

АНАЛИЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ

В.Л. Петров¹, Н.М. Кузнецов², М.А. Софронов¹

¹ НИТУ МИСИС, Москва, Россия, e-mail: petrovv@misys.ru

² Горный институт Кольского научного центра РАН, Апатиты, Россия

Аннотация: Актуальность исследования обусловлена необходимостью надежного и экономически приемлемого энергоснабжения предприятий добычи твердых полезных ископаемых Красноярского края, обладающего значительной долей российских запасов угля, медно-никелевых руд и металлов платиновой группы и занимающего ведущие позиции по добыче золота. Цель работы – анализ современного состояния и перспектив развития энергетического комплекса региона применительно к задачам добывающей отрасли. Используются статистические данные и отчетность субъектов электроэнергетики, сравнительная оценка вариантов энергоснабжения удаленных потребителей и межрегиональный анализ по формализованному набору признаков. Установлено, что энергосистема края включает три контура с различной экономикой энергоснабжения: централизованную зону ОЭС Сибири с преобладанием гидрогенерации, изолированный Норильско-Таймырский энергорайон мощностью 2256 МВт и децентрализованную зону, где себестоимость электроэнергии выше в 14–31 раз. Новизна работы состоит в зонировании энергетического комплекса по типу энергетической связанности и экономике энергоснабжения и формировании дифференцированных критериев развития и размещения энергоемких производств. Показано, что зарубежный опыт применим поэлементно. Избыток располагаемой мощности в 2017–2021 гг. составлял 3994,5–5836,7 МВт, а потенциальный ресурс дополнительной непрерывной нагрузки оценивается в 1,5–2,5 ГВт при сетевых ограничениях. Сопоставление с зарубежными добывающими регионами показало отсутствие полного аналога Красноярского края по совокупности климатических, сетевых и производственных признаков. Обоснована необходимость дифференцированных технических решений для региона.

Ключевые слова: твердые полезные ископаемые, добывающая промышленность, энергоснабжение, электроэнергетическая система, изолированный энергорайон, децентрализованная зона, гидроэнергетика, резерв мощности, высокие переделы, Красноярский край.

Для цитирования: Петров В. Л., Кузнецов Н. М., Софронов М. А. Анализ энергетического комплекса добывающей отрасли Красноярского края // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2026. – № 10-1. – С. 162–185. DOI: 10.25018/0236_1493_2026_101_0_162.

Analysis of the energy complex of the mining industry of the Krasnoyarsk Territory

V.L. Petrov¹, N.M. Kuznetsov², M.A. Sofronov¹

¹ NUST MISIS, Moscow, Russia, e-mail: petrovv@misys.ru

² Mining Institute of the Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences, Apatity, Russia

Abstract: Reliable and affordable power supply to solid mineral mining enterprises is a pressing task in a region holding about 70% of Russia's geological coal resources, the bulk of its copper-nickel and platinum-group metal reserves and 18% of national gold output. The aim is to analyse the current state and prospects of the energy complex of the Krasnoyarsk Territory for mining purposes. The methods include analysis of statistical data and utility reporting, a qualitative comparative assessment of power supply options for remote consumers, and cross-regional comparison against a formalised set of attributes. The regional system splits into three contours with fundamentally different economics: a centralised zone within the Interconnected Power System of Siberia dominated by hydro generation; the isolated Norilsk-Taimyr power district of 2,256 MW; and a decentralised zone where electricity costs 14 to 31 times more. The novelty lies in zoning the energy complex by type of grid connectivity and by the economics of power supply, which yields zone-specific criteria for energy development and for siting energy-intensive production. Comparison with foreign mining regions and sites of similar climate shows that none combines continuous permafrost, an isolated power district of gigawatt class, a hydropower base and metallurgical processing of global significance; foreign experience therefore applies element by element. The surplus of available capacity in 2017–2021 was 3,994.5 to 5,836.7 MW, and the preliminary region-wide resource of additional continuous load is estimated at 1.5 to 2.5 GW; the main potential constraint is network capacity and free supply centres in particular power hubs. Solutions differentiated by supply zone are substantiated.

Key words: solid minerals, mining industry, power supply, electric power system, isolated power district, decentralised zone, hydropower, capacity reserve, high value-added processing, Krasnoyarsk Territory.

For citation: Petrov V. L., Kuznetsov N. M., Sofronov M. A. Analysis of the energy complex of the mining industry of the Krasnoyarsk Territory. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2026; (10-1):162-185. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236_1493_2026_101_0_162.

Введение

Надежное электроснабжение горных предприятий, удаленных от сетей централизованного энергоснабжения, остается сложной задачей для целого ряда регионов страны [1]. Практика последних лет сместила акцент с простого наращивания дизельных мощностей на гибридные схемы, где дизельная генерация работает совместно с возобновляемыми источниками и накопителями, а режимами управляет автоматика [2, 3]. Развиваются и методы прогнозирования электропотребления, позволяющие планировать нагрузку заранее [2].

Второй класс задач лежит внутри самого предприятия. Режимные и проектные задачи здесь все чаще решаются компьютерным моделированием: расчет

нормальных и аварийных режимов системы электроснабжения горных производств позволяет заранее оценить загрузку элементов схемы и условия работы защит [4]. Исследования на базе действующих рудников показывают, что резервы экономии на энергоемком оборудовании остаются значительными, например, в работе [5] продемонстрировано, что фактический удельный расход мощности главных вентиляторных установок втрое и более превышал нормативный, а замена завышенных по мощности электродвигателей дает перспективу экономии около 4,9 млн руб. в год [5]. Меняется и сам процесс проектирования систем электроснабжения — интеграция расчетных модулей с BIM-платформами сокращает объем ручных операций до

80% и снижает число ошибок при многократных корректировках проектных решений [6]. Оба направления, энергоэффективность действующего оборудования и цифровизация проектирования новых объектов, прямо влияют на то, какая нагрузка ляжет на региональную энергосистему при освоении месторождений.

Исследования энергоснабжения добывающих предприятий Арктической зоны проводились ранее применительно к Ямало-Ненецкому автономному округу [1], где энергосистема выросла вокруг добычи углеводородов и осталась практически монотопливной. В Красноярском крае все сложилось иначе. Энергетика региона строилась под уголь Канско-Ачинского бассейна, медно-никелевые руды Норильска и золото Енисейского кряжа, а опорой ее стала не тепловая, а гидравлическая генерация. Край совмещает крупнейшую в стране гидроэнергетическую базу, крупнейший изолированный промышленный энерго-район и обширную территорию, куда сети не дошли до сих пор.

Зарубежные исследования по этой теме делятся в двух направлениях. Первое — микросети северных поселений: обобщен опыт более чем двухсот изолированных микросетей Аляски [7], выполнены технико-экономические расчеты по отдельным общинам с сопоставлением батарейного и водородного накопления [8], построены сравнительные модели для Якутии, Норвегии и Аляски [9]. Второе направление касается собственно горных предприятий: обзоры интеграции возобновляемых источников в добычу [10], расчеты связки «ветропарк — гидроаккумулирующая станция» для рудника Raglan [11], оценки полного перевода рудника на солнечную и ветровую генерацию [12].

Инженерные ограничения северных территорий образуют отдельный класс

работ, так как они влияют на строительство объектов и инфраструктуры. Важна оценка риска протаивания приповерхностной мерзлоты под арктической инфраструктурой [13], проработка перехода от региональных моделей деградации мерзлоты к инженерным [14], расчет ущерба инфраструктуре при разных сценариях выбросов (на примере Аляски) [15], оценка ухудшения климатической пригодности зимних дорог [16], а также другая специфика.

Региона, сопоставимого с Красноярским краем по всей совокупности признаков, среди рассмотренных зарубежных случаев не существует. Это задает границы, в которых зарубежные решения вообще применимы.

Целью исследования является анализ современного состояния и перспектив развития энергетического комплекса Красноярского края применительно к задачам энергообеспечения добычи твердых полезных ископаемых.

Задачи исследования:

1. Показать, как минерально-сырьевая база твердых полезных ископаемых сформировала структуру энергопотребления региона.

2. Сопоставить условия энергоснабжения края с зарубежными добывающими регионами и отдельными объектами близкого климата, сопоставимыми с краем по отдельным характеристикам энергетического комплекса, и выяснить, существуют ли у него аналоги.

3. Разобрать состояние электроэнергетической системы отдельно по каждой из трех зон — централизованной, изолированной и децентрализованной.

4. Установить, как распределяется электропотребление между добычей и переделом твердых полезных ископаемых.

5. Оценить, способен ли энергетический комплекс края обеспечить развитие производств высоких переделов: есть ли свободная мощность, где раз-

мещать новые производства, до какой глубины доводить переработку сырья на месте.

Методы

Объект исследования — энергетическая система Красноярского края, взятая не как единое целое, а как три технологически разобщенных контура, которые обслуживают добычу и связанные с ней переделы. Ванкорский энергорайон, не входящий в Единую энергетическую систему России, по типу связанности относится к изолированному контуру, но обслуживает добычу углеводородов, поэтому в работе отдельно не разбирается.

Работа опиралась на статистику, отчетность субъектов электроэнергетики и добывающих компаний, документы перспективного развития отрасли и научную литературу. Связи между элементами энергосистемы оценивались методами системного анализа. Для удаленных потребителей выполнена качественная сравнительная оценка применимости различных вариантов энергоснабжения с учетом энергетических и климатических условий. Отдельно выполнено межрегиональное сравнение. Условия энергоснабжения описаны по шести признакам: наличие многолетней мерзлоты, связь с национальной энергосистемой, масштаб установленной мощности, преобладающий тип генерации, профильное сырье и нагрузка крупнейшего горного потребителя. Четыре из них приняты в качестве критериев сопоставимости — мерзлота, изолированность от национальной энергосистемы, масштаб горно-металлургической нагрузки и наличие гидроэнергетической базы; установленная мощность и профильное сырье использованы как описательные характеристики и в число критериев не входят. Объекты сравнения имеют разный уровень агрегации — от

отдельного рудника до национальной энергосистемы, поэтому сопоставление ведется по каждому признаку в отдельности, а не по региону как целому.

Источниками послужили обобщающие материалы: «Схемы и программы развития электроэнергетических систем России в части энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва», «Отчет о функционировании энергосистем России за 2025 год», ряды Росстата по потреблению электроэнергии в субъектах Федерации за 1990—2024 гг., годовой отчет ПАО «ГМК «Норильский никель» за 2025 г., краевые нормативные акты по жилищно-коммунальному хозяйству и энергоэффективности, а также зарубежные публикации 2016—2026 гг.

Результаты исследования

Минерально-сырьевая база твердых полезных ископаемых

Красноярский край — второй по площади субъект Российской Федерации; его северная часть, то есть Норильск, Таймырский Долгано-Ненецкий и Эвенкийский районы и часть Туруханского, входит в Арктическую зону. Край остается одним из наиболее индустриально развитых субъектов Восточной Сибири. Промышленность здесь капиталоемкая и энергоемкая, и выросла она почти целиком на собственном сырье.

По общим геологическим запасам угля край стоит в стране первым: они распределены между Канско-Ачинским, Тунгусским, Таймырским и Минусинским бассейнами. В работу вовлечен прежде всего канско-ачинский бурый уголь — бассейн вытянут вдоль Транссиба, и по экономико-географическому положению равных ему в стране нет. Добычу ведут АО «СУЭК-Красноярск» и АО «Красноярсккрайуголь».

Север края держит основные запасы медно-никелевых руд, платины и плати-

ноидов. Норильский рудный район с месторождениями Норильск-1, Октябрьское и Талнахское известен во всем мире: медь, никель, кобальт, металлы платиновой группы. Отсюда идет основная часть российского никеля, меди и металлов платиновой группы. По данным годового отчета компании за 2025 г., «Норникель» занимает первое место в мире по производству палладия (41% мирового выпуска), третье — по высокосортному никелю (11%) и четвертое — по платине (10%). В 2025 г. Норильская площадка отработала 20,4 млн т руды при среднем содержании никеля 1,10% и меди 1,78%.

Вторая опора сырьевой базы — золото. Разведаны как коренные, так и россыпные месторождения, по объему добычи золота край занимает первое место в России. Разрабатываемые запасы лежат в Северо-Енисейском и Мотыгинском районах: Олимпиадинское, Благодатное, Эльдорадо, Васильевское; крупнейший недропользователь — АО «Полус Краснаярск». Нижнее Приангарье добавляет к этому бокситы и нефелиновые руды для алюминиевого производства, а по запасам магнетитов держит в России первое место. Там же отработывается Горевское месторождение, уникальное по содержанию свинца и цинка, из руд которого попутно извлекают серебро и кадмий.

Углеводороды облик энергосистемы края не определяют, как это происходит в Ямало-Ненецком автономном округе, но формируют несколько локальных энергоузлов. Разрабатываемые месторождения нефти и газа немногочисленны; крупнейшие лежат в Туруханском и Таймырском Долгано-Ненецком районах (Ванкорская группа — Ванкорское, Сузунское, Тагульское) и на юге Эвенкии (Юрубчено-Тохомская зона). В общероссийской нефтедобыче доля региона невелика. Особый случай — газовые и

газоконденсатные месторождения Таймыра, питающие Норильский промрайон: 2 696 млн м³ газа и 113 тыс. т конденсата в 2025 г. Газоснабжение района замкнуто само на себя и выхода в Единую систему газоснабжения не имеет.

Зарубежный опыт энергоснабжения добывающих регионов сходных условий

Из шести признаков, по которым описаны условия энергоснабжения (табл. 1), в качестве критериев сопоставимости приняты четыре независимых: наличие многолетней мерзлоты и суровость климата; изолированность энергорайона от национальной энергосистемы; масштаб горно-металлургической нагрузки; наличие гидроэнергетической базы, обеспечивающей дешевой энергией энергоемкий передел. Установленная мощность энергосистемы и профильное сырье приведены в таблице как справочные характеристики: они описывают контекст, но не используются при подсчете совпадений. Сопоставляемые объекты различаются уровнем агрегации — от отдельного рудника до национальной энергосистемы, — поэтому сравнение правомерно только по отдельным признакам. Результаты сопоставления приведены в табл. 1.

Северная Швеция (Норрботтен) совпадает с краем по признакам масштаба горнодобычи и наличия гидроэнергетической базы: энергосистема региона исторически строилась для передачи гидроэнергии рек Ботнического побережья, а нагрузка формируется железорудной добычей и переделом. Однако регион не имеет ни изолированных энергорайонов, ни сплошной мерзлоты и включен в общеевропейский рынок. Характерно, что узким местом там оказался не дефицит генерации, а пропускная способность сети и сроки технологического присоединения: имеющийся

Таблица 1

Сопоставление условий энергоснабжения Красноярского края и зарубежных добывающих регионов и объектов
Comparison of power supply conditions in the Krasnoyarsk Territory and foreign mining regions and sites

Регион (объект)	Мерзлота	Связь с национальной сетью	Установленная мощность	Доминирующая генерация	Профильное сырье и нагрузка
Красноярский край, централизованная зона	островная, южнее — отсутствует	в составе ОЭС Сибири	≈15 938 МВт	ГЭС 56,5 %, угольные ТЭС	уголь, золото, полиметаллы; алюминиевый передел, 2031 МВт (РУСАЛ Красноярск)
Норильско-Таймырский энергорайон	сплошная, 300–500 м	изолирован	2256 МВт	ГЭС 1 102 МВт, ТЭЦ на природном газе	Ni-Cu-МПГ; 5014 млн кВт·ч/год (Заполярный филиал)
Децентрализованная зона края	сплошная и прерывистая	изолированные энергоузлы	десятки МВт	стационарные ДЭС	россыпное золото, уголь (перспектива); единицы МВт
Норрботтен, Швеция	отсутствует	в составе энергозоны SE1	профицит зоны	ГЭС	железная руда (LKAB); электрификация передела
Нунавик, рудник Raglan, Канада	сплошная	изолирован	≈20 МВт (максимум нагрузки)	ДЭС, ВЭУ 6 МВт, накопители	Ni-Cu-МПГ; ≈155 ГВт·ч/год
СЗТ, рудник Diavik, Канада	сплошная	изолирован	≈30 МВт	ДЭС, ВЭС 9,2 МВт	алмазы; ≈20 МВт
Аляска, США (сельские общины)	прерывистая	более 200 изолированных микросетей	до 2 МВт на микросеть	ДЭС и гибридные ветродизельные системы	крупный горный передел отсутствует
Исландия	отсутствует	островная энергосистема	ГЭС Каурахнюкар ≈690 МВт	ГЭС, геотермия	алюминиевый передел на привозном сырье
Гренландия	сплошная	изолированные системы	≈90 МВт	ГЭС	добыча в стадии проектов

Источник: строки 1–3 — обобщающие материалы «Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 годы. Красноярский край и Республика Тыва. Книга 1. Красноярский край» (отчетные данные за 2017–2021 годы); строки 4–9 — научные публикации, процитированные в тексте настоящего раздела, и открытые данные операторов энергосистем и энергетических агентств соответствующих стран.

Примечание. Показатели по зарубежным регионам носят ориентировочный характер и приведены для сопоставления порядка величин. Признак связи с национальной энергосистемой фиксирует факт вхождения в энергообъединение и не характеризует пропускную способность межсистемных связей: возможности маневра мощностью за пределы ОЭС Сибири ограничены протяженностью и пропускной способностью межсистемных линий.

профицит северной энергозоны практически полностью поглощается заявленными проектами электрификации металлургии. Сопоставление самих профицитов, однако, требует оговорки. Избыток мощности северной энергозоны Швеции реализуется внутри синхронной зоны Северной Европы с развитыми межсистемными связями и общим рынком, тогда как избыток мощности Красноярского края реализуется в пределах ОЭС Сибири, которая при формальном вхождении в Единую энергетическую систему России связана с соседними объединениями протяженными межсистемными линиями. По возможности маневра мощностью за пределы объединения ОЭС Сибири ближе к слабо связанным системам, чем к европейским энергозонам, поэтому региональный профицит корректнее рассматривать как ресурс для внутренней нагрузки края и соседних энергосистем Сибири, а не как величину, свободно перемещаемую между энергообъединениями.

Рудник Raglan в Нунавике (Канада) близок Норильскому промышленному району по профилю сырья — сульфидные медно-никелевые руды с металлами платиновой группы — и по изолированности в условиях сплошной мерзлоты. Однако масштаб отличается на два порядка: годовое потребление около 155 ГВт·ч при максимуме нагрузки порядка 20 МВт против 5014 млн кВт·ч электропотребления Заполярного филиала ПАО «ГМК «Норильский никель». Практическая ценность кейса состоит не в масштабе, а в отработанной схеме «дизельная электростанция — ветроэнергетические установки — многоуровневая система накопления (маховик, литий-ионная батарея, водородный контур)», устойчиво работающей при температурах до минус 40 °С [11]. Аналогичное значение имеет опыт рудника Diavik в Северо-Западных территориях,

где, по открытым данным оператора, ветропарк мощностью 9,2 МВт с системой антиобледенения лопастей сооружен на мерзлотных основаниях, а доставка оборудования выполнялась по зимнику.

Аляска представляет собой наиболее близкий аналог децентрализованной зоны края: более 200 изолированных микросетей и свыше 70 гибридных ветродизельных систем [7]. Стоимость электроэнергии там превышает 1 долл. США за кВт·ч в отдельных населенных пунктах, а режимы работы дизельных установок, формирующих эту стоимость, разобраны в отдельном обзоре [17]. При этом крупного горно-металлургического передела в изолированных системах Аляски нет. Исландия дает пример чистой реализации связки «дешевая гидрогенерация — энергоемкий передел» [18], но без мерзлоты и при иной топологии энергосистемы; Гренландия сопоставима по природным условиям, однако вся установленная гидроэнергетическая мощность страны, по открытым данным оператора энергоснабжения, составляет около 90 МВт, что соответствует мощности одной средней теплоэлектроцентрали края.

Ни один из рассмотренных регионов и объектов не набирает все четыре критерия сопоставимости сразу. Норильско-Таймырский энергорайон, судя по доступным данным, остается крупнейшей в мире изолированной промышленной энергосистемой, где гидрогенерация работает совместно с газовыми теплоэлектроцентралями на горно-металлургический комплекс мирового масштаба. Практический смысл этого таков. Зарубежные решения переносимы поэлементно: ветродизельные комплексы с накопителями — в децентрализованную зону, опыт расшивки сетевых ограничений при индустриализации — в южные и приангарские узлы, расчеты устойчи-

вости фундаментов опор ВЛ в мерзлоте [19] — в сети северных территорий. А вот изолированный энергорайон гигаваттного класса сравнивать попросту не с чем, и обосновывать решения приходится изнутри, сопоставляя зоны между собой.

Генерация электроэнергии

Энергосистема Красноярского края является крупнейшей в России по установленной мощности электростанций. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность электростанций энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва, расположенных на территории края, составляла 15 938,0 МВт, в том числе гидроэлектростанции — 9002,4 МВт (56,5%), тепловые электростанции — 6935,6 МВт (43,5%) (рис. 1). С учетом изолированного Норильско-Таймырского энергорайона суммарная установленная мощность электростанций на территории края превышает 18 ГВт. Облик энергосистемы задает гидрогенерация: на нее приходится более половины установленной мощности, тогда как в энергосистемах арктических регионов Западной Сибири преобладает газовая тепловая генерация.

Пообъектный состав генерирующих мощностей приведен в табл. 2. Около

80% установленной мощности сосредоточено в четырех объектах — Красноярской и Богучанской гидроэлектростанциях, Березовской и Назаровской ГРЭС. Для сопоставления: установленная мощность электростанций ОЭС Сибири на 01.01.2026 составила 52 755,41 МВт, то есть на энергосистему края приходится около 30% генерирующих мощностей объединенной энергосистемы.

Электросетевой комплекс

Схема основной электрической сети на территории Красноярского края сформирована на напряжении 110—220—500 кВ. Энергосистема края объединена с энергосистемами соседних субъектов в составе ОЭС Сибири; передача мощности от гидроэлектростанций Енисейского и Ангарского каскадов к центрам нагрузки определяет режимы работы сети. Специфической чертой региона является наличие двух энергорайонов, не входящих в Единую энергетическую систему России, — Норильско-Таймырского и Ванкорского, а также обширной территории, где сетевого электроснабжения нет вовсе.

Для северных территорий края существенны инженерные ограничения, связанные с многолетнемерзлыми грунта-

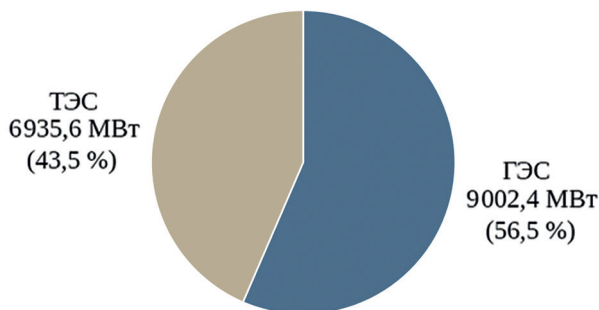


Рис. 1. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Красноярского края на 01.01.2022 (Источник: обосновывающие материалы «Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 годы. Красноярский край и Республика Тыва. Книга 1. Красноярский край»)

Fig. 1. Structure of the installed capacity of power plants of the Krasnoyarsk Territory power system as of 1 January 2022

Таблица 2

**Установленная мощность электростанций
энергосистемы Красноярского края на 01.01.2022**
*Installed capacity of power plants of the Krasnoyarsk Territory
power system as of 1 January 2022*

Электростанция	Тип	Топливо / водоток	Установленная мощность, МВт	Доля, %
Красноярская гидроэлектростанция	ГЭС	р. Енисей	6000,0	37,6
Богучанская гидроэлектростанция	ГЭС	р. Ангара	2997,0	18,8
Енашиминская гидроэлектростанция	ГЭС	р. Енашимо	5,4	0,0
Берёзовская ГРЭС	ТЭС	бурый уголь	2400,0	15,1
Назаровская ГРЭС	ТЭС	бурый уголь	1373,0	8,6
Красноярская ГРЭС-2	ТЭС	бурый уголь	1274,0	8,0
Красноярские ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3	ТЭС	бурый уголь	1163,8	7,3
ТЭЦ АО «РУСАЛ Ачинск»	ТЭС	уголь	320,0	2,0
Ванкорская ГТЭС	ТЭС	попутный газ	206,4	1,3
ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и ДЭС АО «Полюс Красноярск»	ТЭС, ДЭС	уголь, дизельное топливо	62,5	0,4
Прочие ТЭЦ (Минусинская, Канская и другие)	ТЭС	уголь, мазут	135,9	0,9
Всего по энергосистеме края			15 938,0	100,0
Источник: обосновывающие материалы «Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 годы. Красноярский край и Республика Тыва. Книга 1. Красноярский край», приложение А (перечень действующих электростанций по состоянию на 01.01.2022); группировка станций и доли — расчет авторов. Примечание. Изолированный Норильско-Таймырский энергорайон установленной мощностью 2256,0 МВт в состав энергосистемы края не входит и учтен отдельно (см. табл. 3).				

ми: потеря несущей способности оснований свайных фундаментов приводит к деформациям строительных конструкций и опор линий электропередачи. За рубежом исследования показывают, что к середине века в зоне высокого риска протаивания приповерхностной мерзлоты окажется значительная часть арктической инфраструктуры [13, 14].

Стоимостные оценки для Аляски дают удвоение затрат на устранение таких повреждений при средних и высоких сценариях выбросов [15]. Количественные оценки устойчивости фундаментов опор высоковольтных линий в мерзлоте выполнены для Цинхай-Тибетской линии электропередачи [19]. Эти результа-

ты непосредственно применимы к проектированию сетевых объектов на Таймыре и в Эвенкии.

*Норильско-Таймырский
изолированный энергорайон*

Норильско-Таймырский энергорайон представляет собой технологически изолированную энергосистему, обеспечивающую электрической и тепловой энергией, а также водой города Норильск и Дудинку, поселки Светлогорск и Снежногорск и производственные площадки ПАО «ГМК «Норильский никель». Общая электрическая мощность энергосистемы компании составляет 2256 МВт, тепловая мощность теплоэлектростан-

ралей — 4129 Гкал/ч, мощность девяти котельных — 511 Гкал/ч (табл. 3).

Экономика энергорайона моноструктурна: градообразующим предприятием является Заполярный филиал ПАО «ГМК «Норильский никель», электропотребление которого за 2021 г. составило 5014 млн кВт·ч. За отчетный период 2017–2021 гг. электропотребление в энергорайоне снизилось на 93,5 млн кВт·ч (1,2%), что обусловлено динамикой промышленной нагрузки. Топливоснабжение теплоэлектроцентралей обеспечивается собственной региональной системой газоснабжения протяженностью 1653 км в одностороннем исчислении, не имеющей выхода в Единую систему газоснабжения, что делает надежность энергорайона полностью зависимой от состояния собственных месторождений и газотранспортной инфраструктуры.

Ключевыми климатическими рисками энергорайона являются маловодный режим рек, способный привести к снижению напора на турбинах гидроэлектростанций и падению выработки, и де-

градация многолетнемерзлых грунтов, ведущая к потере несущей способности свайных фундаментов. По данным годового отчета компании, отрицательная температура воздуха держится здесь около восьми месяцев в году, продолжительность полярных и сумеречных ночей составляет порядка 100 суток, а многолетнемерзлые породы залегают на глубину 300–500 м.

Децентрализованная зона энергоснабжения

Часть населенных пунктов в 11 муниципальных образованиях края живет на стационарных дизельных электростанциях; всего это 49,5 тыс. человек. Электроэнергия здесь обходится в 14–31 раз дороже, чем в зонах централизованного снабжения: сказываются цена дизельного топлива и моторного масла и стоимость их доставки. На топливо приходится от 40 до 90% экономически обоснованного тарифа. Чтобы население платило столько же, сколько в централизованной зоне, выпадающие доходы возмещаются из краевого бюджета.

Таблица 3

Энергетические активы Норильско-Таймырского энергорайона **Power generation assets of the Norilsk–Taimyr power district**

Объект	Тип	Электрическая мощность, МВт	Примечание
Курейская ГЭС	ГЭС	600,0	р. Курейка; водохранилище 558 км ² , полный объем 10,0 км ³
Усть-Хантайская ГЭС	ГЭС	502,0	самая северная в мире ГЭС; сооружена на многолетней мерзлоте
Норильские ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3	ТЭЦ	1154,0	природный газ месторождений Таймыра; 4129 Гкал/ч
Котельные (9 ед., из них 3 электрокотельные)	котельные	—	511 Гкал/ч
Всего		2256,0	

Источник: годовой отчет публичного акционерного общества «Горно-металлургическая компания «Норильский никель» за 2025 год; данные по гидроэлектростанциям — обосновывающие материалы «Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 годы. Красноярский край и Республика Тыва. Книга 1. Красноярский край» (отчетные данные за 2017–2021 годы).

Предельным случаем является Эвенкия, где основная часть электроэнергии вырабатывается на дизельных электростанциях, а разрыв между тарифом для населения и себестоимостью достигает десятикратной величины, что вынуждает субсидировать производство электроэнергии и нормировать потребление. Дополнительным фактором риска выступает снижение надежности зимних автомобильных дорог: анализ климатической пригодности потенциальных ледовых дорог Арктики показывает устойчивое ухудшение условий их эксплуатации и дальнейшее снижение доступности территорий к концу столетия [16]. Для края это означает рост рисков северного завоза дизельного топлива и усиление аргументов в пользу перехода на местные энергоресурсы.

Потребление электроэнергии в добывающей отрасли

Динамика потребления электрической энергии в Красноярском крае за 1990 – 2024 гг. приведена на рис. 2. Характерной особенностью региона является длительный период восстановления электропотребления после спада 1990-х годов:

по данным Федеральной службы государственной статистики, уровень 1990 г. (60 974 млн кВт·ч) был превышен только в 2024 г., когда потребление составило 61 971 млн кВт·ч. На край приходится около четверти потребления объединенной энергосистемы Сибири. Для сопоставления: потребление электроэнергии ОЭС Сибири в 2025 г. составило 233,6 млрд кВт·ч, а суммарное потребление технологически изолированных территориальных энергосистем России – 16,0 млрд кВт·ч.

Динамика максимального потребления мощности энергосистемы на территории края представлена в табл. 4. Обращает на себя внимание высокое число часов использования максимума нагрузки – 6920–7172 ч/год, что характерно для энергосистем с преобладанием непрерывной промышленной нагрузки и отличает край от регионов с выраженной коммунально-бытовой составляющей.

Структура электропотребления крупных промышленных потребителей приведена в табл. 5 и на рис. 3. Анализ показывает, что собственно добыча твердых полезных ископаемых энергоемка умеренно: электропотребление уголь-

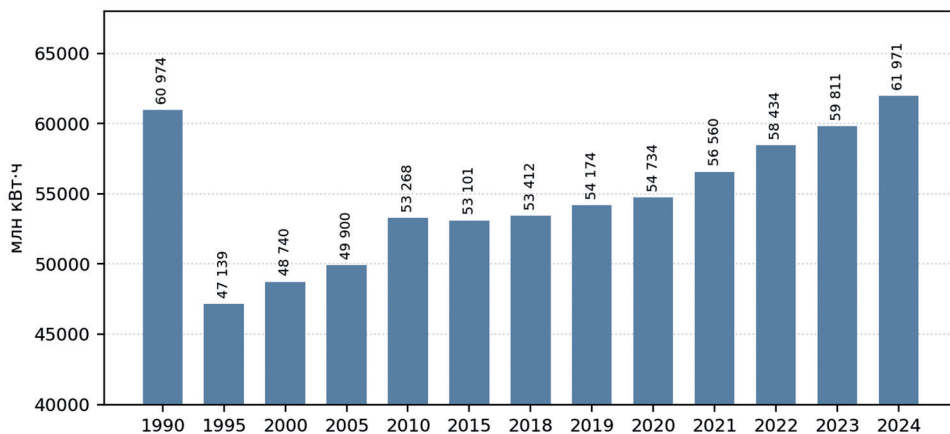


Рис. 2. Потребление электроэнергии в Красноярском крае, млн кВт·ч (Источник: данные Федеральной службы государственной статистики о потреблении электроэнергии по субъектам Российской Федерации)

Fig. 2. Electricity consumption in the Krasnoyarsk Territory, million kWh

Таблица 4

Динамика максимума потребления мощности энергосистемы на территории Красноярского края
Peak load of the power system in the Krasnoyarsk Territory

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021
Максимум потребления мощности, МВт	6364,4	6524,5	6555,0	6747,1	6688,4
Годовой прирост, %	-6,4	2,5	0,5	2,9	-0,9
Число часов использования максимума, ч/год	7032	6937	7172	6920	7145
Источник: обосновывающие материалы «Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023 – 2028 годы. Красноярский край и Республика Тыва. Книга 1. Красноярский край» (отчетные данные за 2017 – 2021 годы).					

ного разреза «Назаровский» составляет 33,6 млн кВт·ч в год при максимуме нагрузки 5,7 МВт, Горевского горно-обогатительного комбината – 174,4 млн кВт·ч, золотодобывающих предприятий

АО «Полюс Золото» – 1080,7 млн кВт·ч при максимуме 114,1 МВт. Режимы энергосистемы задает связка «добыча – передел»: на производство алюминия и глинозема приходится 22 866,7 млн кВт·ч

Таблица 5

Электропотребление и максимум нагрузки предприятий добычи и передела твердых полезных ископаемых, 2021 г.

Electricity consumption and peak load of solid mineral mining and processing enterprises, 2021

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн кВт·ч	Максимум нагрузки, МВт
АО «РУСАЛ Красноярск»	производство алюминия	17 115,8	2030,6
ЗАО «Богучанский алюминиевый завод»	производство алюминия	4083,2	480,9
АО «РУСАЛ Ачинский глиноземный комбинат»	переработка нефелиновой руды	1667,7	224,4
Заполярный филиал ПАО «ГМК «Норильский никель»	добыча и переработка Ni-Cu-МПГ руд	5014,0	изолированный энергорайон
АО «Полюс Золото»	золотодобыча	1080,7	114,1
АО «Горевский ГОК»	добыча и переработка свинцово-цинковых руд	174,4	23,0
ООО «Группа Магнезит»	производство огнеупорных изделий	70,0	10,5
Филиал АО «СУЭК-Красноярск» «Разрез Назаровский»	добыча угля	33,6	5,7

Источник: обосновывающие материалы «Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023 – 2028 годы. Красноярский край и Республика Тыва. Книга 1. Красноярский край» (отчетные данные за 2017 – 2021 годы); по Заполярному филиалу горно-металлургической компании – годовой отчет публичного акционерного общества «Горно-металлургическая компания «Норильский никель» за 2025 год. Показатели по потребителям приведены за 2021 г. и соответствуют временному срезу балансовых показателей энергосистемы (2017 – 2021 гг.). Единый сопоставимый ряд за 2021 – 2023 гг. в открытых источниках отсутствует; динамика нагрузки по ключевым потребителям подтверждается показателями присоединенной мощности (Горевский ГОК: с 23 до 37,5 МВт; АО «Полюс»: до 165 МВт) и расширением центров питания (ПС 220 кВ «Тайга»: с 250 до 375 МВА).

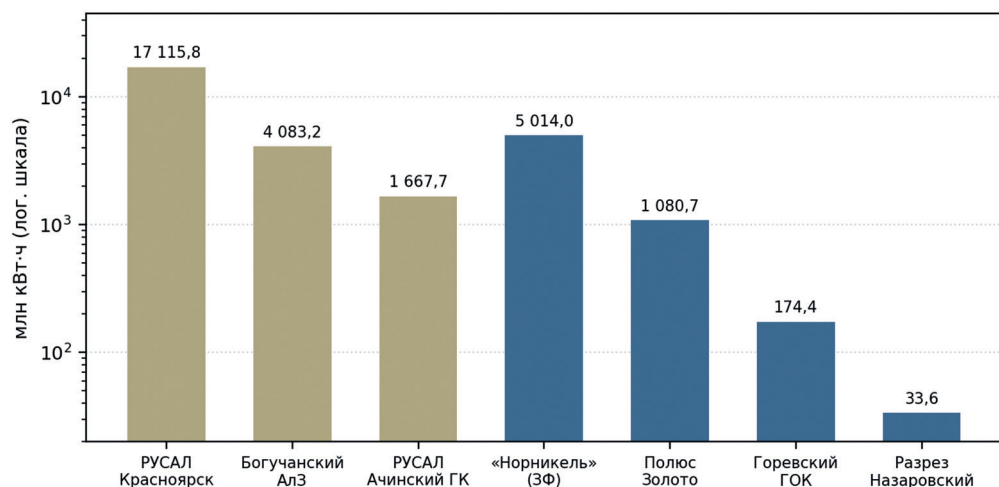


Рис. 3. Электропотребление предприятий добычи и переработки твердых полезных ископаемых (логарифмическая шкала) (Источник: обосновывающие материалы «Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 годы. Красноярский край и Республика Тыва. Книга 1. Красноярский край» (отчетные данные за 2017–2021 годы))

Fig. 3. Electricity consumption of solid mineral mining and processing enterprises (logarithmic scale)

при максимуме нагрузки только АО «РУСАЛ Красноярск» 2030,6 МВт — около 30% максимума нагрузки энергосистемы региона.

Долю передела в электропотреблении края следует приводить с явным указанием базы расчета, поскольку доступные показатели относятся к разным годам и к разному территориальному охвату. Отнесенные к потреблению края по данным Росстата за 2024 г. (61 971 млн кВт·ч), 22 866,7 млн кВт·ч составляют 36,9%, к уровню 1990 г. (60 974 млн кВт·ч) — 37,5%, к прогнозируемому потреблению энергосистемы края на 2023 г., учтенному в документах перспективного развития (50 868 млн кВт·ч), — 45,0%. Расхождение объяснимо: ряд Росстата охватывает всю территорию края, включая изолированные энергорайоны, тогда как балансовые показатели относятся к энергосистеме края без Норильско-Таймырского энергорайона. Кроме того, уровень 1990 г. был превышен лишь в 2024 г., значит, в 2021 г. потребление края было ниже 60 974 млн кВт·ч, а фактическая доля алюминиевого передела

в том же году — выше 37,5%. Не зависящая от выбора базы осторожная оценка такова: на производство алюминия и глинозема приходится более трети электропотребления края.

Для планирования развития энергосистемы это означает следующее. Прирост добычи сам по себе добавляет умеренную нагрузку; качественно режимы меняются тогда, когда принимается решение о размещении передела — глиноземного, алюминиевого, металлургического. Здесь край расходится с Ямало-Ненецким автономным округом, где нагрузка растет вслед за вводом промыслов [1]. Прогнозировать ее экстраполяцией добычных показателей в таких условиях бессмысленно: нужен сценарный расчет по всей цепочке от месторождения до готового металла.

Помимо абсолютных объемов, для добывающих предприятий существенны удельные показатели. Обследования действующих рудников показывают, что удельный расход электроэнергии на тонну руды обратно связан с загрузкой оборудования: рост производительности на

10–15% снижает удельный расход на 2–5%, а сокращение периодов работы с низкой загрузкой дает измеримую экономию без капитальных вложений [5]. Для края с его длинным перечнем средних и малых горных предприятий это значит, что часть прогнозируемого прироста нагрузки может быть покрыта организационными мерами и повышением энергоэффективности, а не вводом новых мощностей. Сопоставимое значение имеет качество электроэнергии: в системах электроснабжения горных предприятий с мощными вентильными преобразователями доля высших гармоник в токе достигает десятков процентов, что увеличивает потери и требует отдельной оценки вклада сети и потребителя в искажения [20].

Хотя балансовые показатели в настоящей работе приведены за 2017–2021 гг., доступные данные за последующие годы не противоречат выявленным закономерностям. Присоединенная мощность Горевского ГОК увеличена с 23 до 37,5 МВт, объем технологического присоединения для АО «Полус» вырос до 165 МВт (в 3,5 раза) с расширением ПС 220 кВ «Тайга» с 250 до 375 МВА, а маловодье Енисея в 2022 г. перераспределило нагрузку на угольную генерацию: Назаровский разрез добыл 3,8 млн т — рекорд за десять лет. Эти данные указывают на сохранение тенденции роста промышленной нагрузки в централизованной зоне; реализуемые проекты по расширению центров питания одновременно свидетельствуют о практической значимости сетевых ограничений.

*Возможности энергетического
комплекса для развития
производств высоких переделов*

Стратегической задачей развития региона является переход от вывоза сырья и первичных металлов к выпуску

продукции более высоких переделов. Применительно к энергетике это ставит три практических вопроса: располагает ли энергосистема свободной мощностью для приема новых производств; в каких энергоузлах такие производства целесообразно размещать; до какого уровня переработки экономически оправданно доводить продукцию на территории края, а начиная с какого предпочтительнее вывозить полупродукт в другие регионы.

Баланс мощности на территории края все пять лет с 2017 по 2021 гг. сводился с избытком располагаемой мощности станций (табл. 6). Избыток колебался от 3994,5 МВт в 2018 г. до 5836,7 МВт в 2021 г. — при максимуме потребления 6688,4 МВт. Энергосистема при этом неизменно работала на выдачу: сальдо-переток в ОЭС Сибири держался в пределах 1589,5–2454,5 МВт. Край не просто закрывает собственные нужды — часть его генерирующего потенциала обслуживает соседей и может быть возвращена на внутреннюю нагрузку.

Оценка свободного ресурса требует двух поправок. Первая — разрыв между установленной мощностью электростанций на территории края (15 938,0 МВт на 01.01.2022) и располагаемой мощностью на час максимума (12 525,0 МВт в 2021 г.) составляет около 3400 МВт и обусловлен сезонной водностью гидроэлектростанций, ремонтными и технологическими ограничениями тепловых станций. Следовательно, избыток располагаемой мощности не является гарантированной величиной: в маловодные годы при зимнем максимуме нагрузки он существенно сокращается. Вторая — прогноз потребления электрической энергии, учтенный в документах перспективного развития, предусматривает рост с 50 868 млн кВт·ч в 2023 г. до 58 101 млн кВт·ч в 2028 г., то есть прирост около 7,2 млрд кВт·ч, эквивалентный 1,0–1,2 ГВт непрерывной нагрузки. Этот

прирост уже частично законтрактован заявками на технологическое присоединение.

С учетом обеих поправок предварительный региональный ресурс дополнительной непрерывной нагрузки, который может быть освоен без ввода новой генерации, оценивается в 1,5–2,5 ГВт, что соответствует 12–20 млрд кВт·ч электропотребления в год. По масштабу это эквивалентно одному новому алюминиевому заводу класса Богучанского с сопутствующей группой переделов.

Полученную величину необходимо соотносить с тремя понятиями, которые в региональных оценках нередко сближают. Избыток располагаемой мощности (см. табл. 6) — балансовый показатель, разность располагаемой мощности и нагрузки на час максимума. Резерв мощности энергосистемы — часть этого избытка, остающаяся после учета нормативного резерва, ремонтных и технологических ограничений, то есть величина режимная. Свободная мощность для технологического присоединения — характеристика конкретного центра питания, определяемая пропускной способностью сети и загрузкой оборудования в точке подключения. Оценка 1,5–2,5 ГВт по-

Таблица 6

Баланс мощности энергосистемы на территории Красноярского края, МВт
Capacity balance of the power system in the Krasnoyarsk Territory, MW

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021
Располагаемая мощность на час максимума	10 721,9	10 519,0	10 748,9	12 262,0	12 525,0
в том числе ГЭС	4051,8	3809,0	3967,6	5502,3	5716,7
в том числе ТЭС	6670,1	6710,0	6781,3	6759,7	6808,3
Максимум потребления мощности	6364,4	6524,5	6555,0	6747,1	6688,4
Нагрузка электростанций	8442,9	8206,0	9009,5	8468,8	8277,9
Сальдо-переток (из энергосистемы)	-2078,5	-1681,6	-2454,5	-1721,7	-1589,5
Избыток располагаемой мощности	4357,5	3994,5	4193,9	5514,9	5836,7

Источник: обосновывающие материалы «Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 годы. Красноярский край и Республика Тыва. Книга 1. Красноярский край» (отчетные данные за 2017–2021 годы).

лучена из первого показателя с поправками на водность и на уже учтенный прогнозный прирост потребления и служит верхней границей для второго и третьего: в отдельно взятом энергоузле свободная мощность может оказаться существенно меньше, а сумма свободных мощностей по узлам не обязана совпадать с региональной величиной.

Отсюда следует, что, по результатам балансового анализа, основным потенциальным ограничением размещения новых высокоэнергоемких производств может выступать не дефицит генерирующих мощностей, а пропускная способность основной сети и наличие свободных центров питания. Вывод о возможности разместить дополнительную нагрузку такого масштаба является предварительным и подлежит проверке по конкретному энергоузлу — с расчетом установившихся режимов, загрузки линий и трансформаторов, допустимых перетоков, а также с учетом графика нагрузки и коэффициента использования мощности предполагаемого производства и очереди уже поданных заявок на технологическое присоединение.

Выбор площадок размещения должен опираться именно на сетевой крите-

рий, однако количественная оценка сети в объеме расчета режимов в настоящей работе не выполнялась. Приводимая ниже последовательность энергоузлов представляет собой предпроектную приоритизацию по доступным качественным признакам: наличие работоспособной связи «крупная генерация — энергоемкий передел», свободных площадок и сырьевой базы, а также сведения о поданных заявках на технологическое присоединение. Наиболее предпочтительным по этим признакам представляется Богучанский энергоузел Нижнего Приангарья, где реализована и работоспособна модель «крупная гидроэлектростанция — энергоемкий передел», имеются свободные площадки, а рядом лежит сырьевая база магнезитов, полиметаллов, золота, бокситов и нефелиновых руд. Не случайно именно здесь заявлено технологическое присоединение мощностью 80,0 МВт для организации выпуска кальцинированного магнезита и плавленного периклаза с сооружением новой подстанции 220 кВ «Сибирский магнезит». Предпочтительность Богучанского узла установлена на предпроектном уровне и подлежит обязательной проверке поверочным расчетом сетевых ограничений узла, включая учет влияния уже заявленных присоединений.

Красноярский энергоузел с опорой на подстанцию 220 кВ «Тайга» обладает сложившейся металлообработкой, транспортной доступностью и кадровым потенциалом и предпочтителен для средних и низких переделов. Ачинско-Назаровский узел с опорой на Назаровскую ГРЭС располагает резервом тепловой генерации и связан с действующим глиноземным производством. Напротив, размещение новых энергоемких производств в Норильско-Таймырском энергорайоне и в децентрализованной зоне нецелесообразно: изолированная энергосистема мощностью 2256 МВт не име-

ет резерва под новую нагрузку, а любое ее расширение требует ввода генерации в условиях сплошной мерзлоты. Приведенный порядок предпочтительности отражает результат предпроектного отбора; окончательный выбор площадки требует расчета режимов сети в узле, оценки загрузки линий и трансформаторов, допустимых перетоков, проверки по критерию N-1 и определения расстояния до точки подключения.

Косвенным подтверждением сетевого характера ограничений служат уже реализуемые проекты по расширке сети. Так, мощность ПС 220 кВ «Тайга» (Красноярский энергоузел) увеличена в 1,5 раза — с 250 до 375 МВА, а объем технологического присоединения для АО «Полюс» вырос в 3,5 раза, до 165 МВт. На ЛЭП 220 кВ «Приангарская — Раздолинская» монтируется новый провод с увеличенной пропускной способностью для выдачи мощности Богучанской ГЭС. Эти факты согласуются с предварительным выводом о том, что одним из основных потенциальных ограничений может выступать пропускная способность сети и наличие свободных центров питания.

Насколько глубоко имеет смысл перерабатывать сырье на месте, зависит от целого ряда условий; здесь этот вопрос рассматривается только со стороны энергетического фактора — доли электроэнергии в себестоимости продукции соответствующего уровня передела (см. табл. 7). Преимущество дешевой энергии тем весомее, чем выше удельный расход на тонну продукции. У электролизного производства первичных металлов он измеряется десятками мегаватт-часов [21], и тариф здесь прямо диктует географию размещения. На полуфабрикатах удельный расход падает на один-два порядка. К готовым изделиям и машиностроительной продукции доля энергии в себестоимости опускается до

Таблица 7

Уровни передела и роль фактора цены электроэнергии при выборе площадки
Processing stages and the role of the electricity price factor in site selection

Уровень передела	Продукция	Удельный расход электроэнергии	Роль цены электроэнергии	Рациональное размещение
I. Добыча и обогащение	руда, концентрат	сотые–десятые доли МВт·ч/т руды	умеренная	у месторождения независимо от зоны энергоснабжения
II. Первичный металл	алюминий-сырец, катодная медь, никель	единицы–десятки МВт·ч/т (электролиз алюминия — 13–15)	определяющая	энергоузлы с профицитом: Богучанский, Красноярский
III. Полу-фабрикаты	слитки, катанка, прокат, литые заготовки	десятые доли МВт·ч/т	значимая	вблизи производств первичного металла
IV. Готовые изделия, машиностроение	конструкции, оборудование, узлы	менее 0,2 МВт·ч/т	второстепенная	Красноярская агломерация — кадры, кооперация, сбыт
Источник: составлено авторами; ориентиры удельного расхода электроэнергии по уровням передела приведены по [21]. Примечание. Значения удельного расхода характеризуют порядок величин и не заменяют пообъектного расчета; диапазон для электролиза алюминия приведен как общепринятый технологический ориентир. Таблица ранжирует уровни передела по одному фактору — цене электроэнергии. Выбор площадки в целом определяется также сырьевой базой, транспортом, водо- и газоснабжением, рынком сбыта, капитальными затратами, экологическими ограничениями, налоговыми условиями и трудовыми ресурсами и требует технико-экономического обоснования.				

единиц процентов, а на первый план выходят кадры, кооперация и удаленность от потребителя.

Отсюда следует дифференцированный ответ на вопрос о вывозе полупродукта. Для объектов централизованной зоны переработка на месте предпочтительна вплоть до уровня полуфабрикатов включительно: дешевая электроэнергия, наличие резерва мощности и сложившаяся инфраструктура делают вывоз концентратов энергетически менее предпочтительным. Для новых объектов добычи твердых полезных ископаемых на Таймыре и в Эвенкии предпочтительным представляется вывоз концентрата в централизованную зону: создание там энергоемкого передела потребовало бы сооружения генерации на мерзлотных основаниях, где удельные капитальные затраты и себестоимость электроэнер-

гии кратно выше, а зарубежный опыт изолированных горнодобывающих объектов показывает возможность экономически обоснованного применения гибридных решений на объектах с нагрузкой порядка десятков мегаватт [11]. Исключением является Норильский промышленный район, где металлургический передел уже создан и обеспечен собственной генерацией; его дальнейшее углубление возможно, но потребует ввода дополнительной мощности внутри изолированного энергорайона и должно оцениваться отдельно. Приведенное разграничение опирается на энергетическую составляющую решения; окончательный вывод по каждому объекту требует технико-экономического обоснования с учетом транспортных и капитальных затрат.

Что касается машиностроения, призывать его размещение к энергоузлам

нецелесообразно. При доле электроэнергии в себестоимости в единицы процентов выигрыш от дешевого тарифа не компенсирует издержек удаленности от рынков и дефицита кооперации; рациональной стратегией является развитие машиностроения в Красноярской агломерации с опорой на местный металл и полуфабрикаты, произведенные в Приангарье.

По результатам балансового анализа ввод новой генерации ради высоких переделов в ближайшие годы не выглядит первоочередной задачей, однако этот вывод справедлив лишь при подтверждении сетевых условий в конкретных узлах. Первоочередными представляются другие меры — расшивка сети 220—500 кВ и реконструкция центров питания в узлах предполагаемого размещения, поддержание располагаемой мощности тепловых станций как гарантирующего резерва на маловодные годы, резервирование сетевых мощностей под уже заявленные присоединения. Вопрос о вводе генерации встанет в двух случаях: если суммарный прирост непрерывной нагрузки превысит 2,5 ГВт или если будет принято решение углублять передел в изолированных энергорайонах.

Местные и возобновляемые источники энергии

Особенностью Красноярского края является то, что возобновляемая энергетика представлена здесь прежде всего крупной гидрогенерацией, а не установками малой мощности. Доля электроэнергии, полученной из возобновляемых источников, в потреблении Группы «Норникель» выросла с 47% в 2021 г. до 56% в 2025 г. (рис. 4). Источником является гидроэнергия Усть-Хантайской и Курейской гидроэлектростанций. Использование солнечной и геотермальной энергии за Северным полярным кругом осложнено суровыми климатическими условиями и полярной ночью. На модернизацию энергетической инфраструктуры в 2025 г. компанией направлено более 429 млн долл. США.

Для децентрализованной зоны реалистичными представляются три направления. Первое — перевод дизельных электростанций и котельных на местное топливо за счет разработки собственных угольных месторождений Тунгусского и Таймырского бассейнов с созданием новых котельных и тепловых централей; конечной целью является вытеснение привозного дизельного топлива.

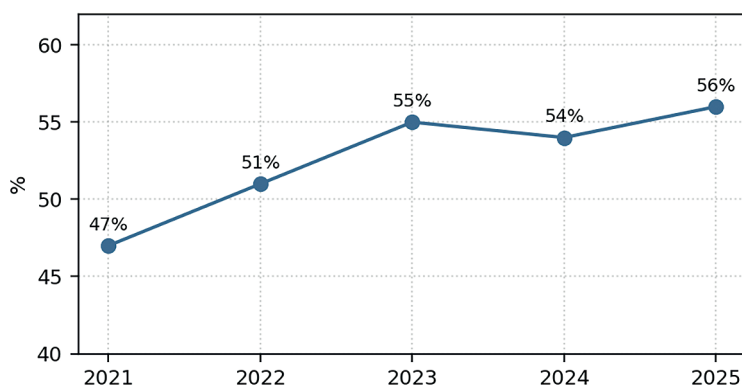


Рис. 4. Доля гидрогенерации в потреблении электроэнергии группы «Норникель» (Источник: годовой отчет публичного акционерного общества «Горно-металлургическая компания «Норильский никель» за 2025 г.)

Fig. 4. Share of hydro generation in the electricity consumption of the Nor Nickel Group

Второе — малая гидроэнергетика на при-токах Енисея в составе локальных энергосистем с распределенной генерацией. Третье — гибридные ветродизельные комплексы с накопителями энергии для прибрежных и наиболее ветрообеспеченных населенных пунктов; реализуемость таких решений в условиях сплошной мерзлоты и температур до минус 40 °С подтверждена расчетами по руднику Raglan [11], а достижимая доля замещения дизельного топлива для арктических поселений оценена на примере Коцебу [8]. Переносить эти результаты напрямую нельзя: каждый населенный пункт требует собственного технико-экономического обоснования.

Отдельного упоминания заслуживают крупные гидроэнергетические проекты, обсуждавшиеся для северных территорий края, реализация которых не состоялась. Зарубежный опыт показывает, что подобные проекты требуют не только технико-экономического, но и социально-экологического обоснования, а их последствия для территорий носят долгосрочный характер [18]. Для условий края целесообразно рассматривать их как альтернативу, а не как безусловный приоритет по отношению к распределенным решениям.

Обсуждение результатов

Полученные результаты подтверждают исходное предположение о том, что энергетический комплекс добывающего региона нельзя корректно описывать усредненными по субъекту показателями, если внутри него сосуществуют технологически несвязанные контуры энергоснабжения. Различие себестоимости электроэнергии между централизованной и децентрализованной зонами в 14—31 раз означает, что одни и те же технические решения дают в этих зонах экономические результаты, отличающиеся на порядок, а единый региональный

тариф или единая программа модернизации фондов заведомо неэффективны.

Второй содержательный результат носит отрицательный характер: полного зарубежного аналога Красноярского края по совокупности четырех принятых критериев сопоставимости найти не удалось. Это не отменяет ценности зарубежного опыта, но задает границы его переносимости. Решения, отработанные на объектах мощностью в десятки мегаватт [11, 12], масштабируются на децентрализованную зону края и не масштабируются на энергорайон гигаваттного класса; наоборот, шведский опыт расширения сетевых ограничений при электрификации металлургии применим к приангарским и южным узлам, но бесполезен для изолированных территорий.

Третий результат касается методики прогнозирования нагрузок. Поскольку более трети электропотребления края формирует передел, а не добыча, экстраполяция добычных показателей может приводить к существенному искажению оценки потребности в мощности: при решениях о размещении новых переделов потребность занижается, при простом наращивании объемов добычи — завышается. Величина и знак искажения зависят от удельного электропотребления, структуры добычи и глубины переработки, поэтому практическим следствием является переход к сценарному расчету по всей технологической цепочке от месторождения до готового металла.

Ограничения исследования связаны прежде всего с исходными данными. Балансовые показатели энергосистемы приведены за отчетный период 2017—2021 гг., тогда как показатели добычи и электропотребления отдельных компаний — за более поздние годы, что затрудняет прямое сопоставление рядов. Детальные данные о текущем энергопотреблении и потенциале гибридных установок по конкретным населенным

пунктам децентрализованной зоны в открытых источниках отсутствуют; крайняя отчетность агрегирована по муниципальным образованиям. Это ограничивает возможность построения детальной карты проблемных населенных пунктов в рамках настоящей работы и составляет предмет отдельного исследования.

Показатели по зарубежным регионам получены из литературных источников и носят ориентировочный характер. Оценка дополнительной непрерывной нагрузки в 1,5–2,5 ГВт является укрупненной и не учитывает режимных ограничений отдельных сечений сети, для которых требуется расчет установившихся режимов. Сетевой критерий, признанный в работе основным ограничением развития, количественно не исследован: расчеты загрузки линий и трансформаторов, допустимых перетоков и проверка по критерию N-1 выходят за рамки настоящей работы и составляют предмет отдельного исследования. Зарубежные объекты сравнения различаются уровнем агрегации — от отдельного рудника до национальной энергосистемы, — поэтому сопоставление правомерно по отдельным признакам, но не как сравнение регионов равного масштаба.

Практическое применение результатов видится в обосновании региональных программ развития электроэнергетики и в предпроектной оценке площадок для энергоемких производств: предложенное разделение на три контура и приведенные критерии выбора уровня передела позволяют отсеивать заведомо нереализуемые варианты на ранней стадии. Основным научным результатом работы авторы считают именно зонирование энергетического комплекса по типу энергетической связанности и экономике энергоснабжения вместе с построенными на его основе дифференцированными критериями выбора направлений развития и размещения энергоемких производств.

Дальнейшую работу авторы видят в двух направлениях. Первое — модели прогнозирования нагрузок с отдельным описанием трех зон энергоснабжения: усреднение по краю в целом скрывает именно ту специфику, ради которой этот анализ и проводился. Второе — критерии выбора между сетевым присоединением и локальной генерацией для новых объектов добычи. Здесь полезны цифровые инструменты проектирования систем электроснабжения, позволяющие быстро пересчитывать варианты при изменении исходных данных [6].

Заключение

Проведенный анализ энергетического комплекса Красноярского края позволяет сформулировать следующие выводы.

1. Энергетическая система края сформировалась под добычу и передел твердых полезных ископаемых и, в отличие от энергосистем нефтегазовых арктических регионов, основана на гидрогенерации: при установленной мощности электростанций энергосистемы края 15 938,0 МВт на гидроэлектростанции приходится 9002,4 МВт, или 56,5%.

2. Энергосистема региона не является однородной и распадается на три контура с несопоставимой экономикой энергоснабжения — централизованный, изолированный Норильско-Таймырский и децентрализованный, — различие себестоимости электроэнергии между которыми достигает 14–31 раза. Единые для региона технические и тарифные решения в этих условиях неэффективны.

3. Сопоставление с зарубежными добывающими регионами и отдельными объектами сходного климата по четырем принятым критериям сопоставимости показало, что ни один из них не сочетает одновременно сплошную мерзлоту, изолированность энергорайона гигаваттного класса, гидроэнергетическую базу и горно-металлургический передел

мирового значения. Зарубежный опыт применим поэлементно, тогда как для Норильско-Таймырского энергорайона внешний бенчмарк отсутствует.

4. Основной вклад в электропотребление вносит не собственно добыча, а связанный с ней передел: на производство алюминия и глинозема приходится более трети электропотребления края. Это требует перехода от экстраполяции добычных показателей к сценарному моделированию всей технологической цепочки при прогнозировании нагрузок.

5. Основным потенциальным ограничением развития производств высоких переделов с точки зрения энергетического фактора может выступать не дефицит генерирующих мощностей, а пропускная способность сети и наличие свободных центров питания: избыток располагаемой мощности в 2017–2021 гг. составлял 3994,5 – 5836,7 МВт, а предварительный региональный ресурс дополнительной непрерывной нагрузки, который может быть освоен без ввода новой генерации, оценивается в 1,5 – 2,5 ГВт. Эта величина характеризует ре-

гион в целом, поэтому по каждому предполагаемому размещению требуется проверка условий конкретного энергоузла. По совокупности качественных признаков предпочтительными для предпроектного рассмотрения представляются Богучанский и Красноярский энергоузлы; переработку на территории края рационально доводить до уровня полуфабрикатов, тогда как машиностроение целесообразно развивать в Красноярской агломерации, а концентраты арктических месторождений – вывозить в централизованную зону.

6. Приоритетные направления развития с точки зрения энергетического фактора различаются по зонам: в централизованной зоне – снятие сетевых ограничений и обновление основных фондов; в изолированном энергорайоне – обеспечение резервирования, управление рисками маловодья и деградации мерзлоты; в децентрализованной зоне – замещение привозного дизельного топлива местными энергоресурсами и гибридными энергокомплексам с накопителями энергии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Петров В. Л., Кузнецов Н. М. Энергетический комплекс добывающей отрасли Ямало-Ненецкого автономного округа // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2025. – № 11. – С. 166–181. DOI: 10.25018/0236_1493_2025_11_0_166.
2. Ключев Р. В., Моргоева А. Д., Гаврина О. А., Босиков И. И., Моргоев И. Д. Прогнозирование планового потребления электроэнергии для объединенной энергосистемы с помощью машинного обучения // Записки Горного института. – 2023. – Т. 261. – С. 392–402.
3. Бердников Р. Н., Холкин Д. В., Чаусов И. С. Оптимизация систем энергоснабжения удаленных и изолированных территорий за счет управления энергетической гибкостью // Энергетическая политика. – 2023. – № 1(179). – С. 94–106. DOI: 10.46920/2409-5516_2023_1179.94.
4. Семёнов А. С., Семёнова М. Н., Бебихов Ю. В., Якушев И. А. Исследование нормальных и аварийных режимов работы системы электроснабжения обогатительной фабрики с использованием компьютерного моделирования // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2026. – № 9. – С. 162–181. DOI: 10.25018/0236_1493_2026_9_0_162.
5. Ключев Р. В. Обоснование решений по повышению энергоэффективности вентиляторных установок и подъемных машин в условиях реконструкции рудника «Молибден» // Горные науки и технологии. – 2025. – Т. 10. – № 1. – С. 84–94. DOI: 10.17073/2500-0632-2024-10-362.
6. Петров В. Л., Бурматова Е. К., Пичуев А. В. Интеграция цифровых технологий в процесс проектирования систем электроснабжения горнопромышленных предприятий // Горные науки и технологии. – 2025. – Т. 10. – № 4. – С. 393–403. DOI: 10.17073/2500-0632-2025-09-461.

7. Holdmann G. P., Wies R. W., Vandermeer J. B. Renewable energy integration in Alaska's remote islanded microgrids: economic drivers, technical strategies, technological niche development, and policy implications // *Proceedings of the IEEE*. 2019, vol. 107, no. 9, pp. 1820 – 1837. DOI: 10.1109/JPROC.2019.2932755.

8. McKinley P. C., Wilber M., Whitney E. Learning from Arctic microgrids: cost and resiliency projections for renewable energy expansion with hydrogen and battery storage // *Sustainability*. 2025, vol. 17, no. 13, article 5996. DOI: 10.3390/su17135996.

9. Kilinc N., Proskuryakova L. N. Modeling hybrid renewable microgrids in remote northern regions: a comparative simulation study // *Energies*. 2025, vol. 18, no. 21, article 5827. DOI: 10.3390/en18215827.

10. Igogo T., Awuah-Offei K., Newman A., Lowder T., Engel-Cox J. Integrating renewable energy into mining operations: opportunities, challenges, and enabling approaches // *Applied Energy*. 2021, vol. 300, article 117375. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117375.

11. Tardy A., Rousse D. R., Mungyeke Bisulandu B.-J. R., Ilinca A. Enhancing energy sustainability in remote mining operations through wind and pumped-hydro storage: application to Raglan Mine, Canada // *Energies*. 2025, vol. 18, no. 9, article 2184. DOI: 10.3390/en18092184.

12. Kronja J., Galić I. Integration of renewable energy sources to achieve sustainability and resilience of mines in remote areas // *Mining*. 2025, vol. 5, no. 3, article 51. DOI: 10.3390/mining5030051.

13. Hjort J., Karjalainen O., Aalto J., Westermann S., Romanovsky V. E., Nelson F. E., Etzelmüller B., Luoto M. Degrading permafrost puts Arctic infrastructure at risk by mid-century // *Nature Communications*. 2018, vol. 9, article 5147. DOI: 10.1038/s41467-018-07557-4.

14. Schneider von Deimling T., Lee H., Ingeman-Nielsen T., Westermann S., Romanovsky V., Lamoureux S., Walker D. A., Chadburn S., Trochim E., Cai L., Nitzbon J., Jacobi S., Langer M. Consequences of permafrost degradation for Arctic infrastructure – bridging the model gap between regional and engineering scales // *The Cryosphere*. 2021, vol. 15, no. 5, pp. 2451 – 2471. DOI: 10.5194/tc-15-2451-2021.

15. Manos E., Witharana C., Liljedahl A. K. Permafrost thaw-related infrastructure damage costs in Alaska are projected to double under medium and high emission scenarios // *Communications Earth & Environment*. 2025, vol. 6, article 221. DOI: 10.1038/s43247-025-02191-7.

16. Dong Y., Xiao P., Zhang X., Ge D., Yu J., Chen Y., Wu Q., Ma Y., Liu R., Luan W., Liu H., Bai J. Increased vulnerability of Arctic potential ice roads under climate change // *Communications Earth & Environment*. 2025, vol. 6, article 37. DOI: 10.1038/s43247-025-02011-y.

17. Green N., Mueller-Stoffels M., Whitney E. An Alaska case study: diesel generator technologies // *Journal of Renewable and Sustainable Energy*. 2017, vol. 9, article 061701. DOI: 10.1063/1.4986585.

18. Johnstone R. L., Buhmann K. Megaprojects on ice: lessons from the Karahnjúkar hydropower project for a just transition // *The Polar Journal*. 2023, vol. 13, no. 2, pp. 320 – 342. DOI: 10.1080/2154896X.2023.2269691.

19. Yu Q. H., Zhang Z. Q., Wang G. S., Guo L., Wang X. B., Wang P. F., Bao Z. H. Analysis of tower foundation stability along the Qinghai – Tibet power transmission line and impact of the route on the permafrost // *Cold Regions Science and Technology*. 2016, vol. 121, pp. 205 – 213. DOI: 10.1016/j.coldregions.2015.06.015.

20. Ключев Р. В. Количественная оценка гармонических искажений в системах электроснабжения горных предприятий // *Устойчивое развитие горных территорий*. – 2026. – Т. 18. – № 2. – С. 756 – 765. DOI: 10.21177/1998-4502-2026-18-2-756-765.

21. Norgate T., Haque N. Energy and greenhouse gas impacts of mining and mineral processing operations // *Journal of Cleaner Production*. 2010, vol. 18, no. 3, pp. 266 – 274. DOI: 10.1016/j.jclepro.2009.09.020. **PMAS**

REFERENCES

1. Petrov V. L., Kuznetsov N. M. The energy complex of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2025, no. 11, pp. 166 – 181. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236_1493_2025_11_0_166.

2. Klyuev R. V., Morgoeva A. D., Gavrina O. A., Bosikov I. I., Morgoev I. D. Forecasting planned electricity consumption for the unified power system using machine learning. *Journal of Mining Institute*. 2023, vol. 261, pp. 392 – 402. [In Russ].

3. Berdnikov R. N., Kholkin D. V., Chaousoy I. S. Optimization of power supply systems of remote and isolated territories through energy flexibility management. *Energeticheskaya politika*. 2023, no. 1(179), pp. 94–106. [In Russ]. DOI: 10.46920/2409-5516_2023_1179.94.
4. Semenov A. S., Semenova M. N., Bebikhov Yu. V., Yakushev I. A. Computer modeling-based analysis of normal and emergency operation of power supply system at processing plant. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2026, no. 9, pp. 162–181. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236_1493_2026_9_0_162.
5. Klyuev R. V. Substantiation of solutions for improving the energy efficiency of fan installations and hoisting machines under reconstruction of the Molibden mine. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2025, vol. 10, no. 1, pp. 84–94. [In Russ]. DOI: 10.17073/2500-0632-2024-10-362.
6. Petrov V. L., Burmatova E. K., Pichuev A. V. Integration of digital technologies into the design of power supply systems of mining enterprises. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2025, vol. 10, no. 4, pp. 393–403. [In Russ]. DOI: 10.17073/2500-0632-2025-09-461.
7. Holdmann G. P., Wies R. W., Vandermeer J. B. Renewable energy integration in Alaska's remote islanded microgrids: economic drivers, technical strategies, technological niche development, and policy implications. *Proceedings of the IEEE*. 2019, vol. 107, no. 9, pp. 1820–1837. DOI: 10.1109/JPROC.2019.2932755.
8. McKinley P. C., Wilber M., Whitney E. Learning from Arctic microgrids: cost and resiliency projections for renewable energy expansion with hydrogen and battery storage. *Sustainability*. 2025, vol. 17, no. 13, article 5996. DOI: 10.3390/su17135996.
9. Kilinc N., Proskuryakova L. N. Modeling hybrid renewable microgrids in remote northern regions: a comparative simulation study. *Energies*. 2025, vol. 18, no. 21, article 5827. DOI: 10.3390/en18215827.
10. Igogo T., Awuah-Offei K., Newman A., Lowder T., Engel-Cox J. Integrating renewable energy into mining operations: opportunities, challenges, and enabling approaches. *Applied Energy*. 2021, vol. 300, article 117375. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117375.
11. Tardy A., Rousse D. R., Mungyeke Bisulandu B.-J. R., Ilinca A. Enhancing energy sustainability in remote mining operations through wind and pumped-hydro storage: application to Raglan Mine, Canada. *Energies*. 2025, vol. 18, no. 9, article 2184. DOI: 10.3390/en18092184.
12. Kronja J., Galić I. Integration of renewable energy sources to achieve sustainability and resilience of mines in remote areas. *Mining*. 2025, vol. 5, no. 3, article 51. DOI: 10.3390/mining5030051.
13. Hjort J., Karjalainen O., Aalto J., Westermann S., Romanovsky V. E., Nelson F. E., Etzelmler B., Luoto M. Degrading permafrost puts Arctic infrastructure at risk by mid-century. *Nature Communications*. 2018, vol. 9, article 5147. DOI: 10.1038/s41467-018-07557-4.
14. Schneider von Deimling T., Lee H., Ingeman-Nielsen T., Westermann S., Romanovsky V., Lamoureux S., Walker D. A., Chadburn S., Trochim E., Cai L., Nitzbon J., Jacobi S., Langer M. Consequences of permafrost degradation for Arctic infrastructure – bridging the model gap between regional and engineering scales. *The Cryosphere*. 2021, vol. 15, no. 5, pp. 2451–2471. DOI: 10.5194/tc-15-2451-2021.
15. Manos E., Witharana C., Liljedahl A. K. Permafrost thaw-related infrastructure damage costs in Alaska are projected to double under medium and high emission scenarios. *Communications Earth & Environment*. 2025, vol. 6, article 221. DOI: 10.1038/s43247-025-02191-7.
16. Dong Y., Xiao P., Zhang X., Ge D., Yu J., Chen Y., Wu Q., Ma Y., Liu R., Luan W., Liu H., Bai J. Increased vulnerability of Arctic potential ice roads under climate change. *Communications Earth & Environment*. 2025, vol. 6, article 37. DOI: 10.1038/s43247-025-02011-y.
17. Green N., Mueller-Stoffels M., Whitney E. An Alaska case study: diesel generator technologies. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*. 2017, vol. 9, article 061701. DOI: 10.1063/1.4986585.
18. Johnstone R. L., Buhmann K. Megaprojects on ice: lessons from the Karahnjúkar hydropower project for a just transition. *The Polar Journal*. 2023, vol. 13, no. 2, pp. 320–342. DOI: 10.1080/2154896X.2023.2269691.
19. Yu Q. H., Zhang Z. Q., Wang G. S., Guo L., Wang X. B., Wang P. F., Bao Z. H. Analysis of tower foundation stability along the Qinghai–Tibet power transmission line and impact of the route on the permafrost. *Cold Regions Science and Technology*. 2016, vol. 121, pp. 205–213. DOI: 10.1016/j.coldregions.2015.06.015.
20. Klyuev R. V. Quantitative assessment of harmonic distortions in power supply systems of mining enterprises. *Sustainable Development of Mountain Territories*. 2026, vol. 18, no. 2, pp. 756–765. [In Russ]. DOI: 10.21177/1998-4502-2026-18-2-756-765.

21. Norgate T., Haque N. Energy and greenhouse gas impacts of mining and mineral processing operations. *Journal of Cleaner Production*. 2010, vol. 18, no. 3, pp. 266 – 274. DOI: 10.1016/j.jclepro.2009.09.020.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Петров Вадим Леонидович*¹ — д-р техн. наук, профессор,
проректор, e-mail: petrovv@misis.ru,

ORCID ID: 0000-0002-6474-5349,

Кузнецов Николай Матвеевич — канд. техн. наук,

ведущий научный сотрудник, Горный институт

Кольского научного центра РАН, e-mail: n.kuznetsov@ksc.ru,

ORCID ID: 0000-0002-9440-8677,

*Софронов Матвей Андреевич*¹ — аспирант,

e-mail: sofronov_matvey@mail.ru, ORCID ID: 0009-0008-9989-3756,

¹ НИТУ МИСИС, Москва, Россия.

Для контактов: Петров В.Л., e-mail: petrovv@misis.ru.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

*V.L. Petrov*¹, Dr. Sci. (Eng.), Professor, Vice-Rector,

e-mail: petrovv@misis.ru, ORCID ID: 0000-0002-6474-5349,

N.M. Kuznetsov, Cand. Sci. (Eng.), Leading Researcher,

Mining Institute of the Kola Science Centre

of the Russian Academy of Sciences, 184209, Apatity, Russia,

e-mail: n.kuznetsov@ksc.ru, ORCID ID: 0000-0002-9440-8677,

*M.A. Sofronov*¹, Graduate Student,

e-mail: sofronov_matvey@mail.ru, ORCID ID: 0009-0008-9989-3756,

¹ NUST MISIS, 119049, Moscow, Russia.

Corresponding author: V.L. Petrov, e-mail: petrovv@misis.ru.

Получена редакцией 11.08.2026; получена после рецензии 12.09.2026; принята к печати 20.09.2026.

Received by the editors 11.08.2026; received after the review 12.09.2026; accepted for printing 20.09.2026.



ОТДЕЛЬНЫЕ СТАТЬИ ГОРНОГО ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКОГО БЮЛЛЕТЕНЯ
(специальный выпуск), смотри на www.gornaya-kniga.ru

ГЕОИНФОРМАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЛОГИСТИЧЕСКИХ ПОТОКОВ ГОРНОРУДНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ: ОТ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ РУДЫ ДО ОПТИМИЗАЦИИ ТРАНСПОРТНЫХ ПОТОКОВ

(2026, № 6, СБ 22, 44 с.)

Мошков Д. С., Чумаченко Д. В., Гах К. С., Ботов Н. А. Построение цифровой модели формирования усреднительного склада и перегрузки горнорудной массы 3

Чадин В. Н. Геоинформационное динамическое моделирование процесса перемещения вскрышных пород в условиях угольного разреза в среде anylogic 22

GEOINFORMATION MODELING OF LOGISTICS FLOWS OF A MINING ENTERPRISE: FROM ORE QUALITY MANAGEMENT TO OPTIMIZATION OF TRANSPORT FLOWS

Moshkov D. S., Chumachenko D. V., Gakh K. S., Botov N. A. Construction of a digital model for the formation of an average warehouse and transshipment of ore mass 3

Chadin V. N. Geoinformation dynamic modeling of the process of overburden movement in the conditions of a coal mine in the anylogic environment 22