

## ОБ ЭФФЕКТАХ СОВМЕЩЕНИЯ МИКРОГЕНЕРАЦИИ И ПРИНУДИТЕЛЬНОЙ ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ ОСНОВАНИЯ ЗДАНИЙ НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

С. Ю. Бадамшина<sup>1,2</sup>, А. В. Бахмадов<sup>1,2</sup>, А. В. Клоков<sup>1,2</sup>,  
Е. Ю. Локтионов<sup>1,2</sup>, А. С. Татарина<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Российский университет транспорта (Москва, Российская Федерация)

<sup>2</sup> Московский государственный технический университет имени Н. Э. Баумана (Москва, Российская Федерация)

Статья поступила в редакцию 22 мая 2025 г.

### Для цитирования

Бадамшина С. Ю., Бахмадов А. В., Клоков А. В. и др. Об эффектах совмещения микрогенерации и принудительной термостабилизации основания зданий на многолетнемерзлых грунтах // Арктика: экология и экономика. — 2025. — Т. 15, № 4. — С. 519 — 532. — DOI: 10.25283/2223-4594-2025-4-519-532.

*Климатические изменения происходят значительно быстрее в северных регионах, и на этом фоне классические методы термостабилизации нередко становятся недостаточно эффективными. Предлагается использование поверхностных фундаментов с интегрированными тепловыми насосами, питаемыми от возобновляемых источников энергии (ВИЭ). На примере села Саскылах (Якутия), где имеются аварийные здания, показано, что представленная технология способна снизить затраты на строительство на мерзлоте на 45%. Внедрение ВИЭ в поселении посредством микрогенерации позволит заодно решить проблему высоких тарифов на электроэнергию (отмечен потенциал снижения на 34%).*

**Ключевые слова:** термостабилизация грунтов, возобновляемые источники энергии, солнечные батареи, ветроэнергетические установки, тепловые насосы, изолированные энергосистемы, социально-экономическое развитие арктических территорий, управление спросом на энергию.

### Введение

Климатические изменения в северных регионах происходят значительно быстрее, чем на планете в среднем [1]. С повышением тепловой нагрузки на многолетнемерзлые грунты (ММГ) [2] стали наблюдаться потеря ими несущей способности и впоследствии деформация и разрушение построенных на них зданий и сооружений. В настоящее время широко используются пассивные методы термостабилизации (ТС), например, вентилируемые подполья [3], но все чаще приходится прибегать к использованию дорогих активных систем с холодильными машинами. При этом эффект от применения пассивных методов и раньше был не всегда предсказуем,

например, из-за протечек горячей воды, а на фоне потепления климата ситуация особенно усугубилась [4]. Эффект от традиционно применяемых сезонных охлаждающих устройств (СОУ) становится недостаточным. В то же время активные системы принудительной ТС сейчас опираются на использование ископаемого топлива или сетевой электроэнергии (ЭЭ), что достаточно дорого в изолированных энергосистемах (ИЭС), хотя и несравнимо с потенциальным экологическим и социальным ущербом от разрушения инфраструктуры [5].

Технология гарантированной ТС ММГ на основе теплового насоса (ТН), питаемого от солнечных батарей (СБ) [6], не только эффективнее традиционных СОУ, но и по совокупной стоимости владения гораздо дешевле холодильных установок, работающих на ископаемом топливе (во многом благодаря

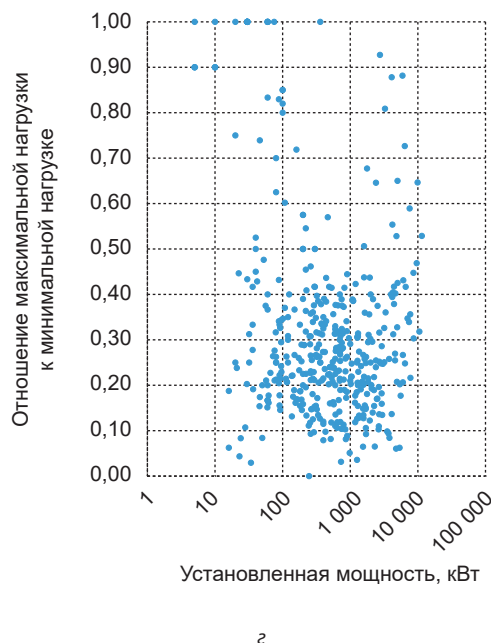
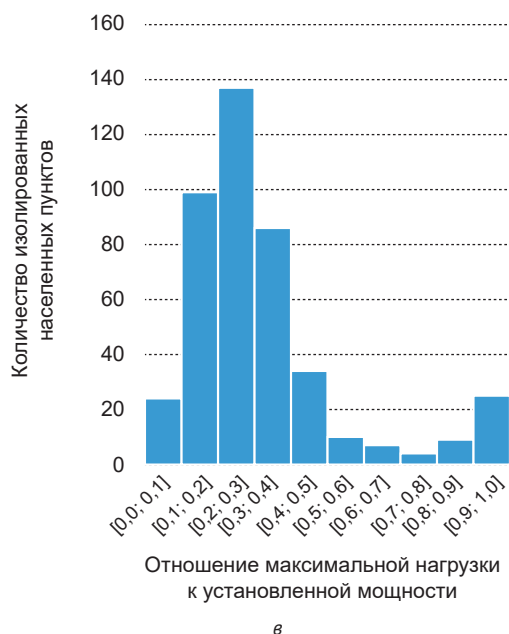
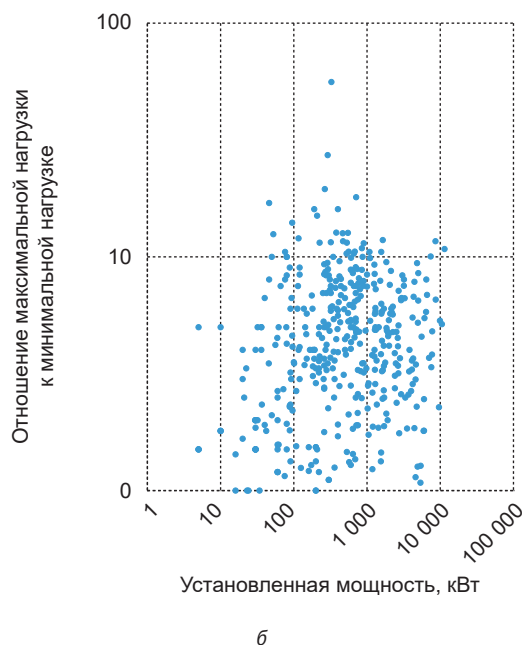
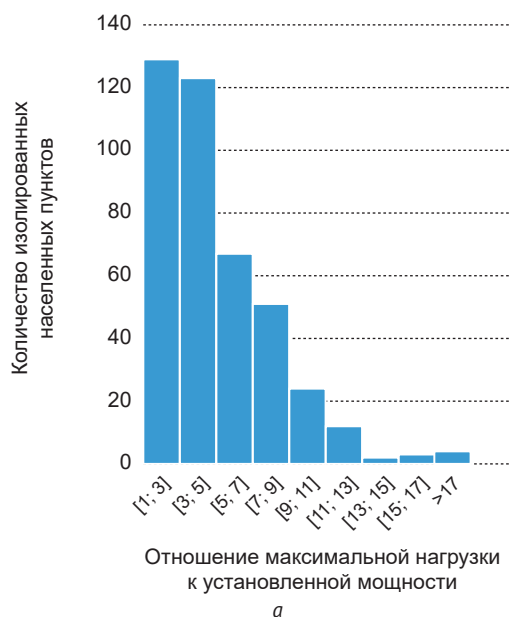


Рис. 1. Распределение ИЭС по отношению максимальной нагрузки за год к минимальной нагрузке за год (а) и зависимость от установленной мощности генерации (б). Распределение ИЭС по отношению максимальной нагрузки за год к установленной мощности генерации (в) и зависимость от установленной мощности генерации (г). Составлено авторами. Информация об объектах генерации в изолированных и труднодоступных территориях <https://minenergo.gov.ru/industries/power-industry/modernizatsiya-obektov-generatsii-v-izolirovannykh-i-trudnodostupnykh-territoriyakh>

Fig. 1. Distribution of isolated settlements by the maximum annual load ratio to minimum annual load (a) and its dependence on installed generation capacity (б). Distribution of isolated settlements by the ratio of maximum annual load to the installed generation capacity (в) and its dependence on the installed generation capacity (г). Compiled by the authors. Information on generation facilities in isolated and hard-to-reach areas <https://minenergo.gov.ru/industries/power-industry/modernizatsiya-obektov-generatsii-v-izolirovannykh-i-trudnodostupnykh-territoriyakh>

возможности использования отводимого из грунта тепла для различных местных нужд: от выращивания овощей [7] до подогрева сырой нефти на нефтепромыслах [8]). Такие системы, работающие на основе солнечной энергии, подходят для защиты критически важных объектов инфраструктуры [9]

Арктической зоны Российской Федерации (АЗРФ), где стоимость ископаемого топлива крайне высока (что определяет и стоимость ЭЭ в них [10]), а относительно дешевые пассивные способы ТС в принципе не способны справиться с задачей. С такой системой эффективнее использовать поверхность

ный фундамент с небольшой насыпью: змеевик холодного контура ТН располагается под насыпью по поверхности естественного грунта [6; 11], а между фундаментом и насыпью устанавливается теплоизоляция для предотвращения отвода тепла от дома в сторону грунта. При такой конфигурации тепло, отводимое от термостабилизируемого грунта, может быть использовано непосредственно на нужды отопления дома или утилизировано иным способом, а также образуются излишки ЭЭ.

Высокая доля непромышленного потребления и малое число потребителей ИЭС приводят к существенным колебаниям мощности: максимальные значения в течение суток могут в 10 раз и даже более превышать минимальные (рис. 1а и 1б). Сами же установленные мощности (без учета необходимого резервирования двух агрегатов максимальной мощности) часто являются сильно избыточными (рис. 1в и 1г), что связано в том числе и с устойчивым сокращением населения, достигающим в некоторых случаях 10% в год в течение нескольких лет. Осредненные по всем ИЭС отношения максимальной нагрузки к установленной мощности — 0,32, коэффициент использования установленной мощности — 0,1377. В результате в таких населенных пунктах формируется самый высокий тариф на ЭЭ: экономически обоснованный тариф начинается от 30 руб./кВт·ч и может достигать 3000 руб./кВт·ч. По данным АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики» и ФГБУ «Российское энергетическое агентство» [12], установленная мощность электрогенерации в ИЭС Дальнего Востока и АЗРФ, где в 527 населенных пунктах проживают более 300 тыс. человек, составляет около 840 МВт, а объемы различного субсидирования энергоснабжения оцениваются в 120—150 млрд руб./год.

Уже сейчас решению представленных проблем служит повсеместное внедрение электрической генерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) посредством установки автономных гибридных энергокомплексов (АГЭК). Однако опыт внедрения АГЭК нельзя назвать сугубо положительным для тех, кто непосредственно занимается энергосервисом [13]. Иным инструментом модернизации может быть вовлечение населения в микрогенерацию. Это способ энергоснабжения с участием самих потребителей на уровне домохозяйств или малого бизнеса — в сеть можно отдавать не более 15 кВт (уже рассматривается увеличения лимита до 150 кВт). Несомненным преимуществом микрогенерации (по сравнению со строительством крупных солнечных и ветряных электростанций — СЭС и ВЭС) является отсутствие многих бюрократических затруднений, необходимости в постоянном обслуживающем персонале и других инфраструктурных расходах, что также в значительной степени увеличит темпы реализации проектов модернизации, простимулирует энергосбережение и управление нагрузкой со стороны местного населения и даст ему

дополнительный источник дохода, поскольку то, что не потреблено по льготному тарифу, будет отдано в сеть по более высокому экономически обоснованному тарифу.

Подобная ИЭС на основе микрогенерации в пределах одного поселения открывает также возможности развития энергетической гибкости. В общем случае энергетическая гибкость [13] представляет собой комплекс мер по эффективному управлению электрической сетью и перетоками энергии в ее пределах, предоставляет ей возможность как выдавать, так и поглощать энергию в нужное время (т. е. когда это будет наиболее экономически целесообразно). Наиболее распространенным инструментом обеспечения энергетической гибкости является внедрение системы накопления энергии (СНЭ), которая сочетает в себе возможности маневренной генерации и управления спросом. СНЭ может составлять существенную часть капитальных затрат и подлежать не однократной замене в течение срока службы основных генерирующих мощностей. В то же время прямое управление спросом — значительно более дешевый источник энергетической гибкости, который вместо выдачи мощности переносит потребность в ней и готов к поглощению избыточной мощности.

В случае рассмотрения ИЭС в местах распространения ММГ наиболее перспективно внедрение такого управления за счет условного совмещения системы отопления и ТС посредством внедрения ТН, как описано выше. В такой системе нагрузка (с одной стороны — термостабилизируемый грунт, с другой — система отопления) по сути является адаптивной и обладает довольно высокой энергетической инерцией, что благоприятно скажется на эффективности аккумулирования энергии от ВИЭ и на экономике проекта [14]. Несомненно, подобные меры хоть и не позволят полностью отказаться от потребления дизельного топлива (ЭЭ) и угля (тепло), но значительно снизят его, в то же время обеспечив ЭЭ систему гарантированной ТС. Хотя первостепенной причиной описанной модернизации может являться необходимость ТС ММГ, при таком симбиотическом подходе открываются широкие горизонты для того, чтобы сделать систему электро- и тепло-снабжения поселения энергоэффективной и даже значительно снизить экономически обоснованные тарифы. Классические подходы в виде применения холодильных машин, энергоснабжение которых организуется посредством использования сетевой ЭЭ или отдельных дизель-генераторных установок (ДГУ), напротив, приведут к увеличению ежегодных затрат на энергоснабжение.

В данной работе проводится анализ потенциального экономического эффекта от внедрения мер по снижению стоимости жизненного цикла зданий, строящихся на мерзлоте. В частности, рассматривается отказ от дорогостоящего свайного строительства в пользу поверхностного фундамента, в который интегрирована система ТС на основе ТН,

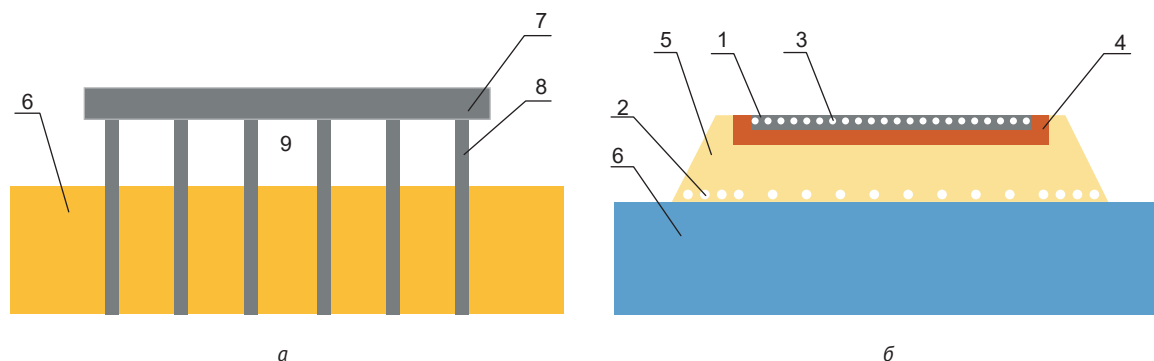


Рис. 2. Схема свайного (а) и поверхностного (б) фундаментов: 1 — фундаментная плита, 2 — змеевик охлаждающего контура ТН, 3 — змеевик греющего контура ТН, 4 — теплоизоляционные плиты, 5 — грунтовая обваловка из насыпи, 6 — мерзлое основание, 7 — ростверк, 8 — свайный фундамент, 9 — вентилируемое подполье. Составлено авторами

Fig. 2. Scheme of pile (a) and surface (b) basement: 1 — basement plate, 2 — heat pump cooling circuit coil, 3 — heat pump heating circuit coil, 4 — heat-insulating plates, 5 — embankment ground cover, 6 — frozen base, 7 — grillage, 8 — pile basement, 9 — ventilated basement. Compiled by the authors

способная обеспечить как гарантированное поддержание ММГ в мерзлом состоянии, так и стабильное отопление дома. Энергоснабжение системы ТС организовано от автономной системы на основе ВИЭ с рассмотрением возможности вовлечения населения в микрогенерацию.

### Материалы и методы

В качестве модельного населенного пункта выбрано село Саскылах в Якутии (71°58' с. ш., 114°06' в. д., население составляет около 2300 человек, подключенная электрическая нагрузка — 1,35 МВт), поскольку в нем высокие экономически обоснованные тарифы на энергоснабжение (ЭЭ — 59,84 руб./кВт·ч, тепловая энергия — около 13 тыс. руб./Гкал) и уже сейчас есть аварийные из-за деградации ММГ здания. В рамках работы сравниваются два варианта фундамента для данного села: поверхностного (рис. 2б) с ТН, питаемым от ВИЭ, и свайного (рис. 2а) с вентилируемым подпольем. Плита фундамента уложена на местный насыпной грунт через слой теплоизоляции. Конструкция похожа на описанную в патенте Л. Н. Хрусталева [15], но отличается тем, что снижен тепловой поток между контурами за счет их разнесения в конструкции, а не размещения в едином железобетонном блоке, оптимизированы затраты на змеевики путем расчета температурных полей и подбора шага укладки нижнего контура, улучшен контроль сезонного оттаивания под фундаментом за счет модифицированной схемы теплообмена, добавлены расчеты тепловых потоков, повышающие достоверность результатов, использована вся площадь грунта для нижнего змеевика (вместо 50% у Л. Н. Хрусталева), что увеличило эффективность системы.

Горячий контур ТН, по сути представляющий собой теплый пол, расположен на глубине 3 см, толщина всей плиты составляет 50 см. Слой насыпного грунта также участвует в минимизации теплового потока от горячего контура к холодному. Нижний

холодный контур ТН, который и выполняет функцию ТС (т. е. извлекает из грунта тепло), расположен на уровне дневной поверхности, что также положительно скажется на экономике решения, так как грунтовый теплообменник подземного типа обходится значительно дороже. Температурное поле грунта при этом будет отличаться незначительно. Описанная технология также нуждается в оптимизации: необходим выбор шага укладки труб нижнего холодного контура (рассмотрены варианты с шагом 20, 40, 80 и 160 см). Свайный фундамент представляет собой металлические буропускные сваи, связанные железобетонным ростверком. Анализ теплового состояния грунта для двух вариантов фундамента происходит с использованием программы Frost3D.

В случае свайного фундамента для боковых и нижней поверхностей грунта можно считать, что тепловой поток практически отсутствует, поэтому были заданы граничные условия (ГУ) 2-го рода ( $q = 0$  Вт); для граней, сообщающихся с внешней средой, — ГУ 3-го рода, учитывающие среднемесячную температуру, коэффициент теплообмена, толщину и теплопроводность снежного покрова; для проветриваемого подполья и области повышенного снегонакопления — ГУ 3-го рода, учитывающие неизменность температуры, коэффициента теплообмена и теплопроводности снежного покрова (толщина снежного покрова для проветриваемого подполья принимается равной  $0,01h$ , где  $h$  — высота естественного снежного покрова; для области повышенного снегонакопления толщина принимается равной  $1,5h$ ). В случае поверхностного фундамента для боковых и нижней поверхностей грунта и для граней, сообщающихся с внешней средой, задаются аналогичные ГУ; для пола помещения здания — ГУ 3-го рода ( $T = 22^\circ\text{C}$ , постоянный коэффициент теплообмена); для охлаждающего и греющего аналогично задаются ГУ 3-го рода ( $T = -4^\circ\text{C}$  и  $+35^\circ\text{C}$  соответственно; постоянный коэффициент теплообмена,

Таблица 1. Климатические данные села Саскылах (данные PVGIS)

Table 1. Climate data for the village of Saskylakh (PVGIS data)

Месяц	Инсоляция на горизонтальную поверхность, кВт·ч/(м <sup>2</sup> ·мес), (среднемесячная инсоляция, Вт/м <sup>2</sup> )	Среднемесячная температура атмосферного воздуха (на высоте 2 м), °С	Среднемесячная скорость ветра (на высоте 10 м), м/с
1	0 (0)	–32,8	4,6
2	7,7 (11,4)	–36,6	4,3
3	52,1 (70,0)	–25,7	4,4
4	107,3 (149,1)	–13,8	4,6
5	156,0 (209,7)	–3,7	5,2
6	163,8 (227,5)	6,8	5,8
7	142,7 (191,8)	12,4	4,0
8	76,7 (103,2)	7,4	3,8
9	46,8 (65,0)	0,4	4,0
10	12,8 (17,2)	–8,3	4,5
11	0,6 (0,8)	–24,9	4,0
12	0 (0)	–32,2	5,4

соответствующий ПВХ трубам). Расчеты проводятся для частного дома длиной 14 м, шириной 9 м, высотой 7,7 м с двускатной крышей (угол ската 45°).

В качестве исходных данных в расчетах (Frost3D) использованы данные о температурах грунта и воздуха, полученные из базы данных Frost.Климат для села Саскылах. Среднемесячные данные на основе данных типичного метеорологического года (PVGIS) [16] представлены в табл. 1.

При анализе системы ТС ММГ, совмещенной с отоплением здания, была принята зависимость холодильного коэффициента ТН (EER) от температуры окружающего воздуха  $T$  (°С) в соответствии с выражением [17]  $EER = 4,8 - 0,12T$  (выражение получено для конкретной модели ТН SILA GM-10 S (H) на основе паспортных данных). Принимается, что среда, от которой отводится тепло (термостабилизируемый участок), находится в мерзлом состоянии (0°С). В качестве среды для теплосброса рассматривается конечный потребитель тепла: воздух в отапливаемом помещении (22°С).

СБ можно устанавливать на крышах или стенах, зимой оптимально устанавливать их вертикально с ориентацией на юг, чтобы получать больше энергии в часы пик. Это также увеличивает выработку энергии как минимум на 20% за счет отражения света от снега. Существенным преимуществом является то, что вертикальные СБ не нужно очищать от снега. В расчете используются почасовые данные о потреблении и выработке энергии, их использование позволяет отслеживать пики потребления и генерации, а также учитывать нестабильность выработки от

ВИЭ, методика описана в [18]. На рис. 3а показана суточная выработка СБ с установленной мощностью 15 кВт при различных ориентациях и углах наклона в ясный июньский день. На рис. 3б показаны годовые профили суточной выработки для тех же конфигураций СБ, а также профиль потребления ЭЭ ТН, требуемый для полного теплоснабжения частного дома 14×9×7,7 м (потребность в теплоснабжении, деленная на коэффициент преобразования (COP) ТН).

В расчете принято, что СБ в равных количествах расположены с ориентациями и углами: Юг 45°, Юг 90°, Восток 45°, двусторонние Восток-Запад 90°. Снижение выработки из-за затенения для большой СЭС принято равным 2%, для микрогенерации — 5%.

Выработка энергии ветра рассчитана для единичной ВЭУ мощностью 10 кВт (профиль выработки представлен на рис. 3в). Так как рассматривается внедрение установок ВИЭ непосредственно в населенном пункте, учитывается поправка на снижение скорости ветра в зависимости от близости зданий (0,95) [19]. При проектировании мощных ВЭС, расположенных на большой высоте, такая поправка не применяется.

Электроснабжение поселения в настоящее время осуществляется посредством дизельной электростанции (ДЭС). Практически весь жилищный фонд, общественные и производственные здания подключены к центральному отоплению, однако централизованного горячего водоснабжения в поселке нет. Основным топливом для котельных является газоконденсат, резервным — дизельное

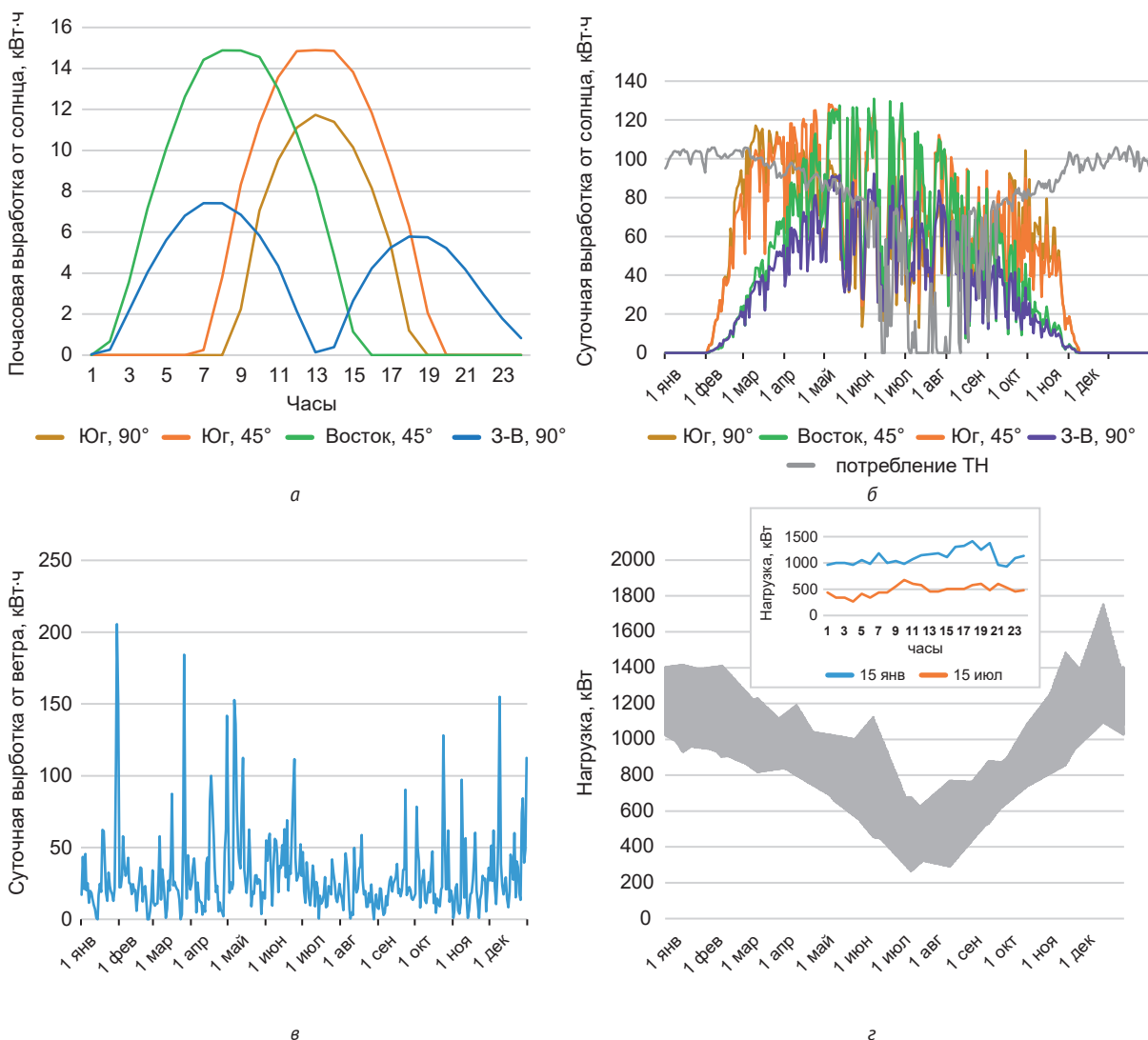


Рис. 3. Почасовая выработка от 15 кВт СБ в селе Саскылах в ясный июньский день (а) и суточная выработка для различных ориентаций солнечных батарей (б), суточная выработка для единичной ВЭУ 10 кВт (в), профиль потребления ЭЭ (г). Составлено авторами

Fig. 3. Hourly generation of 15 kW solar panels in Saskylakh village on a clear June day (а) and daily generation for different solar panel orientations (б), daily generation for a single 10 kW wind turbine (в), power consumption profile (г). Compiled by the authors

топливо. На основе представленных данных было проведено моделирование почасового профиля потребления ЭЭ (см. рис. 3г). Годовое потребление энергии в большинстве ИЭС имеет характерную разницу в нагрузке летом и зимой. В первую очередь это связано с увеличением использования электрообогрева и освещения. Из-за такого разброса необходимо иметь большую установленную мощность генераторов зимой. При этом летом генераторы могут работать на неоптимальных режимах из-за маленькой нагрузки. В рассматриваемом поселении присутствует централизованное теплоснабжение, поэтому характерный летний провал нагрузки не наблюдается.

В данной модели ИЭС приоритет отдается солнечной или ветровой энергии. Дизельные генераторы используются по остаточному принципу. Однако

поддерживается стабильное количество работающих дизельных генераторов в течение ближайшего времени, чтобы снизить количество пусков и остановов, на которые расходуются ресурс двигателя и топливо.

Экономическая эффективность оценивается с помощью параметра LCOE (нормированная стоимость ЭЭ):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{C_t + I_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}},$$

где  $t$  — номер года;  $N$  — длительность проекта, лет;  $C_t$  — капитальные затраты, руб.;  $I_t$  — операционные



затраты, руб.;  $F_t$  — затраты на топливо, руб.;  $E_t$  — выработка ЭЭ в год, руб.;  $r$  — ставка дисконтирования, руб.

ЛСОЕ показывает нормированную стоимость ЭЭ в руб./кВт·ч и учитывает капитальные и операционные затраты в течение всего жизненного цикла (для рассматриваемой модели — 30 лет) с учетом дисконтирования (ставка дисконтирования принята равной 12% — среднее за последние 10 лет). Этот показатель аналогичен, но не идентичен по методике расчета экономически обоснованному тарифу на ЭЭ, поэтому для сравнения рассчитано его значение и для используемой сейчас ДЭС. Подробно методика изложена в [10].

Стоимость итоговых капитальных вложений складывается из расходов на покупку оборудования: дизельных генераторов — 7 млн руб., СБ — 50 тыс. руб./кВт, ВЭУ — 77 тыс. руб./кВт, инверторов — 11,7 тыс. руб./кВт, системы накопления энергии — 16 тыс. руб./кВт·ч, системы ТС — 400 тыс. руб./дом. Транспортные расходы оцениваются в 19 тыс. руб./т, затраты на установку оборудования — 7% от стоимости оборудования, расходы на проектные изыскания — 5% от капитальных затрат. Стоимость операционных затрат складывается из затрат на обслуживание составляющих ИЭС: ДГУ — 8% (от капитальных затрат) в год, ВИЭ — 2% (от капитальных затрат) в год. Капитальный ремонт для дизельных установок оценивается в 13% (от капитальных затрат) каждые 20 000 моточасов, полная замена СНЭ и инверторов предполагается каждые 5 лет. В расчеты включается выплата заработной платы работникам ДЭС (85 тыс. руб./мес, количество сотрудников — 9). Стоимость топлива в регионе составляет порядка 83 тыс. руб./т. Экономические расчеты затрат на меры по ТС произведены в соответствии со справочником базовых цен СБЦП 81-2001-03.

## Результаты

В результате моделирования теплового состояния грунта в случае свайного фундамента установлено, что этот метод в принципе способен поддерживать грунт в мерзлом состоянии. Однако промерзание имеет не равномерный характер, а представляет собой «островок», вокруг которого грунт имеет меньшую температуру. В случае зашитого проветриваемого подполья (как часто бывает на практике) или при протечке системы отопления промерзание примет реликтовый характер (вокруг него грунт будет находиться в талом состоянии). В таком случае сезонноталый слой (СТС) может достигать глубины до 4 м в сентябре (месяце, когда глубина протаивания грунта обычно достигает максимума).

Также проведено моделирование температурного поля для описанной выше технологии ТС на основе поверхностного фундамента для различных шагов укладки нижнего холодного контура. Результаты расчета для шагов 20 и 40 см показывают, что граница промерзания не проникает под подошву фун-

дамента (как показано на рис. 4б для шага в 40 см) за 6 лет, что гарантирует достаточную несущую способность. В случае 80 и 160 см наблюдается сильное сближение боковых границ промерзания. Таким образом, в дальнейших расчетах будет рассмотрен вариант с шагом в 40 см.

Капитальные вложения для поверхностного фундамента, совмещенного с ТН, оцениваются в 1,3 млн руб. против 2,3 млн руб. для свайного фундамента (подробности о стоимости материалов и оборудования представлены в табл. 2). Стоимость свайного фундамента определяется высокой стоимостью свай и их установки (около 70%). Стоимость технологии на основе поверхностного фундамента определяется стоимостью ВИЭ (около 27%), ТН (около 23%) и железобетона (около 20%). Таким образом, поверхностный фундамент позволяет значительно сэкономить по капитальным вложениям (45%) и будет стоить порядка 10,3 тыс. руб./м<sup>2</sup>. Кроме того, представленная технология по сравнению со свайным фундаментом гарантирует ТС, а также значительно сокращает сроки строительства.

При строительстве на сваях затраты на ускоренное предпостроечное промораживание могут достигать 90 тыс. руб./м<sup>2</sup> (устанавливается трехкратное количество СОУ по сравнению с проектным, затем лишнее срезается, чтобы избежать также вредного перемораживания грунта). Внедрение СОУ для ТС зданий на сваях, оказавшихся в аварийном состоянии, как правило, обходится в 30 тыс. руб./м<sup>2</sup> (т. е. затраты прибавляются к высокой стоимости свайного фундамента). При этом, если использовать комбинированный способ (установка СОУ и грунтовых теплообменников от ТН вдоль СОУ), то затраты на предпостроечное промораживание могут быть значительно снижены (до 40 тыс. руб./м<sup>2</sup>). Экономический эффект может быть еще выше, если после строительства здания использовать в качестве ТС ту же активную систему на основе ТН, которая была использована на предпостроечном этапе работ, с организацией утилизации тепла, отводимого от грунта.

Средняя требуемая холодильная мощность ТН для гарантированной ТС составляет 2,4 кВт. При работе с такой холодильной мощностью в систему отопления дома может подаваться около 3,4 кВт тепла, что составляет около 80% потребности в отоплении в самый холодный месяц года февраль (–36,6°С) для здания класса энергоэффективности А+. Очень часто подобные ИЭС не имеют централизованного отопления жилых домов (рассматриваемый поселок является исключением), и только здания социального назначения отапливаются централизованно, отопление остальных зданий организовано посредством печного и электрообогрева. При этом стоимость отопления в таких поселках нередко достигает 30 тыс. руб./Гкал (или около 25 руб./кВт·ч, что обычно в 1,5–2,5 раза меньше экономически обоснованного тарифа на ЭЭ). Теплота, вырабаты-

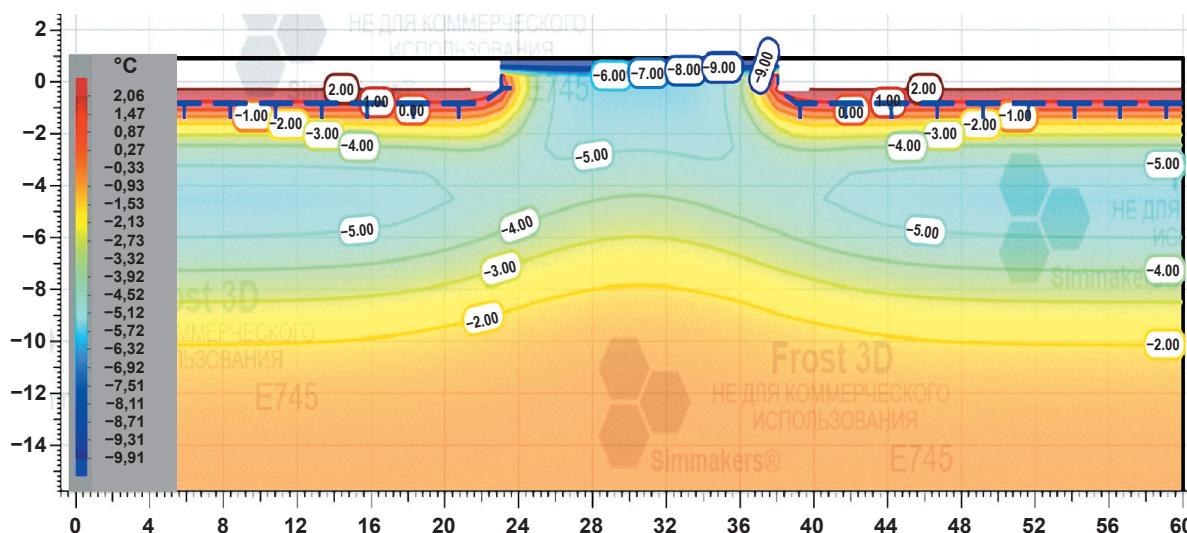


Рис. 4. Температурное поле в толще грунта под зданием на поверхностном фундаменте (с ТН) для шага укладки нижнего холодного контура в 40 см в сентябре после 6 лет эксплуатации. Составлено авторами

Fig. 4. Temperature field in the soil thickness under the building on the surface basement (with a heat pump) for the step of laying the lower cold circuit of 40 cm in September after 6 years of system operation. Compiled by the authors

ваемая ТН, в число COP в среднем в 2—4 раза выше затрачиваемой ЭЭ на его работу и в итоге дешевле электрообогрева в те же 2—4 раза или тепловой энергии из котельной как минимум в 1,5 раза. Таким образом, организация утилизации тепла, отводного от грунта, в систему отопления позволит снизить расход привозного топлива, что будет способствовать значительному снижению суммарных затрат на энергоснабжение.

При моделировании системы энергоснабжения села Саскылах на основе дизельной станции (без использования ВИЭ) LCOE составил 60,33 руб./кВт·ч, что хорошо соответствует экономически обоснованному тарифу на ЭЭ в размере 59,84 руб./кВт·ч. Потребление топлива в год составляет 1850 т. Производство ЭЭ в год составляет 7,7 ГВт·ч.

Для вариантов с использованием различных соотношений СБ и ВЭУ при оптимальной емкости аккумуляторных батарей была построена поверхность оптимизации — зависимость LCOE от установленной мощности ВИЭ (рис. 5а). Работу ТН можно регулировать в зависимости от доступности энергии от ВИЭ. При этом увеличиваются потребление ЭЭ (знаменатель формулы LCOE) и капитальные затраты (числитель формулы LCOE), но повышается гибкость ИЭС. На рис. 5а видно, что с увеличением количества возобновляемых источников энергии LCOE заметно уменьшается из-за снижения потребления топлива. С дальнейшим увеличением мощности возобновляемых источников энергии LCOE плавно увеличивается. Это связано с тем, что производство возобновляемой энергии значительно превышает потребление, и избыточная энергия не может быть продана. Минимальное значение в 39,71 руб./кВт·ч достигается при установленной

мощности 2,6 МВт СБ и 3,6 МВт ВЭУ и емкости АБ 2 МВт·ч.

### Обсуждение результатов

Строительство крупной сетевой СЭС или ВЭС (или АГЭК на их основе, как это сейчас происходит в ИЭС) сопряжено с некоторыми сложностями: процесс проектирования и оформления документации для большой электростанции требуют значительных затрат времени и других ресурсов, а также существуют трудности со строительством на мерзлоте, тогда как микрогенерацию можно вводить постепенно с меньшими финансовыми рисками. Также, например, для крупной СЭС требуются большие капиталовложения за счет затрат на подготовку площадки, проведение коммуникаций, линий электропередач, дорог, установку мощных трансформаторов. Операционные расходы: аренда и охрана земли, обслуживание электростанции. На рис. 5б показана зависимость нормированной стоимости ЭЭ от установленной мощности солнечной электростанции. Рассмотрены централизованные СЭС с накопителем и без него и приведено сравнение с солнечной микрогенерацией. Минимальное значение LCOE (51,76 руб./кВт·ч) достигается при 3,9 МВт установленной мощности СЭС и емкости АБ 7 МВт·ч и при 2,1 МВт (54,04 руб./кВт·ч) установленной мощности СЭС без АБ, что оказывается дороже оптимального значения в случае микрогенерации.

Вырабатываемая мощность зависит как от установленной мощности ВЭУ, так и от высоты, на которой она расположена. На рис. 5в показана зависимость LCOE от установленной мощности для ВЭС с мощностями ВЭУ 10, 100 и 1000 кВт. Минимальное значение для ВЭУ мощностью 100 кВт достига-



**Таблица 2. Расчет экономии от применения поверхностного фундамента путем сравнения со свайным фундаментом**

**Table 2. Calculation of savings from the use of a surface basement by comparison with a pile basement**

Затраты	Поверхностный фундамент (с ТН)			Свайный фундамент		
	Цена, руб.	Количество	Стоимость, руб.	Цена, руб.	Количество	Стоимость, руб.
Железобетон	6 723 (за 1 м³)	37,8 м³	254 130	6 723 (за 1 м³)	31 м³	208 413
Грунтовая обваловка	550 (за 1 м³)	91,9 м³	50 573	—	—	—
Сваи Ø219×8 мм	—	—	—	45 595 (за 1 т)	11,35 т	517 191
Сваи Ø159×8 мм	—	—	—	36 400 (за 1 т)	8,74 т	318 164
Погружение с испытанием	—	—	—	17 441,9	49	840 960
Греющий контур	180 (за 1 м)	450 м	81 000	3 000 (за 1 м²)	141 м²	420 480
Теплоизоляция	4 861 (за 1 м³)	46,3 м³	225 065	4 861 (за 1 м³)	12,2 м³	59 616
Охлаждающий контур	180 (за 1 м)	277 м	49 860	—	—	—
Тепловой насос	148 200 (за 1 кВт)	2 кВт	296 400	—	—	—
Солнечные батареи	42 000 (за 1 кВт)	8,36 кВт	351 120	—	—	—
<i>Итого</i>			~1 300 000			~2 300 000

ется при суммарной мощности 1,2 МВт и составляет 59,28 руб./кВт·ч. Для ВЭУ 1 МВт минимальное значение 43,24 руб./кВт·ч достигается при суммарной мощности 4 МВт. Из графика следует, что хотя использование крупных ВЭУ 1 МВт дешевле малых по 10 кВт, использование только ветровой энергии дороже ветро-солнечной микрогенерации. Также следует учитывать особенности строительства ВЭС на мерзлоте, возможность обледенения лопастей турбин и сложность доставки и установки больших ВЭУ. Оптимальным вариантом для снижения стоимости ЭЭ является микрогенерация (39,70 руб./кВт·ч). При этом существует несколько способов финансирования внедрения микрогенерации: лизинг, субсидирование или самостоятельная покупка оборудования жителями.

Оптимальный с точки зрения стоимости ЭЭ вариант предполагает установку больших суммарных мощностей (2,6 МВт СБ и 3,6 МВт ВЭУ), что приведет к большим капитальным затратам — 895 млн руб. Можно уменьшить суммарную мощность ВИЭ (например, 1 МВт СБ и 1,6 МВт ВЭУ), тогда LCOE увеличится на 6 руб./кВт·ч (до 45,98 руб./кВт·ч), а капитальные затраты уменьшатся на 439 млн руб. (до 456 млн руб.). Таким образом, при внедрении микрогенерации затраты на человека снизятся на 190 тыс. руб. (с 390 тыс. руб. до 200 тыс. руб.), что будет более привлекательным предложением как в случае полностью самостоятельной покупки оборудования жителями, так и в случае субсидирования. Сводная информация о возможных вариантах

модернизации системы энергоснабжения представлена в табл. 3.

Суммарные затраты на электро- и теплоснабжение села Саскылах в настоящее время составляют порядка 660 млн руб./год (тепло — 200 млн руб./год, ЭЭ — 460 млн руб./год). Организация ТС на основе СОУ только для 10% домов потребует затрат более 300 млн руб. (причем эффект может быть недостаточным). Использование активной ТС без модернизации системы энергоснабжения поселка и системы отопления приведет к увеличению затрат на энергоснабжение на 40 млн руб./год (для тех же 10% в случае старого тарифа на ЭЭ). В то же время внедрение ВИЭ (микрогенерации) и организация утилизации тепла, напротив, снизят суммарные затраты на 46 млн руб./год (на ЭЭ на 30 млн руб./год, на тепло — на 16 млн руб./год).

Таким образом, строительство зданий на основе поверхностного фундамента (с интегрированными в него теплообменниками от ТН) не только значительно снизит стоимость здания (на 10 тыс. руб./м² в сравнении со свайным фундаментом), но и снизит итоговые затраты на теплоснабжение — для села Саскылах на 3 тыс. руб./м²·год. Увеличение потребления ЭЭ по причине добавления дополнительной электрической нагрузки может быть устранено посредством внедрения ВИЭ в ИЭС. Причем эффект может быть увеличен за счет организации управления тепловой нагрузкой [20], которая обладает значительной инерцией, что позволяет рассматривать ее в роли скрытого аккумулятора.

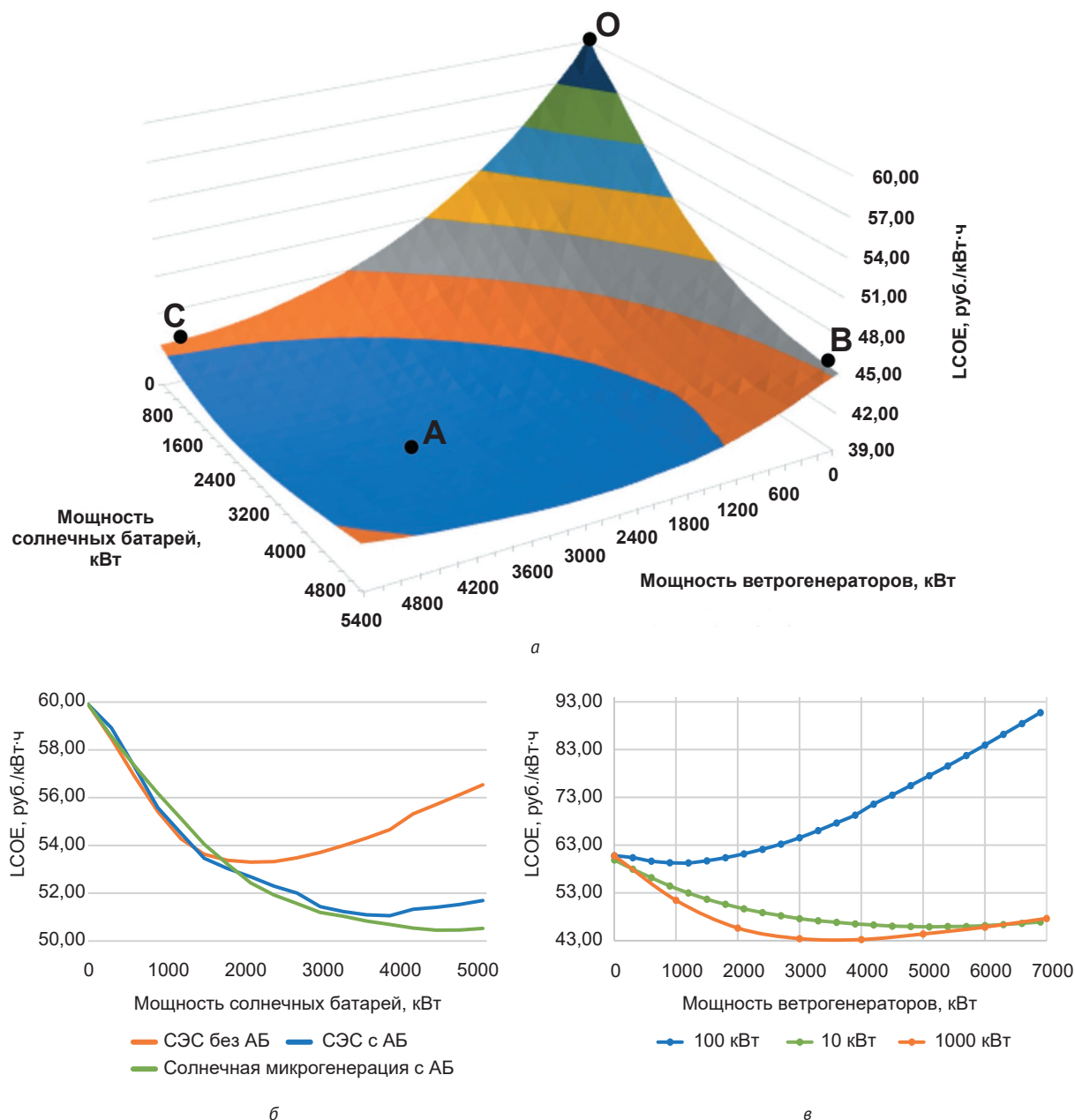


Рис. 5. Зависимость стоимости ЭЭ (LCOE) от мощности СБ и ВЭУ (а), исключительно от мощности СЭС (б) и от мощности ВЭС (в). Составлено авторами  
 Fig. 5. Electricity cost dependence (LCOE) on the capacity of solar panels and wind turbines (а), exclusively on the capacity of solar power plants (б) and on the capacity of wind power plants (в). Compiled by the authors

Внедрение микрогенерации наиболее вероятно при строительстве новых зданий (в том числе с рассмотренным поверхностным фундаментом), хотя вполне возможно и для уже существующих, в том числе при их капитальном ремонте. Расширение лимита микрогенерации до 150 кВт, на наш взгляд, сделает ее внедрение еще более реалистичным, так как потребует вовлечения значительно меньшего числа объектов, принадлежащих активным гражданам. Главной же проблемой внедрения предлагаемой системы в полном объеме является доступность объектов класса энергоэффектив-

ности А+ (в России лишь 11% введенного в 2024 г. в строй жилья соответствовало классу А и выше), достижение которого возможно практически только при новом строительстве. Важно отметить, что предлагаемая система отопления с ТН скорее будет работать параллельно с централизованной, обеспечивая резервирование (без него в этой климатической зоне при существующей энергоэффективности зданий зимой при аварии на теплосетях есть лишь считанные часы на то, чтобы произвести ремонт либо объявить эвакуацию) и теплоснабжение в период профилактического отключения

Таблица 3. Оптимальные варианты модернизации системы энергоснабжения

Table 3. Optimal options for upgrading the power supply system

Вариант	Мощность СЭС, МВт	Мощность ВЭС, МВт	Емкость СНЭ, МВт·ч	LCOE, руб./кВт·ч	Годовое потребление топлива, т	Капитальные затраты, млн руб.
ДГУ	0	0	0	59,90	1850	77
Микрогенерация с ТС (минимум LCOE)	2,6	3,6	2	39,70	619	895
Микрогенерация с ТС (минимум CapEx)	1	1,6	1	45,98	1145	456
СЭС	3,9	0	7	51,76	1037	597
ВЭС	0	4	0	44,65	869	734

теплосетей летом, необходимого, несмотря на то что температура воздуха не достигает санитарной нормы, а также горячее водоснабжение, снижая электрическую нагрузку от бойлеров. Сброс тепла может быть организован и в систему вентиляции (необходим ТН грунт-воздух), что дает больший примерно на единицу COP за счет отсутствия промежуточного теплоносителя. Воздушная система отопления мало используется в России, хотя ее нельзя разморозить, но относительно просто встроить в существующие дома, стоит она дешевле теплого пола, быстрее обеспечивает прогрев воздуха, особенно хорошо осязаемый вблизи точек его притока в непротопленном помещении.

### Выводы

В результате моделирования теплового состояния ММГ установлено, что свайный фундамент с вентилируемым подпольем не способен обеспечить поддержание грунта в мерзлом состоянии на фоне изменений климата. Предложенный метод интеграции активной ТС в приповерхностный слой грунта оказался в два раза дешевле свайного фундамента по капитальным затратам, потребует меньше времени для сооружения, а также может использоваться для предпостроечного промораживания основания без дополнительных затрат и практически исключает возможность протечки горячей воды (частой причины деформации зданий на свайном фундаменте) непосредственно под здание. При этом предложенная технология позволяет организовать передачу тепла, отводимого от грунта, на нужды отопления термостабилизируемого здания, что значительно повысит комфорт проживания и надежность теплоснабжения в нем, и этой энергии будет достаточно для покрытия 80% потребности одноэтажного дома класса энергоэффективности А+ в отоплении в самый холодный месяц. Этот метод предназначен для зданий, возводимых вновь как на ММГ по первому принципу, так и на талых грунтах.

На фоне высоких тарифов на ЭЭ внедрение дополнительной электрической нагрузки для принудительной ТС могло бы увеличить ежегодный объем субсидирования и суммарные затраты на энергоснабжение поселения. Во избежание этого предложен сценарий модернизации системы электроснабжения села Саскылах посредством внедрения ВИЭ, что приведет к снижению экономически обоснованного тарифа на ЭЭ в полтора раза и, в свою очередь, поспособствует снижению ежегодного объема субсидирования электроснабжения на десятки миллионов рублей. Наибольший экономический эффект при этом будет в случае вовлечения населения в микрогенерацию вместо создания централизованных АГЭК, что также снизит зависимость от привозного топлива, даст гражданам дополнительный источник дохода и будет стимулировать сбережение как электрической, так и тепловой энергии, поскольку то, что не потреблено по льготному тарифу для населения, будет отдано в сеть по более высокому экономически обоснованному тарифу. Внедрение микрогенерации возможно и во многих уже существующих зданиях.

Таким образом, реализация предложенного подхода обеспечит:

- адаптацию инфраструктуры АЗРФ к климатическим изменениям;
- снижение выбросов климатически активных веществ и повышение устойчивости ИЭС;
- снижение объемов субсидий и перенаправление их части активному местному населению вместо поставщиков привозного топлива.

### Финансирование

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования РФ (грант № 075-15-2024-559).

### Благодарность

Авторы признательны за использование вычислительного оборудования УНУ «Пучок-М» и лицензии

на программный комплекс Frost 3D, бесплатно предоставленной МГТУ им. Н. Э. Баумана его разработчиком — ООО НТЦ «Симмэйкерс».

## Литература/References

- Huang J., Zhang X., Zhang Q., Lin Y., Hao M., Luo Y., Zhao Z., Yao Y., Chen X., Wang L., Nie S., Yin Y., Xu Y., Zhang J. Recently amplified arctic warming has contributed to a continual global warming trend. *Nature Climate Change*, 2017, vol. 7, no. 12, pp. 875—879. DOI: 10.1038/s41558-017-0009-5.
- Post E., Alley R. B., Christensen T. R., Macias-Fauria M., Forbes B. C., Gooseff M. N., Iler A., Kerby J. T., Laidre K. L., Mann M. E., Olofsson J., Stroeve J. C., Ulmer F., Virginia R. A., Wang M. The polar regions in a 2°C warmer world. *Science Advances*, 2019, vol. 5, no. 12. DOI: 10.1126/sciadv.aaw9883.
- Hou X., Chen J., Sheng Y., Rui P.-F., Liu Y.-Q., Zhang S.-H., Dong T.-C., Gao J.-W. Field observations of the thermal stability of permafrost under buildings with an under-floor open ventilation space and pile foundations in warm permafrost at high altitudes. *Advances in Climate Change Research*, 2023, vol. 14, no. 2, pp. 267—275. DOI: 10.1016/j.accre.2023.03.004.
- Брушков А. В., Алексеев А. Г., Бадина С. В. и др. К вопросу о необходимости выработки целостной системы мер по предупреждению деформаций зданий и сооружений в криолитозоне в условиях меняющегося климата // Арктика: экология и экономика. — 2024. — Т. 14, № 4. — С. 605—616. — DOI: 10.25283/2223-4594-2024-4-605-616.
- Brouchkov A. V., Alekseev A. G., Badina S. V. et al. Methodology for estimating greenhouse gas emissions from Arctic shipping. *Arctic: Ecology and Economy*, 2024, vol. 14, no. 4, pp. 605—616. DOI: 10.25283/2223-4594-2024-4-605-616. (In Russian).
- Бадина С. В. Прогнозирование издержек на адаптацию социальной инфраструктуры к меняющимся геокриологическим условиям (на примере Норильска) // Федерализм. — 2023. — Т. 28 (4). — С. 140—156. — DOI: 10.21686/2073-1051-2023-4-140-156.
- Badina S. V. Forecasting the costs of adapting social infrastructure to changing geocryological conditions (on the example of Norilsk). *Federalism*, 2023, vol. 28, no. 4, pp. 140—156. DOI: 10.21686/2073-1051-2023-4-140-156. (In Russian).
- Sharaborova E. S., Shepitko T. V., Loktionov E. Yu. Experimental Proof of a Solar-Powered Heat Pump System for Soil Thermal Stabilization. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 6. DOI: 10.3390/en15062118.
- Yang X., Sun D., Li J., Yu C., Deng Y., Yu B. Demonstration study on ground source heat pump heating system with solar thermal energy storage for greenhouse heating. *J. of Energy Storage*, 2022, vol. 54. DOI: 10.1016/j.est.2022.105298.
- Zhang J., Zhang H.-H., He Y.-L., Tao W.-Q. A comprehensive review on advances and applications of industrial heat pumps based on the practices in China.

*Applied Energy*, 2016, vol. 178, pp. 800—825. DOI: 10.1016/J.APENERGY.2016.06.049.

- Asanov I. M., Loktionov E. Yu. Possible benefits from PV modules integration in railroad linear structures. *Renewable Energy Focus*, 2018, vol. 25, pp. 1—3. DOI: 10.1016/j.ref.2018.02.003.
- Badamshina S., Klovov A., Loktionov E. Case Study of Microgeneration for Power Supply in Remote Island Communities. 2024 6th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), 2024, pp. 1—6. DOI: 10.1109/REEPE60449.2024.10479866.
- Локтионов Е. Ю., Шараторова Е. С., Клоков А. В. и др. Технологии сохранения мерзлотников (ледников) для обеспечения устойчивого развития северных поселений // Арктика: экология и экономика. — 2024. — Т. 14, № 1. — С. 116—126. — DOI: 10.25283/2223-4594-2024-1-116-126.
- Loktionov E. Yu., Sharaborova E. S., Klovov A. V., Maslakov A. A., Sotnikova K. S., Korshunov A. A. Ice cellars preservation technologies to ensure sustainable development of northern settlements. *Arctic: Ecology and Economy*, 2024, vol. 14, no. 1, pp. 116—126. DOI: 10.25283/2223-4594-2024-1-116-126. (In Russian).
- Губанов М., Киушкина В., Широков А. О создании фонда развития локальных энергосистем // Энергет. политика. — 2023. — Т. 9 (188). — С. 70—83. — DOI: 10.46920/2409-5516\_2023\_9188\_70. — EDN PRZINP.
- Gubanov M., Kiushkina V., Shirokov A. On the creation of a fund for the development of local energy systems. *Energy Policy*, 2023, vol. 9, no. 188, pp. 70—83. DOI: 10.46920/2409-5516\_2023\_9188\_70. EDN PRZINP. (In Russian).
- Бердников Р., Холкин Д., Чаусов И. Оптимизация систем энергоснабжения удаленных и изолированных территорий за счет управления энергетической гибкостью // Энергет. политика. — 2023. — Вып. 1 (179). — С. 94—106. — DOI: 10.46920/2409-5516\_2023\_1179.94. — EDN CRQLQW.
- Berdnikov R., Holkin D., Chausov I. Optimisation of energy supply systems for remote and isolated territories through energy flexibility management. *Energy Policy*, 2023, no. 1 (179), pp. 94—106. DOI: 10.46920/2409-5516\_2023\_1179.94. EDN CRQLQW. (In Russian).
- Klovov A. V., Tutunin A. S., Sharaborova E. S., Korshunov A. A., Loktionov E. Yu. Inverter Heat Pumps as a Variable Load for Off-Grid Solar-Powered Systems. *Energies*, 2023, vol. 16, no. 16. DOI: 10.3390/en16165987.
- Патент 2583025 C1 Российская Федерация, МПК E02D 3/115. Поверхностный фундамент сооружения, обеспечивающий сохранение грунтов основания в мерзлом состоянии с одновременным обогревом сооружения : № 2015113940/03 : заявл. 20.04.15 : опубл. 27.04.16 / Л. Н. Хрусталева, В. З. Хилимонюк, Г. З. Перльштейн, Д. В. Каманин. — EDN IJGZRW.

- Patent No. 2583025 C1 Russian Federation, IPC E02D 3/115. Surface foundation of the structure, providing preservation of the base soils in the frozen state with simultaneous heating of the structure : No. 2015113940/03 : applied for 20.04.2015 : published on 27.04.16 / L. N. Khrustalev, V. Z. Khilimoniuk, G. Z. Perlstein, D. V. Kamanin. — EDN IJGZRW. (In Russian).
16. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Available at: [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en).
17. Loktionov E. Yu., Sharaborova E. S., Shepitko T. V. A sustainable concept for permafrost thermal stabilization. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2022, vol. 52, p. 102033. DOI: 10.1016/j.seta.2022.102003.
18. Klovov A. V., Loktionov E. Yu. Temporal Resolution of Input Weather Data Strongly Affects an Off-Grid PV System Layout and Reliability. Solar, 2023, vol. 3, no. 1, pp. 49—61. DOI: 10.3390/solar3010004.
19. Guo P. Y., Zhu D. Y., Lam J. C. K. et al. Wind Energy Engineering: A handbook for onshore and offshore wind turbines. [S. l.], Elsevier, 2022.
20. Badamshina S. Y., Klovov A. V. Possible Benefits of Thermal Load for Energy Flexibility in Off-Grid Power Systems Energy Service. 2025 7th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), 2025, pp. 1—6. DOI: 10.1109/REEPE63962.2025.10971105.

---

### Информация об авторах

**Бадамшина Софья Юрьевна**, техник, Российский университет транспорта (127055, Россия, Москва, ул. Образцова, д. 9, стр. 9); магистрант, Московский государственный технический университет им. Н. Э. Баумана (105005, Россия, Москва, 2-я Бауманская ул., д. 5, стр. 1), e-mail: badamshina@bmstu.ru.

**Бахмадов Абдулла Вахитович**, техник, Российский университет транспорта (127055, Россия, Москва, ул. Образцова, д. 9, стр. 9); магистрант, Московский государственный технический университет им. Н. Э. Баумана (105005, Россия, Москва, 2-я Бауманская ул., д. 5, стр. 1), e-mail: abdulla5384@mail.ru.

**Клоков Александр Валерьевич**, ведущий специалист, Российский университет транспорта (127055, Россия, Москва, ул. Образцова, д. 9, стр. 9); младший научный сотрудник, Московский государственный технический университет им. Н. Э. Баумана (105005, Россия, Москва, 2-я Бауманская ул., д. 5, стр. 1), e-mail: klovov@bmstu.ru.

**Локтионов Егор Юрьевич**, кандидат технических наук, главный специалист, Российский университет транспорта (127055, Россия, Москва, ул. Образцова, д. 9, стр. 9); заведующий лабораторией, Московский государственный технический университет им. Н. Э. Баумана (105005, Россия, Москва, 2-я Бауманская ул., д. 5, стр. 1), e-mail: yagor@bmstu.ru.

**Татаринова Анна Сергеевна**, магистрант, Московский государственный технический университет им. Н. Э. Баумана (105005, Россия, Москва, 2-я Бауманская ул., д. 5, стр. 1), e-mail: tatarinovaas@bmstu.ru.



## ON THE EFFECTS OF COMBINING MICROGENERATION AND FORCED THERMAL STABILIZATION OF BUILDING BASEMENTS ON PERMAFROST SOILS

Badamshina, S. Yu.<sup>1,2</sup>, Bakhmadov, A. V.<sup>1,2</sup>, Klovov, A. V.<sup>1,2</sup>, Loktionov, E. Yu.<sup>1,2</sup>, Tatarinova, A. S.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Russian University of Transport (Moscow, Russian Federation)

<sup>2</sup> Bauman Moscow State Technical University (Moscow, Russian Federation)

The article was received on May 22, 2025

### For citing

Badamshina S. Yu., Bakhmadov A. V., Klovov A. V., Loktionov E. Yu., Tatarinova A. S. On the effects of combining microgeneration and forced thermal stabilization of building basements on permafrost soils. *Arctic: Ecology and Economy*, 2025, vol. 15, no. 4, pp. 519—532. DOI: 10.25283/2223-4594-2025-4-519-532. (In Russian).

### Abstract

Climate change that occurs faster in the Arctic, leads to the loss of permafrost bearing capacity and, subsequently, to the destruction of buildings and structures. Traditional thermal stabilization methods, such as pile basements and thermosiphons, often become insufficiently effective in the Arctic. The paper proposes the use of surface basements with integrated heat pumps powered by renewable energy sources (RES). There are already buildings being destructed due to degradation of permafrost soils in the village of Saskylakh (Yakutia). The authors prove that the presented technology is capable of reducing construction costs by 45% (compared to pile basements) and providing guaranteed soil thermal stabilization. At the same time, the RES introduction in the considered isolated settlement will solve the problem of high electricity tariffs and reduce the dependence on expensive diesel fuel. The maximum economic effect is achieved in the case of the RES implementation by involving the population in microgeneration — a potential reduction from 59.84 to 39.7 RUB/kW·h is shown. An integrated approach, including the RES introduction, heat recovery, electricity and heat load management, is capable of significantly reducing the total costs of heat and electricity supply in remote settlements.

**Keywords:** *soil thermal stabilization, renewable energy sources, solar panels, wind turbines, heat pumps, isolated energy systems, socio-economic development of the Arctic territories, energy demand management.*

### Funding

The Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (grant No. 075-15-2024-559) supported the research.

### Acknowledgements

Bauman Moscow State Technical University used the “Beam-M” computing equipment and the license for the Frost 3D software package, provided free of charge by its developer, STC Simmakers LLC.

### Information about the authors

**Badamshina, Sofia Yurievna**, Technician, Russian University of Transport (9-9, Obraztsova St., Moscow, Russia, 127055); Graduate Student, Bauman Moscow State Technical University (5-1, 2nd Baumanskaya St., Moscow, Russia, 105005), e-mail: badamshina@bmstu.ru.

**Bakhmadov, Abdulla Vakhitovich**, Technician, Russian University of Transport (9-9, Obraztsova St., Moscow, Russia, 127055); Graduate Student, Bauman Moscow State Technical University (5-1, 2nd Baumanskaya St., Moscow, Russia, 105005), e-mail: abdulla5384@mail.ru.

**Klovov, Alexander Valer'evich**, Lead Officer, Russian University of Transport (9-9, Obraztsova St., Moscow, Russia, 127055); Junior Researcher, Bauman Moscow State Technical University (5-1, 2nd Baumanskaya St., Moscow, Russia, 105005), e-mail: klovov@bmstu.ru.

**Loktionov, Egor Yur'evich**, PhD of Engineering, Chief Officer, Russian University of Transport (9-9, Obraztsova St., Moscow, Russia, 127055); Lab Head, Bauman Moscow State Technical University (5-1, 2nd Baumanskaya St., Moscow, Russia, 105005), e-mail: yagor@bmstu.ru.

**Tatarinova, Anna Sergeevna**, Graduate Student, Bauman Moscow State Technical University (5-1, 2nd Baumanskaya St., Moscow, Russia, 105005), e-mail: tatarinovaas@bmstu.ru.

© Badamshina S. Yu., Bakhmadov A. V., Klovov A. V., Loktionov E. Yu., Tatarinova A. S., 2025