о финансах?

Оба фактора важны. Большинство компаний покажут свои технологии или методики к концу 2026 года и представят их потен-

циальным клиентам — дата-центрам и сообществам. Основной упор будет сделан на доступности и надежности. Если эти принципы будут хорошо восприняты, дальше начнется активная стадия проектирования — именно этот момент и станет поворотным для геотермальной генерации. В 2027 году в центре внимания будут вопросы финансирования: стоимость капитала, структура долга, сроки реализации, этапность строительства и исполнение проектов. Для многих дис-

куссия перейдет от технологий к экономическому развитию.

Индустрия нефти и газа, имеющая опыт гидроразрыва пласта, все активнее интересуется геотермией. Как «старые» представители отрасли должны воспринимать появление новых игроков?

Нефтегазовые сервисные компании внимательно следят за этой сферой, ведь геотермия — это естественное продолжение их компетенций. Производители нефти и газа, выступающие девелоперами проектов, также начинают проявлять интерес, но с точки зрения возврата на вложенный капитал. Как только геотермия продемонстрирует положительную экономику проектов, в отрасль быстро войдут производители, девелоперы и энергокомпании. Это стоит рассматривать позитивно — это ускорит развитие и привлечет опытных операторов.

Как геотермия может поддерживать дата-центры и корпоративную инфраструктуру? Стоит ли технологическим компаниям строить кампусы рядом с геотермальными источниками?

Безусловно. Геотермальная энергия сочетает доступность, надежность и безопасность. Поскольку дата-центры связаны

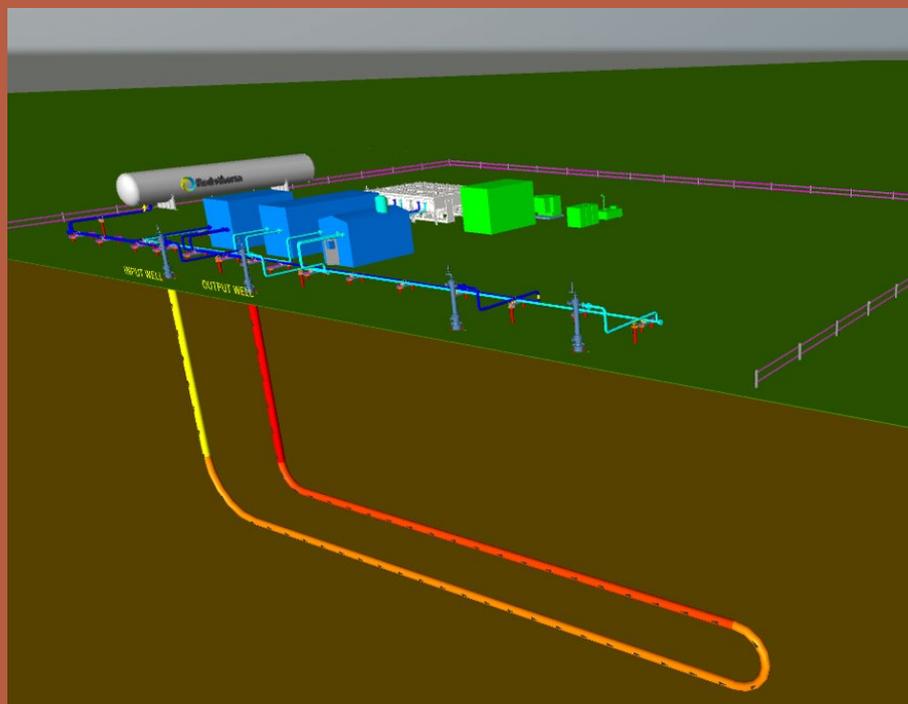


Рис. 2. Визуализация системы с термодинамически замкнутым контуром, пробуренной компанией Rodatherm в земном тепловом резервуаре

Предоставлено компанией Rodatherm.

ТЕПЛОВЫЕ
НАСОСЫ

с облачными системами, они в целом не привязаны к определенной локации. При подключении напрямую к геотермальному объекту они получают гарантированную базовую мощность без нагрузки на существующую электросеть, снижая транспортные издержки и повышая устойчивость энергоснабжения.

Мы видим, что жилые комплексы все чаще строятся рядом с геотермальными источниками. Станет ли это устойчивым трендом?

Да, интеграция геотермальных систем в жилые сообщества — отличное решение. Помимо выработки электроэнергии система производит «побочное» тепло, которое можно использовать для отопления. В совокупности этот потенциал существенен. Такое применение называют централизованным теплоснабжением (district heating) и оно широко распространено по всему миру. В США примером может служить город Бойсе (Айдахо), а в Северной Германии реализуются крупные инвестиции в тепловые сети.

Это особенно выгодно для удаленных сообществ, где электричество и отопление дороги.

Система Rodatherm нацелена на достижение конкурентоспособной себестоимости энергии, при нулевых выбросах и без использования воды. Расскажите подробнее о технологии.

Почти все геотермальные технологии используют воду как рабочее тело. Но вода — плохой хладагент: процесс неэффективен, эксплуатационные затраты высоки, а результат — слабый денежный поток. К тому же требуемый объем подземных вод ограничивает применение технологий отдаленными районами, в то время как основные потребители располагаются в густонаселенных зонах с дефицитом водных ресурсов.

Система Rodatherm фактически не использует воду. В качестве рабочего тела применяется органическое вещество, обеспечивающее на 50% больше электроэнергии по сравнению с водными системами и при этом — низкие операционные расходы. По сути,

технология представляет собой эффективное превращение тепла в электроэнергию аналогично принципу теплового насоса. Решение Rodatherm может использоваться вблизи потребителей и геологически комбинироваться с традиционными, усиленными резервуарами или осадочными бассейнами.

Что, по вашему мнению, станет определяющим фактором успеха геотермии в 2026 году и далее?

Сейчас очень захватывающее время для отрасли. Новые технологии и подходы позволят извлекать из недр практичную и экономически выгодную энергию. Растущий спрос на электроэнергию (только за 2025 год — на 27%), а также либерализация рынка станут драйверами роста геотермии. В Rodatherm мы уверены, что наше решение достаточно простое, рентабельное и адаптируемое для использования в зонах с высоким энергопотреблением.

[Интервью взял](#) Даррелл Проктор, старший редактор POWER.

РЕЛЯТИВИСТСКИЙ ТЕПЛОВОЙ НАСОС



ИВАН РОГОЖКИН,
главный редактор отраслевого
журнала «Энергознание»

Тепловые насосы традиционно основываются на термодинамических циклах, в которых рабочее тело отдает/принимает тепловую энергию при сжатии/расширении или конденсации/испарении. Это означает, что в системе присутствует компрессор, шумный и работающий в напряженном режиме, а потому потенциально ненадежный. Насосы без движущихся частей, которые обычно строятся на элементах Пельтье, к сожалению, не могут похвастаться высокой эффективностью. Недаром производители климатического оборудования экспериментируют с разными экзотическими способами теплопереноса, такими как магнитокалорический эффект (нагревание и охлаждение магнитного вещества при изменении внешнего магнитного поля) и эффект памяти формы (основан на мартенситных превращениях кристаллической структуры сплавов).

Американский ученый японского происхождения Йочиро Цуримаки (Стэнфордский университет) предложил кардинально новый подход к построению теплового насоса — релятивистский.

Идея в двух словах. Если взять две пластины, расположить их параллельно друг другу на малом расстоянии (нанометры) и одну из них разогнать до высокой скорости, при лучевом переносе тепла между ними

будет происходить смещение спектра тепловых фотонов (изменение частоты электромагнитной волны). Количество передаваемой тепловой энергии будет меняться в зависимости от скорости V , (рис. 1).

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

Энергия фотона определяется частотой электромагнитных колебаний, а для наблюдателя на неподвижной (нижней) пластине принятая частота окажется не равной излученной: $\omega_f > \omega > \omega_b$. Йочиро Цуримаки

показал, что благодаря доплеровскому смещению тепловой поток, излучаемый движущимся телом по направлению его движения, с увеличением скорости экспоненциально нарастает. А тепловой поток, из-

лучаемый движущимся телом против направления его движения, с увеличением скорости экспоненциально подавляется.

Как отмечает ученый, в идеале желательно обеспечить преимущественное излучение тепловой энергии вдоль направления движения пластины, но даже если этого не делать, результатом станет перенос тепла от холодного тела к теплomu, то есть структура заработает как тепловой насос. Рассказ Йочиро Цуримаки (на английском языке) вы можете посмотреть на [видео](#).

Таким образом, необходимо разогнать теплоисточник относительно теплоприемника до релятивистских (сравнимых со скоростью света) скоростей. На практическую возможность реализации эффекта указывает американское исследование плазмонов в графене (см. [научную статью](#)). Графен, по которому идет электрический ток, во многом ведет себя как быстро движущаяся структура. Это объясняется высокой групповой скоростью (десятки и сотни километров в секунду) фермионов Дирака, образующихся на поверхности графена. Чтобы запустить это движение, нужно приложить к графеновому ли-

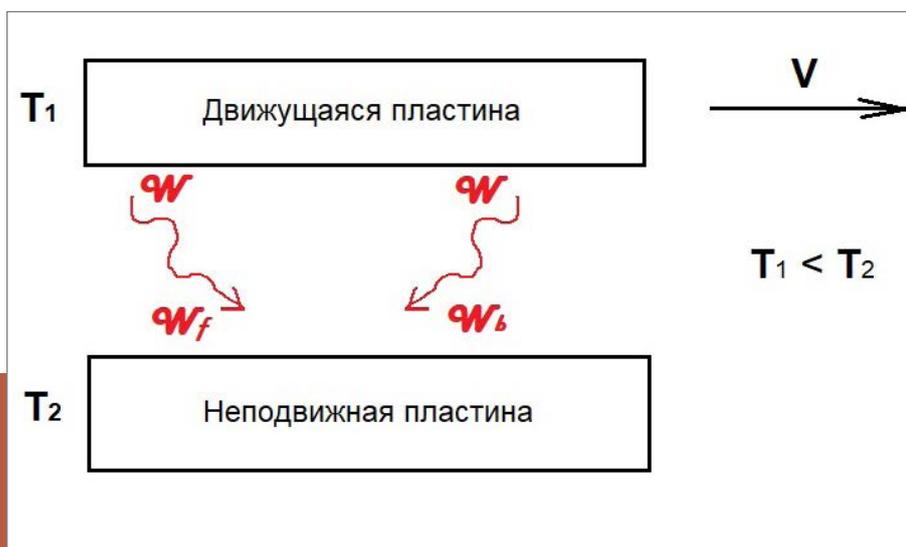


Рис. 1. Доплеровское смещение частоты тепловых волн при лучевом теплопереносе

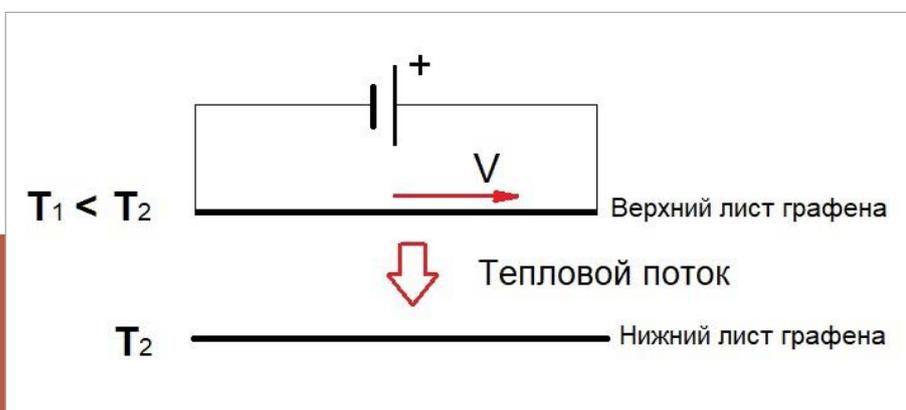


Рис. 2. Два листа графена, находящиеся на малом расстоянии (порядка 10 нм) друг от друга, образуют тепловой насос

ТЕПЛОВЫЕ
НАСОСЫ

сту постоянное напряжение, см. рис. 2.

Согласно расчетам Йочиро Цуримаки, коэффициент производительности графенового теплового насоса может достигать до трех. То есть, условно говоря, на один милливатт потраченной электрической энергии будет приходиться три милливатта перекачанной тепловой энергии.

Графеновый тепловой насос имеет смысл изготавливать с по-

мощью планарных микроэлектронных технологий на пластине (кремниевой, сапфировой или стеклянной), соединяя отдельные тепловые нанонасосы параллельно для повышения мощности и последовательно для повышения разности температур.

Идущие в США работы по внедрению идеи Цуримаки засекречены. Но очевидно, что его устройство способно обеспечить эффективный отвод тепла от микропроцессоров.

Кроме того, благодаря плоской структуре и хорошей управляемости электрическим током релятивистский тепловой насос можно применять в скафандрах и различных технических устройствах, которые требуют точного контроля внутренней температуры (термостатирования). Если же организовать массовое производство релятивистских теплонасосов, в какой-то момент они могут оказаться достаточно дешевыми для бытового применения.

Тепlovichok

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА И ЖКХ **Today**

ВЕДУЩЕЕ ОТРАСЛЕВОЕ ИЗДАНИЕ, ПОСВЯЩЕННОЕ ВОПРОСАМ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ЖКХ

АНАЛИТИКА • ОБЗОРЫ • МНЕНИЯ • ИНТЕРВЬЮ

Реклама и сотрудничество:
Тепlovichok_Today@mail.ru
Тел.: +7 (903) 212-4367