Андрей Кинсбурский

Сколько осталось энергоресурсов и что нас ждёт в будущем?

Что будет, если добыча энергоресурсов станет «энергетически убыточной»? То есть энергетическая отдача от использования энергоресурсов будет меньше, чем энергетические затраты на их добычу и транспортировку («энергетический обрыв»). Достижение этого порога приведёт не к экономическому, а термодинамическому коллапсу, т.к. вся цивилизация работает на чистой энергии, получаемой после вычета затрат на добычу. Когда этот излишек исчезает, исчезает и возможность поддерживать текущее состояние, что приведёт по прогнозу к вымиранию 90–99 % человечества.

Многие знания — многие печали. Но лучше знать и готовиться, чем закрыться как страус. Ведь любая ошибка ведёт человека, народ, государство к трудностям и страданиям, оборачивается болезнью и даже распадом.

Содержание

1. Сколько осталось энергоресурсов?....2
1.1. Структура потребления энергоресурсов....3
1.1.1. Потребление по секторам (транспорт, промышленность, быт, услуги)....5
1.1.2. Генерация электроэнергии (один из ключевых секторов)....6
1.2. Энергетическая рентабельность инвестиций....8
1.2.1. Три основных сценария развития ближайших событий....11
1.2.2. Сроки экономически целесообразной добычи энергоресурсов....13
1.3. Нефть: рентабельные запасы и сроки добычи....13
1.3.1. Мир: запасы нефти, сроки и проблемы её добычи и использования....13
1.3.2. Россия: запасы нефти, сроки и проблемы её добычи и использования....14
1.4. Газ: рентабельные запасы и сроки добычи....16
1.4.1. Мир: запасы газа, сроки и проблемы его добычи и использования....16
1.4.2. Россия: запасы газа, сроки и проблемы его добычи и использования....17
1.5. Уголь: рентабельные запасы и сроки добычи....18
1.5.1. Мир: запасы угля, сроки и проблемы его добычи и использования....18
1.5.2. Россия: запасы угля, сроки и проблемы его добычи и использования....19
1.6. Уран (рентабельные запасы и сроки добычи)....20
1.6.1. Мир: запасы урана, сроки, проблемы его добычи и использования....20
1.6.2. Россия: запасы урана, сроки, проблемы его добычи и использования....21
2. Россия — энергетический донор мира....22
2.1. Мировое потребление энергии....23
2.2. Импорт первичных энергоресурсов в Россию....24
2.3. Экспорт нефти из России....24
2.4. Экспорт природного газа из России....26
2.5. Экспорт угля из России....29
2.5.1. Системный кризис угольной отрасли России....29
2.5.2. Причины системного кризиса экономики России....33
2.6. Экспорт обогащённого урана-235 из России....35
2.7. Роль России как нетто-экспортёра в мировом потреблении первичной энергии....38
2.8. Что получили страны нэтто-экспортёры от продажи первичных энергоресурсов в 2025 году?....41
2.8.1. Крупнейшие страны-экспортёры первичных энергоресурсов в 2025 г....41
2.8.2. EROI в странах экспортёрах первичных энергоресурсов в 2025 г....42
2.8.3. Вклад невозобновляемых энергоресурсов в ВВП России за 2025 год....45
2.8.4. ВДС на душу населения стран нетто-экспортёров....47

3. Что ожидается к 2036 году, если не будет прорыва в энергетике....49
3.1. Прогноз по невозобновляемым энергоресурсам для мировой цивилизации на 2036 год....49
3.1.1. Количественная оценка на 2036 год....49
3.1.2. Качественный прогноз: что произойдёт с цивилизацией к 2036 г. 49
3.2. Обеспеченность западной цивилизации невозобновляемыми энергоресурсами....54
3.2.1. Энергетическая рентабельность (EROI) западной цивилизации....54
3.2.2. Доказанные запасы и R/P-отношения западной цивилизации....59
3.3. Обеспеченность России невозобновляемыми энергоресурсами....57
3.3.1. Уровень EROI невозобновляемых энергоресурсов....58
3.3.2. Запасы и R/P-отношение невозобновляемых энергоресурсов....59
3.3.3. Перспективы в ядерной энергетике....61
3.3.4. Итоговый прогноз по невозобновляемым энергоресурсам России....62
3.4. Роль гидроэнергетики в энергобалансе России....64
3.4.1. История гидроэнергетики СССР и России....65
3.4.2. Современное состояние гидроэнергетики....68
3.4.3. Проблемы развития современной гидроэнергетики....70
3.5. Что прогнозируется для России при сохранении уровня существующих технологий....72
3.5.1. Прогноз: к чему в экономике и демографии может привести EROI 7:1 к 2047 году....73
3.5.2. Как падение EROI до 7:1 может повлиять на суверенитет России....76
Литература ....

1. **Сколько осталось энергоресурсов?**

Зададимся жизненно важным вопросом — сколько осталось ресурсов для поддержания уровня современной сверхсложной цивилизации? Ответ на него предполагает анализ всевозможных сценариев. предугадать и рассчитать которые — невыполнимая задача. Предельно упростим её: остановим бег времени и рассмотрим, что имеется в настоящем и какие делаются прогнозы при сохранении существующих параметров, трендов и планируемых государственных стратегий. Выясним имеющиеся за 2025 год данные по структуре добычи и потребления, определим текущую энергетическую рентабельность инвестиций и сроки экономически целесообразной добычи энергоресурсов на основе существующих на настоящий момент технологий.

Сделаем важную оговорку. Исследование относится только к базовому сценарию, где текущие показатели и средние тренды (2025 г.) не меняются. Оптимистичный сценарий с технологическим прогрессом или прорывом, а также пессимистичный с ускоренным падением на основе возможного изменения параметров в нём не рассматриваются. Тенденции падения будут рассмотрены линейно и усреднённо, а не ступенчато с возможными переходами на новые технологические уклады, подъёмами, стабилизациями и выходами на плато.

Самым уязвимым местом является обеспеченность нефтью для транспорта. Однако цивилизация столкнётся с кризисом не в тот момент, когда в недрах закончатся последние молекулы нефти, а значительно раньше — когда энергетическая рентабельность (EROI) и возросшая стоимость добычи сделают дальнейшее использование многих ресурсов экономически и энергетически невыгодным. При этом новый спрос со стороны цифровизации, ИИ и электромобилей будет только ускорять этот процесс.

В статье рассматривается вопрос о первичных энергоресурсах, но необходимо отметить, что помимо традиционного ископаемого топлива (нефть, газ, уголь, уран-235) «узким горлом» являются **редкоземельные металлы и минералы**,

необходимые для «зеленого» перехода и поддержания современной технологической цивилизации. По данным Международного энергетического агентства (МЭА), цепочки поставок критически важных минералов (литий, кобальт, редкоземельные элементы) остаются «слишком концентрированными, слишком хрупкими». Китай доминирует в переработке и производстве многих из них, контролируя, например, 95 % мирового рынка материалов для катодов литий-железо-фосфатных (LFP) аккумуляторов. При этом в 2025 году Китай ввел новые экспортные ограничения на редкоземельные элементы и оборудование для их переработки, а также на цепочки поставок литий-ионных батарей. Эти меры серьезно затрудняют усилия других стран по созданию собственных, диверсифицированных производств. Критическим фактором становится не столько наличие ресурсов в недрах, сколько доступ к переработке критически важных материалов. Текущая концентрация этих мощностей в Китае создает серьезные риски для глобальных цепочек поставок.

Единственный путь избежать резкого снижения сложности и энергопотребления самой цивилизации — это беспрецедентные по скорости и масштабу инвестиции в альтернативные источники, способные обеспечить необходимый уровень EROI. Однако неизвестно, принесут ли эти инвестиции требуемые прорывные технологии.

1.1. **Структура потребления энергоресурсов**

В среднем по миру ископаемые виды топлива (нефть, газ, уголь) остаются доминирующим источником энергии, обеспечивая около 76 % всего первичного энергопотребления, в то время как на низкоуглеродные источники (атомная энергия и все виды ВИЭ) приходится лишь 24 %. Однако структура производства электроэнергии по отдельным секторам постепенно меняется.

Общее потребление первичной энергии в мире в 2025 году (метод замещения) составило около 684,9 эксаджоулей (ЭДж). При этом рост глобального спроса на энергию (1,7 % в год) в основном обеспечивался возобновляемыми источниками, но для покрытия базового спроса ископаемое топливо по-прежнему критически важно.

Таблица 1. **Доля энергоресурсов в мировом первичном энергопотреблении за 2025 г. по методу замещения (реальной значимости источника)**

Энергоресурс	Объём в ЭДж (метод замещения)	Доля в %
Ископаемое топливо (всего)	**517,7**	**~75,6**
Нефть и нефтепродукты	201,0	~29,3
Уголь	166,0	~24,2
Природный газ	150,7	~22,0
Все виды возобновляемых источников энергии (ВИЭ)	**136,0**	**~19,8**
Ветряная энергия	25,8	~3,8
Солнечная энергия	26,8	~3,9
Биоэнергия и прочие ВИЭ	40,8	~6,0
Гидроэнергия	42,6	~6,2

Атомная энергия (уран-235)	**31,2**	**~4,6**
Итого	**684,9**	**100,0**

С 2025 года метод замещения (значимость для экономики и энергосистемы) официально заменён на метод физического содержания энергии (Physical Energy Content method). В новой методологии возобновляемые источники (солнце, ветер, гидро) учитываются по их фактической выработке электроэнергии (физический вклад). По данным Energy Institute Statistical Review of World Energy 2026, общее мировое потребление первичной энергии в 2025 году составило 600,3 Эдж [1].

Таблица 2. **Доля энергоресурсов в мировом первичном энергопотреблении за 2025 г. по методу физического содержания**

Энергоресурс	Объём в ЭДж (метод замещения)	Доля в %
Ископаемое топливо (всего) [2]	**517,7**	**~86,2**
Нефть и нефтепродукты	201,0	~33,5
Уголь	166,0	~27,7
Природный газ	150,7	~25,1
Все виды возобновляемых источников энергии (ВИЭ)	**51,6**	**~8,6**
Ветряная энергия	9,8	~1,6
Солнечная энергия	10,2	~1,7
Биоэнергия и прочие ВИЭ	15,6	~2,6
Гидроэнергия	16,2	~2,7
Атомная энергия (уран-235)	**31,2**	**~5,2**
Итого	**600,3**	**100,0**

Доминирующим источником энергии, несмотря на рост возобновляемых видов, является ископаемое углеродное топливо. Прежде всего — нефть как основной ресурс для транспорта и промышленности. На втором месте — уголь, являющийся ключевым источником для производства электроэнергии, особенно в Азии. На третьем месте, чуть уступая углю, находится природный газ как важный источник для электроэнергетики и промышленности.

Остальные виды низкоуглеродных источников вместе составляют только 13,4 %. Во-первых, это атомная энергетика на уране-235 (~5,2 %). В настоящее время лишь очень незначительная часть мировой ядерной энергии производится не из урана-235 (например, в России из МОКС-топлива (Mixed Oxide Fuel) — смеси оксидов урана и плутония-239, который нарабатывается в реакторах из урана-238, составляющего около 99,3 % природного урана). Во-вторых, это все виды возобновляемых источников энергии, составляющие в сумме пока лишь ~8,2 % мирового первичного потребления. Гидроэнергия — традиционный крупнейший возобновляемый источник. Солнечная, ветряная, геотермальная энергия, а также энергия биомассы занимают пока скромное место.

Гигантом и лидером энергопотребления в мире является Китай. **В 2025 году общее потребление электроэнергии в Китае превысило 10 000 млрд кВт·ч, что более чем вдвое превышает показатели США**. Большая часть этого потребления (6 630 млрд кВт·ч) пришлась на промышленный сектор.

Крупнейшими в мире запасами энергоресурсов обладает Россия. Однако и у нас ресурсы не безграничны. По данным правительственного отчета, **разведанных запасов нефти достаточно на 65 лет добычи, газа — на 100 лет, а угля — более чем на 500 лет**. Однако в 2025 году в России впервые с 2020 года снизилась выработка электроэнергии на ископаемом топливе, во многом из-за аномально теплой зимы.

Секторами потребления первичных источников энергии как ископаемых, так ивозобновляемых являются: 1) генерация электроэнергии; 2) сырье и топливо для промышленного производства; 3) топливо и электроэнергия для сельского хозяйства; 4) топливо для транспорта; 5) топливо и электроэнергия для отопления, охлаждения, освещения, энергопотребления зданий, дорожной сети, бытовой техники, сферы услуг.

1.1.1. **Потребление по секторам (транспорт, промышленность, быт, услуги)**

Электричество составляет всего лишь около 20 % от конечного потребления энергии. В секторах, которые сложно электрифицировать, ископаемое топливо сохраняет доминирующее положение.

Транспорт практически полностью зависит от нефтепродуктов (бензин, дизель, авиакеросин). В 2025 году рост продаж электромобилей (каждый четвертый проданный автомобиль) начал ограничивать спрос на традиционное топливо, но не заменил его полностью. Именно здесь находится критическое «узкое место» для оценки обеспеченности ресурсами.

Рост потребления электроэнергии в Китае в 2025 году показывает структурный сдвиг: в секторе услуг резко выросло потребление электроэнергии на зарядку электромобилей (на 48,8 %). Это демонстрирует растущий спрос на энергию, даже если сам транспорт переходит на электричество, но это лишь меняет источник потребления с нефти на электричество.

Промышленность и здания продолжают оставаться основными драйверами роста спроса на электроэнергию, но для высокотемпературных процессов и отопления по-прежнему широко используются газ и уголь.

Промышленный сектор является одним из крупнейших потребителей энергии за пределами электроэнергетики. Здесь энергия используется двояко: как топливо для технологических процессов и как сырье (например, в химической промышленности).

Нефть и газ являются основой для производства пластмасс, удобрений, синтетических волокон и множества других продуктов. Химическая промышленность Европы, например, использует от 25 до 50 % закупаемого природного газа в качестве сырья.

Уголь остается важным энергоресурсом для тяжелой промышленности, такой как горнодобывающая и металлургическая. Например, в Казахстане, являющемся крупным 8-м в мире производителем угля, он является «основным источником энергии для горнодобывающей и металлургической промышленности».

Новым и быстрорастущим фактором спроса на электроэнергию являются **центры обработки данных**. В США в 2025 году они обеспечили около 50 % всего роста потребления электричества.

Быстро растёт потребление электроэнергии на **майнинг криптовалют**, но составляет пока только ~0,8 % всего мирового электричества. Почти весь его объём приходится на Bitcoin.

Несмотря на рост возобновляемой энергетики, ископаемое топливо сохраняет доминирующее положение в глобальном энергобалансе (86 %). Однако рост ВИЭ, особенно солнечной энергетики (+30 % в 2025 году), уже позволяет удовлетворять растущий спрос. «Узким местом» остается транспорт и промышленность, где альтернатива ископаемому топливу пока не найдена. Новым потребителем энергии становится цифровая экономика, создавая дополнительную нагрузку на энергосистемы.

1.1.2. **Генерация электроэнергии (один из ключевых секторов)**

Доля ископаемого топлива в производстве электроэнергии ниже, чем в общем энергобалансе, однако оно остается основой генерации. Рост спроса на электроэнергию в 2025 году (+3 %) был вызван электромобилями, центрами обработки данных и общим ростом экономик.

Структура генерации электроэнергии сильно различается по регионам мира. В Европейском союзе идет активный переход к низкоуглеродной энергетике. Атомная энергия и возобновляемые источники (ветер, солнце, гидроэнергия) играют всё более ключевую роль.

Таблица 3. **Структура производства электроэнергии в ЕС, 2025 г.** [3].

Энергоресурс	Доля в производстве электроэнергии
Атомная энергия	23,19 %
Природный газ	13,77 %
Уголь	9,39 %
Солнечная энергия	10,89 %
Ветряная энергия	17,36 %
Гидроэнергия	15,83 %
Биомасса	2,91 %

Энергобаланс США сильно зависит от природного газа, который является основным источником для производства электроэнергии. Доля угля остается значительной, а возобновляемые источники активно наращивают свою долю.

Таблица 4. **Структура производства электроэнергии в США, 2025 г.** [3].

Энергоресурс	Доля в производстве электроэнергии
Природный газ	37,45 %
Атомная энергия	16,68 %
Уголь	14,78 %

Гидроэнергия	11,19 %
Ветряная энергия	9,67 %
Солнечная энергия	8,07 %

Азия, особенно Китай и Индия, является крупнейшим потребителем угля в мире. Его доля в генерации электроэнергии здесь по-прежнему составляет более половины. При этом страны региона являются мировыми лидерами по темпам роста солнечной и ветряной энергетики, а также наращивают мощности атомной энергетики.

Таблица 5. **Структура производства электроэнергии в странах Азии, 2025 г.** [3].

Энергоресурс	Доля в производстве электроэнергии
Уголь	51,85 %
Природный газ	9,44 %
Гидроэнергия	12,24 %
Солнечная энергия	10,04 %
Ветряная энергия	8,04 %
Атомная энергия	5,24 %

Россия из-за огромных собственных запасов газа, нефти и угля остается одним из мировых лидеров по доле ископаемого топлива в энергопотреблении. Согласно Энергетической стратегии РФ до 2050 года, даже по целевому сценарию к 2050 году доля ископаемых видов топлива в первичном энергобалансе России сохранится на уровне 85 %! В производстве электроэнергии доминирующую критически важную роль играют природный газ, уголь и атомная энергия. Гидроэнергия остаётся важным, но вспомогательным источником. Возобновляемая энергетика (солнце, ветер) занимает крайне низкую долю (< 1 %) и сильно отстаёт от мировых показателей.

Статистика по углю сильно меняется в зависимости от региона. В Сибири и на Дальнем Востоке из-за наличия собственных угольных бассейнов и удалённости от газотранспортной инфраструктуры на угле производится 47 % электроэнергии, что значительно выше общероссийского показателя. Мазут используется как резервное топливо в периоды пиковых нагрузок или ограничений поставок газа, а также на электростанциях промышленных предприятий. Общая доля ископаемого топлива в структуре генерации России составляет 64,1 %. Это существенно выше среднемирового уровня в 57 % и даже выше показателя Китая (58 %).

Таблица 6. **Структура производства электроэнергии в России в 2025 г. (100 %)**

Энергоресурс	Доля в производстве электроэнергии	Примечание
Природный газ (ТЭС)	41,1 %	Вся генерация тепловых электростанций на газе, угле, мазуте и прочем топливе (торф, сланец) в сумме составляет 57,5 %
Уголь (в составе ТЭС)	13,2 %	
Мазут и прочее топливо (ТЭС)	3,2 %	
Атомная энергия	18,7 %	Второй по значимости источник. Уступает только ЕС.

Гидроэнергия (ГЭС)	16,7 %	Третий по величине источник. Немного выше, чем в США, ЕС и Азии.
Электростанции промышленных предприятий	6,2 %	Генерация на крупных промышленных предприятиях.
Ветряная энергия (ВЭС)	0,6 %	Доля остается крайне низкой. Значительно меньше, чем в остальном мире.
Солнечная энергия (СЭС)	0,3 %	

Согласно данным за 2025 год аналитического центра Ember, подтвержденным данными IEA, доля ископаемого топлива в структуре генерации электроэнергии в четырех регионах составляет:

- Россия — 64,1 %;
- США — 58,1 %;
- Европейский Союз — 28,9 %;
- Китай — 58 % [4].

Россия: страна на 2025 год оставалась мировым лидером по использованию ископаемого топлива в электроэнергетике, самым зависимым от ископаемого топлива регионом, значительно опережая как США, так и среднемировой показатель, который составил 57 %. В 2025 году газ обеспечивал 41,1 % всей выработки электроэнергии в стране, что выше, чем в США (37,45 %). Это является результатом её богатых природных ресурсов и особенностей энергетической политики, что делает российскую энергосистему особенно зависимой от ископаемого топлива.

США: зависимость от ископаемого топлива остается высокой, при этом страна делает ставку на природный газ, который в 2025 году стал доминирующим источником.

ЕС: наибольший прогресс в декарбонизации демонстрирует Европейский Союз, где зафиксирован рекордный рост доли безуглеродных источников. Доля ископаемого топлива в 2025 году снизилась, а в структуре генерации преобладают атомная энергия, ветер и гидроэнергия.

Китай: страна сохраняет высокую зависимость от угля. Однако Китай также является мировым лидером по темпам роста мощностей солнечной и ветряной энергетики.

1.2. **Энергетическая рентабельность инвестиций**

Выясним текущую энергетическую рентабельность инвестиций **EROI** (Energy Return on Investment), определяющую сроки экономически целесообразной добычи энергоресурсов на основе уже существующих технологий и актуальных данных о доказанных запасах. Ключевой показатель — энергетическая рентабельность инвестиций показывает, сколько единиц энергии мы получаем, затратив одну единицу энергии на её добычу. Если показатель достигает критического порога, добыча энергоресурса не приносит пользы и становится безсмысленной. За прошедшее столетие показатель для ископаемого топлива снизился на порядок и опасно приблизился к критическому порогу.

- **Высокий EROI.** В 1930-х годах он составлял ~100:1 (1 затраченная единица давала 100 единиц энергии). Огромный излишек энергии «питал» всё остальное: промышленность, транспорт, сельское хозяйство, строительство городов.
- **Снижающийся EROI.** Сегодня средневзвешенный глобальный показатель для ископаемого топлива упал до ~11:1. Добыча сланцевой нефти, особенно в США, падает до ~5:1.
- **Критический порог.** Исследования показывают, что для поддержания индустриального общества необходим EROI не ниже 5:1. Когда показатель падает ниже этого порога, система перестаёт генерировать достаточный энергетический излишек для поддержания своей сложности.

Если EROI по всем основным ресурсам (нефть, газ, уголь) упадёт до ~7:1, а затем к ~6:1, это приведёт к системному кризису, который называют **«энергетическим обрывом»** или **«энергетической рецессией»** (Energy Cliff) [8]. Этот сценарий развивается по цепной реакции:

1. **Сжатие энергетического излишка.** Всё большая часть добытой энергии потребляется на поддержание самой добывающей инфраструктуры. Чистой энергии для остальной экономики остаётся всё меньше.
2. **Коллапс сложности.** Современная цивилизация — это сверхсложная система, поддерживаемая огромным потоком дешёвой энергии. Снижение этого потока ведёт к невозможности поддерживать глобальные цепочки поставок, цифровую инфраструктуру, финансовую систему и огромные города. Сложность системы будет неминуемо деградировать до уровня, который может поддерживаться доступным энергетическим потоком.
3. **Деиндустриализация и локализация.** Глобальная экономика, основанная на разделении труда и дешёвом транспорте, развалится. Производство, сельское хозяйство и услуги будут вынуждены локализоваться. Промышленные страны, такие как Германия, столкнутся с наиболее тяжёлым коллапсом из-за высокой энергозависимости.

Критический порог и тенденции

Для поддержания сложного индустриального общества необходим EROI как минимум ~7:1 – 15:1. «Среднемировой» показатель EROI на настоящий момент сильно варьируется не только для разных видов энергии, но и в зависимости от месторождения, региона и используемой методологии расчета. EROI традиционных ископаемых видов топлива неуклонно снижается, в то время как для возобновляемых источников и сланцевой нефти, EROI которой опускается до 5:1, он сейчас на грани или ниже минимального для поддержания индустриального общества порога.

Пороговые значения EROI, установленные исследовательской группой Чарльза Холла (Университет штата Нью-Йорк), дают шкалу того, что общество теряет по мере падения энергетической рентабельности [10].

Таблица 7. **Что означает средний уровень EROI 7:1 для общества**

EROI	Что общество может поддерживать
14:1 и выше	Искусство, наука, передовая технология
12:1	Медицина и образование современного уровня
10:1	Поддержание сложной инфраструктуры

EROI	Что общество может поддерживать
7:1	Обеспечение семей работников, базовые социальные программы — точка безубыточности индустриального общества
5:1	Поддержание сельского хозяйства
3:1	Минимум для перемещения грузов

При EROI 7:1, согласно расчётам Вайсбаха (Weißbach et al.), **~14 % всей энергии уходит на добычу энергии** — это кажется немного, но означает, что избыточная энергия для развития (наука, медицина, инфраструктура) практически исчезает. Общество переходит из режима развития в режим **поддержания** [9].

Таблица 8. **Диапазоны EROI для разных источников энергии**

Источник энергии	EROI	Ключевые факторы
Ископаемое топливо		
Ископаемое топливо (историч. максимум)	50:1 – 100:1	Легкодоступные месторождения в начале XX века.
Уголь	~25:1 – 50:1	Стабильно высокий показатель, но лучшие месторождения истощаются.
Природный газ	~28:1 – 35:1	Сравнительно высокий EROI, особенно для традиционной добычи.
Нефть (традиционная)	15:1 – 30:1	Значительное снижение с исторических 100:1; зависит от региона и типа месторождения.
Сланцевая нефть	~5:1	Крайне низкий EROI.
Атомная энергетика (уран-235)		
Центрифужное обогащение	~47:1 – 59:1	Это один из наиболее высоких показателей, приводимых в литературе для современных технологий обогащения урана.
Топливный цикл	~52:1 (первичный) ~24:1 (конечный)	По оценке Министерства энергетики США.
Некоторые технологии обогащения	>30:1	В зависимости от модели EROI может достигать 30 и даже превышать его.
В сценариях МЭА	~17:1	Более консервативная оценка в прогнозах Международного энергетического агентства (IEA).
Газодиффузионное обогащение	10:1 – 20:1	Устаревшая технологии.
Гидроэнергетика		
Водохранилищные ГЭС	~205:1 – 267:1	Один из наиболее эффективных источников энергии.
Крупные ГЭС	>100:1	Конкретные водохранилищные ГЭС.
Малые ГЭС и установки	~11:1 – 33:1	Для малых ГЭС и установок мощностью менее 10 МВт
Гидроэнергетика	~10:1	Консервативные средние оценки.

Возобновляемые источники энергии		
Ветряная энергия (наземная)	~15:1	Один из наиболее эффективных возобновляемых источников.
Солнечная энергия (PV) (в Германии)	~4:1	Сильно зависит от инсоляции; в южных регионах показатели могут быть в разы выше.
Солнечная энергия (PV)	30:1 – 45:1	Прогноз к 2050 г.
Биомасса	3,75 – 6,13	Значения сильно различаются в зависимости от типа сырья и технологии переработки.

Основная тенденция — истощение легкодоступных ресурсов, что делает возобновляемую энергетику более конкурентоспособной, но пока не решает проблему системной интеграции и хранения энергии.

Для атомной энергетики (уран-235) и гидроэнергетики характерен стабильно высокий энергетический возврат на инвестиции. Оценки для атомной энергетики сильно разнятся, но большинство современных исследований сходятся на высоких значениях. Главный фактор, снижающий EROI, — это энергозатраты на обогащение урана. Переход на более эффективные центрифужные технологии значительно повысил возврат на инвестиции. Гидроэнергетика демонстрирует одни из самых высоких показателей EROI, но они чрезвычайно чувствительны к масштабу и конкретным условиям проекта: от мощности станции, геологических условий и методологии расчета. Оба этих источника «чистой» энергии высокоэффективны, т.к. уверенно превышают критический порог EROI ~7–15:1. Они также на порядок эффективнее ветровой и солнечной энергии в сценариях, требующих систем хранения энергии (аккумулирующих установок) для балансировки нагрузки.

В современном мире экономика управляется деньгами и спросом, а не EROI напрямую. EROI — это физический, а не финансовый показатель MROI (денежная рентабельность). До достижения физического предела экономика может функционировать за счёт роста цен. Пока есть платёжеспособный спрос, добыча возможна даже с отрицательным EROI: например, если цена на нефть будет выше себестоимости в деньгах. Это может длиться десятелетиями, но не бесконечно, и ценой деградации всей остальной экономики. При EROI < 1 экономика переходит в режим «проедания» накопленных ресурсов. Добыча может продолжаться какое-то время за счёт государственных субсидий, долгового финансирования или использования инфраструктуры, созданной при высоком EROI. Однако это конечный процесс: когда накопленные ресурсы исчерпываются, добыча останавливается не потому, что закончилось сырьё, а потому, что общество больше не может себе позволить тратить больше энергии на добычу, чем она даёт.

1.2.1. **Три основных сценария развития ближайших событий**

Согласно исследованию Михайлова А.Н. (https://preprints.ru/article/3357) на основе данных за 1920–2025 гг. и сценарного моделирования до 2050 года показано, что EROI ископаемого топлива снизился до 11:1. Моделирование выделяет четыре прогнозные группы стран, где «Зелёный авангард», «Нефтегазовые гиганты» и
«Энергетическая бедность» являются ключевыми. Наиболее вероятный

«нейтральный» сценарий предсказывает **достижение системного EROI = 7:1 к 2047 году** [11].

1. **«Зелёный авангард»**: удастся быстро перейти на технологии с приемлемым EROI и смягчить пик кризиса за счёт развития передовых ВИЭ и ядерной энергетики замкнутого цикла. Под «передовыми ВИЭ» понимаются технологии возобновляемой «зелёной» энергетики следующего поколения, в которых надеются сделать её не просто «чистой», но и энергетически эффективной (с высоким EROI) и стабильной.

Критики ВИЭ часто указывают, что EROI у них ниже, чем у ископаемого топлива, и что они требуют огромных затрат энергии на создание и утилизацию. Единственным конкретным трендом является ускоренный рост для промышленной солнечной энергетики: ожидается, что EROI для промышленных солнечных электростанций (utility-scale PV) будет неуклонно расти и к середине века (2050) достигнет значений 30–45 в большинстве регионов [6]. Но пока это планы. Хотя EROI солнечных панелей и ветряков растет, до сих пор оно значительно ниже, чем у нефти во времена ее «золотого века», когда она достигала более 100:1. В настоящее время EROI возобновляемых источников энергии (кроме гидроэнергетики) находится на уровне примерно 15:1 и ниже.

2. **«Нефтегазовые гиганты»**. Кризис затронет все страны, но некоторые (с большими запасами дешёвой энергии) продержатся дольше. Ими являются страны-экспортеры с изобильными ресурсами Персидского залива (Саудовская Аравия, ОАЭ, Катар, Кувейт, Иран, Ирак) и Россия, обладающие огромными запасами и сравнительно более низкой себестоимостью добычи с исторически высоким EROI, что создает им мощный буфер. А также Малайзия и особенно Бруней, имеющие собственные запасы углеводородов. В гораздо меньшей степени и в очень краткосрочной перспективе это страны-экспортеры со сложной добычей (низкий EROI), но большими ресурсами: Канада, США, Венесуэла.

Сравнительно устойчивыми являются страны с высоким потенциалом возобновляемой энергии. Лидером в производстве солнечных панелей с одними из самых низких затратами на их производство после Китая является Вьетнам, что создает в нём базу для развития мощной солнечной энергетики с высоким EROI. Индия также быстро наращивает производство солнечных панелей, обладая низкой стоимостью рабочей силы и мощной государственной поддержкой. Это способствует созданию собственной «зеленой» энергетической базы. Норвегия и Вьетнам — это страны с большим гидроэнергетическим потенциалом с очень высоким EROI, обеспечивающая стабильную и дешевую гидроэлектроэнергию.

Саравак (Малайзия) и Аляска (США) являются примерами того, как страны инвестируют в разведку новых месторождений, используя современные технологии для извлечения ресурсов, которые ранее считались нерентабельными. Это расширяет их энергетический буфер.

3. **«Энергетическая бедность». По прогнозам это не гипотетический, а наиболее вероятный сценарий развития событий в ближайшие десятилетия**. Он прогнозирует достижение системного EROI = **7:1 к 2047 году** и **6:1 к 2050 году**, что вызовет **глобальную энергетическую рецессию**. В этот период мир может столкнуться с необратимым коллапсом индустриальной цивилизации, если не будут предприняты беспрецедентные меры. Его суть не в том, что у стран кончатся

«запасы» нефти или газа в недрах, а в том, что мы **достигнем термодинамического предела добычи!** За точкой, где энергетические затраты на добычу сравняются с энергетической ценностью полученного ресурса, нет экономики — есть только физический коллапс системы, более не способной для своего поддержания извлекать необходимую энергию из окружающей среды.

1.2.2. **Сроки экономически целесообразной добычи энергоресурсов**

Согласно данным Международного энергетического агентства (IEA) и аналитических отчетов за 2026 год при сохранении текущих условий потребления, технологии добычи, переработки, доставки и использования, в настоящее время коммерческие запасы нефти критически низки и измеряются днями. Доказанные запасы в зависимости от страны обеспечат мировую добычу на срок от 10 (США) до более 250 лет (Саудовская Аравия).

Таблица 9. **Сравнительная оценка запасов невозобновлямых энергоресурсов**

Ресурс	Срок обеспеченности	Ключевые риски
Нефть (коммерческие запасы)	~98–101 день (по состоянию на май 2026 г.)	Геополитические конфликты, перебои в проливе Ормуз, локальный дефицит.
Нефть (доказанные запасы, R/P)	От 10 до >250 лет (сильно варьируется по странам)	Истощение в США (10 лет) и дисбаланс глобального предложения.
Природный газ	~50 лет (оценка на основе данных EI за 2020 год)	Подвержен влиянию новых проектов СПГ и геополитики.
Уран-235	~25 лет (к середине века)	Недоинвестирования в добычу на фоне роста спроса на атомную энергию.
Уголь	Точных данных нет	Рост спроса в Азии.

Обеспеченность доказанными запасами природного газа оценивается примерно в 50 лет. Однозначные сроки обеспеченности углём указать сложно. Используемый в настоящее время уран-235 полностью истощится к середине века. Рассмотрим этот вопрос по отдельным энергоресурсам.

1.3. **Нефть: рентабельные запасы и сроки добычи**

1.3.1. **Мир: запасы нефти, сроки и проблемы её добычи и использования**

Коммерческие запасы критически низки и измеряются днями. Доказанные запасы обеспечат мировую добычу не менее 10 лет, в зависимости от страны [21]. Рентабельность добычи (извлечение прибыли при текущей цене и существующих технологиях) сильно зависит от типа запасов.

Общемировые рентабельные запасы оцениваются примерно в 176,7 млрд тонн, что обеспечит текущий уровень добычи на 25–32 года.

Рост доли трудноизвлекаемой нефти: в России её доля из-за сложных геологических условий и высоких затрат в общей добыче уже достигает 63 % и, по прогнозам, к 2035 году может вырасти до 83 %. Это означает, что поддержание добычи будет требовать все больших инвестиций и новых технологий.

Таблица 10. **Страны с самыми большими доказанными запасами нефти**

Страна	Доказанные запасы (млрд баррелей)	Примечание
Венесуэла	~303,8	Крупнейшие запасы, но в основном это сверхтяжелая нефть
Саудовская Аравия	~258,6–267,2	Огромные запасы легкой и доступной для добычи нефти
Иран	~208,6	Запасы сопоставимы с Саудовской Аравией
Канада	~170,3	Преимущественно битуминозные пески, добыча сложная и дорогая
Ирак	~145,0	Огромный потенциал, сдерживается инфраструктурными проблемами
Кувейт	~101,5	Один из ключевых игроков в регионе Персидского залива
ОАЭ	~97,8–113,0	Обладают диверсифицированной экономикой
Россия	**~80,0**	Извлекаемые запасы равны 110 млрд баррелей (15 млрд тонн)
Ливия	~48,4	
США	~38,2–45,0	Активно наращивают добычу сланцевой нефти

Для каждой страны есть свой «бюджетный» уровень цен — цена нефти, при которой государственный бюджет остаётся сбалансированным. Если мировая цена опускается ниже этого уровня, страна начинает тратить резервы или брать в долг.

Разброс этих показателей очень велик:

- ОАЭ: могут обходиться при цене около $40–50 за баррель.
- Саудовская Аравия: нуждается в значительно более высоких ценах, оцениваемых в $80–90 за баррель.
- Казахстан: также сильно зависит от нефти, его бюджетный уровень оценивается в $60–70 за баррель.

1.3.2. **Россия: запасы нефти, сроки и проблемы её добычи и использования**

Добыча нефти в России (2025–2026 г.): ~516–511 млн тонн (без учёта газового конденсата). Это составляет примерно 10 % от мировой добычи (в 2025 году ~4,9–5,0 млрд тонн).

Экспертная оценка внутреннего потребления в России: ~40–42 % от добычи в России (~200-215 млн тонн).

Доля внутреннего потребления от мирового потребления: ~4–5 % (оценка).

Остальной объём ~58–60 % идёт на экспорт: ~301–316 млн тонн).

Объем доказанных запасов нефти в России составляет 80 млрд баррелей (примерно 10,9 млрд тонн). Эти данные приводятся в ежегодном бюллетене ОПЕК и оцениваются мировыми информагентствами [20].

Оценки запасов нефти

- *По данным ОПЕК*: 80 млрд баррелей.

- *По данным российских властей*: глава Минэнерго РФ Александр Новак в начале 2026 года заявил, что извлекаемые запасы составляют 15 млрд тонн (около 110 млрд баррелей), а с учетом еще не подготовленных к разработке ресурсов — около 31 млрд тонн (около 227 млрд баррелей).
- *Трудности оценки*: по словам главы Роснедр Олега Казанова, при переводе «неподготовленных» запасов в категорию доказанных, их объем обычно сокращается. Также в текущих экономических условиях не все доказанные запасы являются рентабельными для разработки. Реально пригодных для рентабельной добычи запасов может быть около 13 млрд тонн, что обеспечит текущий уровень добычи (~530 млн тонн в год) примерно на 25 лет.
- *Расхождения в данных*: более ранние данные Минприроды за 2024 год оценивали запасы нефти в России в 31,4 млрд тонн (пятое место в мире), а глава Минэнерго в 2023 году называл цифру в 14 млрд тонн. Это демонстрирует, что оценка запасов является динамичным процессом.

Стандартной и наиболее цитируемой международной оценкой доказанных (но не все они рентабельные!) запасов является 80 млрд баррелей. Российские ведомства могут приводить более высокие цифры (до 110 млрд баррелей или даже более, с учетом всех ресурсов), но эти данные часто включают категории запасов, разработка которых пока не является экономически целесообразной или требует дополнительных подтверждений.

В официальном бюджетном планировании на 2026 год заложена цена отсечения нефти марки Urals в размере $59 за баррель. Эти цифры показывают, что цена, выгодная для ОАЭ ($40–50 за баррель), может быть убыточной для России, что создает постоянное напряжение внутри ОПЕК+.

Сроки добычи

По прогнозам Минэкономразвития, в 2026 году добыча нефти с газовым конденсатом в России останется на уровне 2025 года и составит около 511 млн тонн (примерно 10,26 млн баррелей в сутки). Это составляет примерно 10 % от мировой добычи. Потребление нефти в России (на основе прогнозов до 2025 года) составляет около 40–42 % от добычи (~200 млн тонн). Остальной объём идёт на экспорт. Доля от мирового потребления: ~4–5 %. При текущих ценах, технологиях и планируемом уровне добычи доказанных (Proved, 1P) по классификации ОПЕК запасов нефти в ~**80 млрд баррелей (~10,9 млрд тонн) России хватит примерно только на 20–22 года.**

По данным главы Роснедр, из общего ресурсного потенциала в 81,6 млрд тонн, **рентабельных запасов для разработки только 13,2 млрд тонн** (около 16 %) [32]. При сохранении текущего уровня добычи этих запасов хватит примерно **на 25 лет**. В начале 2026 года вице-премьер Александр Новак отмечал, что объем **извлекаемых запасов**, которые экономически целесообразно разрабатывать в текущих условиях в случае повышения цен на нефть, удешевления и внедрения новых технологий её добычи, оценивается примерно в 110 млрд баррелей (~15 млрд тонн). Тогда этого объёма хватит на **~28–30 лет.** А общего объёма (ресурсного потенциала) **геологических извлекаемых (но не рентабельных!) запасов** нефти в ~227 млрд баррелей или ~31 млрд тонн по оценке А. Новака хватит на **~58–62 года.** 15 млрд тонн — это более широкая категория «извлекаемых запасов», а 80 млрд баррелей — это более строгая категория «доказанных запасов». Разница между ними (около 30

млрд баррелей) — это та часть нефти, которую в принципе можно добыть, но в текущих экономических условиях это делать невыгодно. Эти запасы требуют подтверждения, инвестиций и новых технологий. Без них они останутся «бумажными».

1.4. **Газ: рентабельные запасы и сроки добычи**

1.4.1. **Мир: запасы газа, сроки и проблемы его добычи и использования**

В среднем по миру обеспеченность доказанными природными запасами оценивается примерно в 47–50 лет. При сохранении текущих технологий и без учета субсидий, срок экономически целесообразной добычи сильно варьируется в зависимости от страны и региона.

Таблица 11. **Данные за 2025–2026 гг. по обеспеченности запасами газа**

Страна	**Доказанные запасы (трлн м³)**	**Годовая добыча (млрд м³)**	**Обеспеченность, R/P (лет)**
Катар	~24,7	~183	~135 лет
Нигерия	~5,8 (206,5 Tcf)	~42,5 (1,5 Tcf)	~133 года
Иран	~32	~247–265	~120–129 лет
Россия [25]	**~38 (все запасы, 100 %)**	**~609**	**~62 года**
Алжир	~4,5 (159 Tcf)	~100 (или 125)	~39–45 лет
Австралия	~3,2 (114 Tcf)	~149	~21 год
Россия	**~11,4 («лёгкий» газ, 30 %)**	**~609**	**~19 лет**
США	~12,9	~1078–1116	~11–12 лет

Примечание:

• Обеспеченность R/P = Доказанные запасы / Годовая добыча.

• R/P в 62 года для России относится ко всем доказанным запасам, но не к рентабельным. Если учитывать только экономически целесообразную добычу, срок будет значительно меньше. Запасов „легкого“ газа хватит лишь на 18 лет. Оставшиеся запасы — это в основном трудноизвлекаемые (валанжинские, ачимовские, шельф), добыча которых требует гораздо больших затрат и иных технологий.

Согласно данным за 2025–2026 годы:

• Ближний Восток обладает колоссальным запасом прочности, с соотношением запасов к добыче, превышающим 100 лет, а для некоторых стран — 409 лет.

• Северная Америка, напротив, имеет гораздо более низкий показатель — около 12 лет из-за высоких темпов добычи, особенно в США.

Сроки экономически целесообразной добычи газа сильно различаются. Нигерия, имеющая значительные запасы, но низкую эффективность добычи, при текущем уровне может обеспечить добычу на 133 года, а Австралия с гораздо меньшими запасами — всего на 21 год. Наибольший запас прочности у стран Ближнего Востока

(Иран, Катар, Саудовская Аравия). Такие страны, как США, демонстрируют наименьший показатель, что связано с политикой наращивания добычи сланцевого газа.

1.4.2. **Россия: запасы газа, сроки и проблемы его добычи и использования**

Добыча в России (2025 г.) составляет ~663 млрд куб. м (снижение на 3 % по сравнению с 2024 годом).

Трубопроводный экспорт природного газа (суммарно за 2025 г.): 103,5 млрд куб. м. Это примерно 16,5 % от объема внутреннего потребления.

Экспорт СПГ (сжиженный газ): в 2024 г. около 47 млрд куб. м.

Основная часть добычи остаётся на внутреннем рынке. Внутреннее потребление газа в самой России (2025 г.): ~506 млрд куб. м., что составляет ~12,3 % всего потребляемого в мире газа (4100 млрд куб. м).

Несмотря на огромные запасы, Россия находится в более уязвимом положении чем страны Ближнего Востока из-за высокой стоимости и сложности добычи и доставки газа на мировой рынок. Ключевая проблема заключается в истощении традиционных, дешёвых и легкодоступных запасов, когда для поддержания добычи необходимо массово переходить к разработке трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), но текущая экономическая модель и налоговая система, созданная для «простых» объектов, делают это крайне сложным и убыточным. Без своевременного внедрения стимулов существует риск безвозвратной потери ресурсов на старых месторождениях. Через 5–7 лет краевые зоны и мелкие залежи могут быть навсегда «защемлены» подтягивающейся водой, и извлечь их станет невозможно.

Основой газовой индустрии России долгое время были сеноманские залежи в Надым-Пур-Тазовском регионе. На сегодняшний день они уже выработаны на 75 %. Общая выработанность действующих месторождений достигла 70 % (!). Чтобы компенсировать падение добычи на старых месторождениях, компании вынуждены переходить к освоению валанжинских, ачимовских горизонтов, а также шельфа. Эти ресурсы, требующие технологий, сопоставимых по сложности и дороговизне с «космическими», уже составляют 54 % текущих запасов. При текущей налоговой модели это экономически нецелесообразно. Добыча газа из ТРИЗ требует более сложных методов, таких как бурение длинных горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Однако при переходе через границу проницаемости на большой глубине бурение перестает окупаться. «НОВАТЭК» заявляет, что лишь одна десятая часть скважин из их ресурсной базы попадает в рентабельную область. Остальное требует или удлинения горизонтальных участков, или работы в экстремально сложных условиях, что повышает металлоемкость конструкций на 25–40 %. Без господдержки, налоговых льгот компания может быть вынуждена снизить добычу уже через три года.

Запасов «легкого» газа сеноманских залежей хватит лишь на 13 лет. Текущих запасов разрабатываемых месторождений, по оценкам ГКЗ, хватит всего на 54 года. Если не начать массовое освоение ТРИЗ и шельфа, Россия может столкнуться с сокращением добычи газа почти вдвое к 2040 году. Для поддержания добычи в ЯНАО необходимо вовлечь в разработку 11 трлн куб. м газа, из которых половина должна быть рентабельной.

Проблемы газовой отрасли России носят системный характер. Краткосрочный вызов — это решение вопроса с экономической рентабельностью ТРИЗ через налоговые льготы, иначе добыча начнет падать уже в ближайшие годы. Долгосрочный вызов — это необходимость колоссальных инвестиций в новые технологии и инфраструктуру для освоения глубокозалегающих горизонтов и шельфа.

1.5. **Уголь: рентабельные запасы и сроки добычи**

1.5.1. **Мир: запасы угля, сроки и проблемы его добычи и использования**

Теоретические оценки рассчитаны как соотношение доказанных запасов к годовой добыче (R/P ratio), но на практике маловероятно, что добыча останется неизменной. При сохранении текущих объёмов потребления и существующих технологий, общемировых доказанных запасов угля должно хватить примерно на 100–150 лет. Однако между странами-лидерами существуют огромные различия: в то время как **у России и США запасы угля минимум на 100 лет**, у Китая, крупнейшего потребителя, они могут истощиться уже через 30–40 лет.

Таблица 12. **Ресурсообеспеченность углём в странах-лидерах**

Страна	Доказанные запасы, млрд тонн	Доля в мировых запасах	Оценка обеспеченности (лет)	Примечание
США	~248	~23 %	~300–350+	Крупнейшие запасы в мире; при текущей добыче (ок. 700 млн т/год) запасов хватит на столетия.
Россия	**~162**	**~15 %**	**~300–350+**	**По оценкам Минприроды, запасов угля в России хватит минимум на 100 лет, а более консервативные оценки превышают 350 лет.**
Австралия	~150	~14 %	**~184**	Расчет на основе запасов 76,4 млрд тонн и добычи 415 млн тонн в год.
Китай	~114–143	~13 %	**~33**	Крупнейший потребитель угля в мире; ежегодная добыча составляет ~3,5 млрд тонн, что приводит к быстрому истощению запасов.
Индия	~111	~10 %	**~100+**	Обладает значительными запасами, но также является крупным импортером для удовлетворения внутреннего спроса.

В таблице 10 приведены усреднённые по разным оценкам данные. Колонка «Доказанные запасы» не включает еще не открытые месторождения или те, которые в данный момент нерентабельны для добычи. Запасы делятся по типу на каменный и бурый уголь, различающиеся по энергетической ценности и себестоимости добычи. Некоторые страны (например, Индонезия) добывают преимущественно бурый уголь. Обеспеченность страны не означает её независимость: Китай и Индия, обладая значительными запасами, остаются крупнейшими импортерами угля из-за огромного внутреннего спроса. При сохранении текущих темпов добычи мир может столкнуться

с ситуацией, когда в одних странах (США, Россия) уголь будет доступен в течение нескольких столетий, а в других (Китай) — лишь несколько десятилетий.

1.5.2. **Россия: запасы угля, сроки и проблемы его добычи и использования**

Добыча в России (2025 г.) составляет ~443,5 млн тонн.

Доля России в мировом экспорте (2025 г.): по данным Минэнерго увеличилась с 12,6 до ~14,1 % (~204–205 млн тонн). Доля на рынке Китая выросла до 18 % от потребляемого в Китае объёма угля, в Индии до 11 %, а Турции — до 73–88 %.

Внутреннее потребление в России (2025 г.) равно ~238,5 млн тонн и составляет от мирового потребления около 2,7 %.

Прогнозируется, что при сохранении текущих темпов добычи уголь в России будет доступен в течение 500–1000 лет. Однако в ситуации, когда рентабельные запасы нефти и газа будут исчерпаны, в обозримой перспективе (по оценкам Роснедр, через 25 лет) уголь останется единственным крупным внутренним ресурсом. Но переход на него сопряжён с фундаментальными проблемами, главной из которых является крайне низкая экономическая и технологическая доступность угля для масштабной замены нефти и газа. В 2025 году угольная отрасль России столкнулась с глубоким системным кризисом, который ставит под сомнение саму возможность рентабельной разработки этих огромных запасов в текущих условиях.

Колоссальный совокупный сальдированный убыток отрасли за 2025 год оценивается в 420–482 млрд рублей, что в три раза больше показателя 2024 года. Рентабельность продаж угольной продукции ушла в минус и составила -13 %. Доля убыточных угольных компаний достигла 69–74 %. На начало 2026 года в «красной зоне» находились 62 предприятия, из которых 20 уже остановили работу. Из-за финансового кризиса компании сократили инвестиции с 247,6 до 201,1 млрд рублей, а налоговые поступления в бюджет упали почти вдвое — с 131,2 до 71 млрд рублей.

Широкомасштабное использование угля для производства жидкого топлива или замены газа потребует колоссальных инвестиций в новые технологии, которые в настоящее время не являются коммерчески доступными и конкурентоспособными. Коммерческий срок добычи угля ограничен экономической целесообразностью. При нынешней убыточности, компании не могут финансировать разработку новых месторождений и масштабировать добычу. В текущих экономических условиях уголь в России и в мире не является коммерчески доступной альтернативой нефти и газу. EROI угля в России оценивается в ~15–25:1 (для каменного угля) и ~10–15:1 (для бурого). Это ниже, чем у газа (~28–35:1) и традиционной нефти (~15–30:1).

Чтобы сделать его реальным запасным вариантом, потребуется либо радикальное изменение мировых цен, либо массивные государственные субсидии, либо технологический прорыв, который пока не предвидится. Либо глубокая трансформация всей экономической модели в интересах национальной экономики и использование угля на внутреннем рынке. Однако, если цены на нефть и газ вырастут, а технологии переработки угля станут дешевле, уголь может стать реальным «запасным аэродромом».

1.6. **Уран (рентабельные запасы и сроки добычи)**

1.6.1. **Мир: запасы урана, сроки, проблемы его добычи и использования**

По прогнозам «Красной книги» (совместный доклад ОЭСР/МАГАТЭ «Uranium 2024: Resources, Production and Demand») при сохранении текущего уровня потребления и существующих технологий мировой экономической целесообразной добычи **доказанных запасов урана всех видов хватит примерно на 90–132 года** [12]. По данным на начало 2023 года, в мире насчитывается около 7,9 млн тонн извлекаемых ресурсов урана (U-238 + U-235), пригодных для добычи по экономически приемлемым ценам (до $260 за кг). В 2025 году 438 действующих реакторов по всему миру потребят как минимум около 59 779 тонн урана [13]. Соотношение этих двух цифр и дает оценку в 132 года при условии стабильного текущего уровня потребления.

Однако по нескольким причинам консервативная оценка в 90 лет считается более реалистичной, чем 132 года:

- **Будущий рост потребления.** Согласно прогнозам, потребление урана будет значительно расти. Страны уже взяли на себя обязательства по утроению атомных мощностей к 2050 году, что потребует больше топлива.
- **Инвестиционные барьеры.** Добыча новых месторождений сталкивается с препятствиями: долгие сроки разработки, сложные регуляторные условия, политическая нестабильность и нехватка инвестиций.
- **Геополитическая концентрация.** Около двух третей мировой добычи урана приходится всего на три государства: Австралию, Казахстан и Канаду, что делает цепочку поставок уязвимой.

Оценка сильно зависит от категории запасов: ресурсы, которые можно добыть по цене до $80 за кг, стремительно сокращаются, тогда как более дорогие запасы составляют основную часть. Оценка обеспеченности в годах для стран сильно варьируется и зависит от соотношения их доказанных запасов и объемов добычи.

Таблица 13. **Ресурсная обеспеченность ураном всех видов стран-лидеров**

Страна	Запасы (млн тонн)	Доля в мире	Оценка обеспеченности (лет)
Австралия	~1,70	~28 %	Высокая
Казахстан	~0,81	~14 %	~130 лет (оценка)
Канада	~0,58	~10 %	~40 лет (оценка)
Намибия	~0,50	~8 %	Высокая
Россия	**~0,48**	**~8 %**	**Средняя**
Нигер	~0,34	~6 %	Средняя

Австралия, Намибия и другие страны с большими запасами, но относительно низкой добычей, обладают запасом прочности на многие десятилетия. Оценка для Казахстана основана на его огромных запасах и добыче около 25 000 тонн в год, с планами её наращивания до 30 000 тонн. Для Канады оценка является приблизительной, исходя из её запасов и высокой добычи (около 14 000 тонн в год).

Ключевые факторы, влияющие на оценку обеспеченности ураном

1. Категория запасов: подавляющая часть глобальных ресурсов сосредоточена в категории с высокой стоимостью добычи (до 260 долларов за кг). Рентабельные запасы (до 80 долларов за кг) составляют лишь около четверти от общего объема.

2. Будущий спрос: прогнозируется, что потребление урана значительно вырастет в ближайшие десятилетия из-за планов по строительству новых реакторов в Китае, Индии и других странах, а также программ по развитию атомной энергетики в США.

3. Технологический фактор: использование реакторов на быстрых нейтронах и замыкание топливного цикла может увеличить эффективность использования урана в 30–50 раз, продлив ресурсную базу на тысячи лет.

Таким образом, согласно прогнозам «Красной книги» (ОЭСР/МАГАТЭ) при сохранении текущих темпов потребления и технологий, мир обеспечен ураном примерно на столетие. Однако глобальный энергопереход и геополитика могут как сократить, так и значительно увеличить этот срок. Наибольшим потенциалом обладают Австралия и Казахстан, а Канада и Россия являются важными, но более быстро истощаемыми источниками.

1.6.2. **Россия: запасы урана, сроки, проблемы его добычи и использования**

Доля экономически рентабельных запасов урана в стране составляет менее 10 % от общего объёма, и этот показатель продолжает снижаться. При этом основная часть запасов сосредоточена в геологически сложных и дорогостоящих месторождениях, что ставит под вопрос возможность их коммерческой разработки при текущих экономических условиях.

Ключевые проблемы рентабельных запасов и добычи урана в России

1. *Критическое снижение доли рентабельных запасов*

Реальная ресурсная база для коммерческой добычи урана качественно ухудшается, и значительная её часть находится вне экономически оправданной добычи. Согласно данным Роснедр, балансовые запасы урана в России на конец 2024 года составляли 701,3 тыс. тонн, а забалансовые — ещё 134,3 тыс. тонн. Прирост по итогам 2025 года был получен исключительно за счёт забалансовых запасов, добыча которых сейчас экономически нецелесообразна или технически невозможна из-за низкого содержания полезного компонента, сложности добычи или малых объёмов.

2. *Низкая рентабельность существующих запасов*

Основная причина — высокая себестоимость добычи на большинстве отечественных месторождений, делающая её на многих из них экономически невыгодной. Увеличение ресурсной базы происходит в основном за счёт государственного бюджета, а не за счёт эффективной коммерческой деятельности горнодобывающих компаний.

3. *Географическая концентрация и технологическая сложность*

Значительная часть российских урановых запасов (более 300 тыс. тонн) сосредоточена в Эльконском месторождении в Якутии, расположенном в тундре, вдали от транспортной инфраструктуры. Освоение таких месторождений требует колоссальных инвестиций в инфраструктуру и разработку сложных технологий добычи, что делает их разработку крайне дорогостоящей и нерентабельной в обозримой перспективе.

4. *Дефицит собственной добычи*

Собственная добыча урана в России (около 2 700 тонн в 2024 году) значительно ниже потребностей атомной отрасли (примерно 5 500 тонн в год). Дефицит покрывается за счёт урана, добываемого на совместных предприятиях в Казахстане, а также за счёт складских запасов и вторичных ресурсов. Однако прогнозируется, что к 2035 году дефицит существенно возрастёт, что создаёт риски для энергетической безопасности страны [16].

2. **Россия — энергетический донор мира**

Россия, несмотря на внутренний дефицит топлива и жесткое санкционное давление, продолжает масштабный экспорт энергоресурсов на мировой рынок, в том числе в страны, которые открыто и последовательно противостоят в СВО на Украине. В последние годы она экспортирует примерно **30–40 %** от всего объёма добываемых энергоресурсов (если считать в тоннах нефтяного эквивалента). Показатель плавает от года к году в зависимости от уровня добычи, внутреннего потребления и конъюнктуры рынка. В 2025 году топливно-энергетические товары составляли основу российского экспорта, хотя из-за санкций их доля снизилась до 53,9 % (в 2024 году было 61,6 %) и произошла кардинальная смена направлений экспорта.

Эта стратегия определяется необходимостью получения валютной выручки для финансирования экономики и военных расходов, а также объективной структурой мирового энергорынка и техническими ограничениями самой российской экспортной инфраструктуры. Экспорт углеводородов остается основным источником поступления иностранной валюты в российский бюджет. Данные Центра исследований энергетики и чистого воздуха (CREA) показывают, что с начала полномасштабной войны Россия заработала на экспорте ископаемого топлива более €883 млрд. Из этой суммы около €228 млрд поступило именно от стран, которые вводили против России санкции, и большую часть этих средств, €209 млрд, заплатили страны Евросоюза. Таким образом, **экспорт энергоносителей напрямую финансирует военную машину**, и отказ от него ударил бы по экономическим возможностям вести войну.

Два ключевых аспекта делают остановку экспорта практически невозможной.

Нефтегазовая отрасль — это сложнейший механизм с инерционной инфраструктурой и логистикой, который не останавливается по щелчку. Многие месторождения находятся в стадии разработки, и остановка добычи может привести к необратимым потерям и разрушению скважин. Как отметил один из трейдеров в интервью Reuters, российская экспортная инфраструктура уже работает на пределе. Когда Украина наносит удары по нефтеперерабатывающим заводам (НПЗ) внутри России, стране ничего не остается, кроме как перенаправлять сырую нефть на экспорт, чтобы не останавливать добычу. Внутренняя переработка падает, а экспортные объемы растут — это механизм компенсации, а не результат выбора.

Попытки ограничить поставки на Запад привели не к прекращению торговли, а к переориентации потоков. Россия создала «теневой флот» из старых танкеров для обхода санкций и активно использует логистические схемы, например, перевалку арктического газа через плавучий терминал под Мурманском, что позволяет наращивать экспорт СПГ даже в условиях санкций. Кроме того, поставки газа в

Европу не остановились, а просто пошли в обход Украины — через Турцию. ЕС, несмотря на риторику, до сих пор не может согласовать полный запрет на морские услуги для российских танкеров, опасаясь, что это обрушит мировой рынок.

Экспорт энергоносителей — это вынужденная стратегия выживания. Текущая экспортная политика России — это не парадокс, а жестокая необходимость. Страна зажата между двумя тисками: с одной стороны, доходы от экспорта критически важны для выживания экономики и финансирования войны, с другой — сама структура отрасли и рынка не позволяет мгновенно перестроиться на обслуживание только внутреннего спроса. Показательно, что внутри страны уже назрел топливный кризис: в Крыму ввели лимиты на продажу бензина, а правительство обсуждает полный запрет на экспорт дизеля. Это признак того, что модель «экспорт любой ценой» начинает бумерангом бить по внутренней стабильности, но отказаться от нее окончательно страна не может, так как это будет означать потерю ключевого ресурса для финансирования государства.

2.1. **Мировое потребление первичной энергии**

На основе авторитетных данных из Energy Institute Statistical Review of World Energy 2026 вырисовывается следующая картина мирового потребления первичной энергии в 2025 году. Для перевода объёма из эксаджоулей в тысячи баррелей нефтяного эквивалента используется коэффициент: 1 ЭДж ≈ 164 000 000 баррелей нефтяного эквивалента (кбнэ). Ископаемые виды топлива (нефть, газ, уголь) по-прежнему доминируют, обеспечивая ~86 % мирового энергопотребления.

Таблица 14. **Мировое потребление первичной энергии в 2025 году в эксаджоулях (метод физического содержания, ЭДж) и в тысячах баррелей нефтяного эквивалента (кбнэ)**

Энергоресурс	Объём в исход. ед. изм.	Объём в ЭДж	Объём в кбнэ	Доля, %
Мировое потребление	**-**	**600,3 Эдж**	**98 449 200 кбнэ**	**100 %**
Ископаемые виды топлива	**-**	**517,7 Эдж**	**84 902 800 кбнэ**	**~86,3 %**
Нефть и нефтепродукты	4800 млн т	201,0 Эдж	32 964 000 кбнэ	~33,5 %
Природный газ	4,3 трлн куб. м	150,6 Эдж	24 715 000 кбнэ	~25,1 %
Уголь	8,85 млрд т	165,9 Эдж	27 224 000 кбнэ	~27,7 %
Все ВИЭ (включая гидро)*	14 333 млрд кВт·ч	**51,6 Эдж**	**8 462 000 кбнэ**	**~8,6 %**
Гидроэнергия	4 500 млрд кВт·ч	16,2 Эдж	2 656 800 кбнэ	~2,7 %
Ветряная энергия	2 722 млрд кВт·ч	9,8 Эдж	1 574 000 кбнэ	~1,6 %
Солнечная энергия	2 833 млрд кВт·ч	10,2 Эдж	1 673 000 кбнэ	~1,7 %
Биоэнергия и прочие ВИЭ	4 306 млрд кВт·ч	15,5 Эдж	2 558 000 кбнэ	~2,6 %
Ядерная энергия (уран-235)	8 667 млрд кВт·ч	**31,2 Эдж**	**5 117 000 кбнэ**	**~5,2 %**

**Примечание*: если пересчитать ВИЭ по методу замещения (см. табл. 1), их доля вырастет до ~19,8 %. Это кардинально меняет картину.

2.2. **Импорт первичных энергоресурсов в Россию**

Импорт энергоресурсов в Россию в 2025 году был небольшим. Он касался только электроэнергии и ситуативных поставок урана. В 2025 году импорт в Россию электроэнергии увеличился на 19,2 %. Основным источником ситуационного регулирующего импорта (~2,2 млрд кВт·ч, ~96 %) был Казахстан, а главной целью этих поставок как оперативной меры по управлению потоками было покрытие операционного дефицита в энергосистеме и обеспечение надежности энергоснабжения (управление перетоками), в том числе для перепродажи (реэкспорта) в другие страны.

Россия импортирует небольшие партии природного урана или осуществляет его ситуативные закупки, которые в общей структуре энергобаланса незначительны.

Таблица 15. **Импорт энергоресурсов в Россию в 2025 году**

Энергоресурс	Объем импорта	Доля в мировом потреблении
Электроэнергия	2,3 млрд кВт·ч	Менее 0,01 % (пренебрежимо мала)
Обогащенный уран	Не является чистым импортом. Скорее, ситуативные или ограниченные поставки	~0 % (практически отсутствует)
Нефть, газ, уголь	Данные об импорте не найдены	0 %

На Дальнем Востоке России имеется энергодефицит из-за роста потребления. В связи с этим компания «Интер РАО» допустила возможность эпизодического импорта из Китая, когда это технически возможно.

В 2025 году экспорт электроэнергии из России (в основном в Казахстан, Монголию, Грузию и Турцию) значительно превышал импорт. Например, экспорт в Казахстан за 9 месяцев 2025 года составил около 3,3 млрд кВт·ч, что почти в два раза больше объема импорта оттуда. Импорт энергии Россией — это инструмент для гибкого управления потоками в рамках единой энергосистемы с соседними странами.

2.3. **Экспорт нефти из России**

Согласования в рамках ОПЕК+ напрямую влияют на объёмы добычи нефти. В 2024 году добыча составила около 512 млн тонн, а экспорт, несмотря на санкционное давление, — примерно 238 млн тонн (около 46,5 % добычи) [20]. В 2025 году добыча немного снизилась, а экспорт, напротив, вырос — доля осталась высокой [22].

Таблица 16. **Ключевые показатели экспорта нефти из России в 2025 году**

Показатель	Значение	Примечание
Объём экспорта нефти	238 млн тонн	Почти не изменился по сравнению с 240 млн тонн в 2024 году
Доля в мировом производстве	~10 %	Добыча в РФ составила ~512 млн тонн
Экспорт нефтепродуктов	114 млн тонн	Снижение на 7 % по сравнению с 2024 г.
География поставок	80 % — Китай и Индия. В Европу — 25 млн тонн [23]	Для сравнения: ранее в Европу шло 175 млн тонн

В 2025 году добыча немного снизилась, а экспорт, напротив, вырос. В «дружественные» страны он превысил 90 %: около 80 % от этого объёма было направлено в Китай и Индию [24].

Кардинальная переориентация на Восток и падение доходов

Произошли кардинальные изменения, приведшие к серьёзными финансовыми потерям. Главным итогом 2025 года стала полная перестройка экспортной логистики. Если в 2021 году около 40 % нефти шло на традиционные рынки, то по итогам 2025 года более 90 % всего экспорта было направлено в «дружественные» страны, а на Китай и Индию пришлось около 80 % всех поставок. Платой за эту переориентацию стало резкое падение доходов. Из-за необходимости предлагать рекордные скидки и штормового ценового давления, нефтегазовые доходы России в 2025 году сократились примерно на 20 % по сравнению с 2024 годом.

• *Скидки на Urals.* В 2025 году средний дисконт российской нефти Urals к эталонной Brent вырос до $24 за баррель (против $15 в предыдущие два года). Для справки: себестоимость добычи нефти в России, по разным оценкам, составляет $16–42 за баррель.

• *Критический уровень цен.* В декабре цена Urals опускалась до $39,2 за баррель (минимум со времен пандемии), а в некоторых сделках с Индией стоимость падала до $22–25 за баррель, что сопоставимо с себестоимостью добычи.

• *Риски для бюджета.* Отклонение цены на Urals на каждые $10 от бюджетной цели ($59/барр.) обходится казне в 1,5–1,8 трлн рублей. Если текущие условия сохранятся, бюджет может недополучить около 3 трлн рублей в 2026 году.

Тенденции и ключевые проблемы

• *Изменение структуры продавцов*. Традиционные лидеры, «Роснефть» и «Лукойл», утрачивают доминирование. Их доля в экспорте упала с 51 % в 2023–2024 гг. до 19 % в декабре 2025 года. Их место заняли новые трейдеры (Redwood Global, Vistula Delta и др.), на которых пришлось уже 29 % экспорта.

• *Роль «теневого флота»*. Доставка нефти всё чаще осуществляется старыми танкерами (89 % старше 15 лет) под флагами стран с непрозрачной юрисдикцией (Камерун, Сьерра-Леоне, неустановленные флаги).

• *Снижение объёмов в Индии и конкуренция с Ираном.* В конце 2025 года Индия резко сократила закупки российской нефти (почти на треть в декабре), что вынудило поставщиков конкурировать с иранской нефтью за рынок Китая, предлагая рекордные скидки частным НПЗ.

Росия входит в топ-3 мировых экспортёров нефти. В 2025–2026 годах список претерпел кардинальные изменения: на первое место неожиданно вышли США, и по прогнозам экспертов, этот расклад сил в ближайшие годы останется устойчивым.

Тройка лидеров:

1) США: ~10,5 млн баррелей в сутки;

2) Россия: ~7,0 млн баррелей в сутки;

3) Саудовская Аравия: ~5,9 млн баррелей в сутки.

В 2026 году на рынок нефти сильно повлияли война США с Ираном (закрывшая поставки из Персидского залива) и продолжающиеся санкции против России.

Прогнозы указывают на то, что тройка лидеров сохранится, но текущее доминирование США выглядит прочным, а позиции России — уязвимыми. В 2025

году добыча США достигла рекордных 13,6 млн баррелей в сутки — это примерно на 40 % больше, чем у России и Саудовской Аравии вместе взятых. Агентство EIA прогнозирует дальнейший рост до 14,2 млн баррелей в сутки уже в 2027 году. Это дает США огромное преимущество. При сохранении текущих уровней добычи и без учета новых открытий, доказанных запасов США хватит на срок около 11-17 лет. Соединенные Штаты агрессивно и авантюрно наращивают производство благодаря эффективности сланцевых проектов, в первую очередь в Пермском бассейне. Однако сланцевая отрасль в США не работает в условиях «чистого рынка» и находится в сложной ситуации: низкий EROI 5:1 и растущая себестоимость делают её очень чувствительной к ценам. Отрасль поддерживается государственными субсидиями, что ставит под вопрос её долгосрочную рыночную устойчивость. И хотя некоторые игроки, например bp, за счёт эффективности сохраняют высокую рентабельность, общий тренд указывает на структурное ухудшение показателей.

Саудовская Аравия имеет самый большой потенциал для мгновенного наращивания добычи (2,13 млн баррелей в сутки), за ней следуют ОАЭ (0,64 млн). Это делает ОПЕК+ главной силой, способной в любой момент резко изменить баланс на рынке. В отличие от США при сохранении текущего уровня добычи, доказанных запасов Саудовской Аравии хватит на ~68 лет, а в ОАЭ на ~97 лет. К тому же месторождения Ближнего Востока находятся на небольшой глубине, в крупных пластах, что требует минимальных затрат на добычу. Для примера, в 2014 г. один буровой станок в Саудовской Аравии добывал в 27 раз больше нефти, чем в США(!), что свидетельствует о колоссальной разнице в эффективности (EROI) между легкодоступной ближневосточной нефтью и дорогой сланцевой нефтью США.

Потенциал роста экспорта России оценивается всего в 190 тыс. баррелей в сутки, что ставит ее в позицию аутсайдера в тройке. Российский экспорт поддерживается за счет «теневого флота» старых танкеров и переориентации на Индию и Китай, что делает его уязвимым для санкций и создания логистических проблем. По оценкам главы Роснедр, из 19,2 млрд тонн доказанных запасов рентабельными в России являются лишь 13–13,4 млрд тонн. При добыче около 512 млн тонн в год, этого объема хватит примерно на 25–26 лет. Почти все открытые залежи уже вовлечены в разработку, а доля трудноизвлекаемых запасов достигает 75 % и продолжает расти.

2.4. **Экспорт природного газа из России**

Доля экспорта газа традиционно ниже, потому что огромный объём потребляется внутри страны (энергетика, промышленность, ЖКХ). В разные годы на экспорт уходит примерно 20–25 % от добычи. Общий объем добычи в 2025 году составил около 663–609 млрд куб. м, что на 3 % ниже уровня 2024 года. **Доля России в мировом производстве газа оценивается в 14,5 %**. В 2025 году российский газовый экспорт пережил глубокую структурную перестройку, вызванную санкциями и потерей европейского рынка. Экспорт трубопроводного газа в Европу в 2025 году из-за остановки транзита через Украину сократился на 44 %, достигнув самого низкого уровня с 1970-х годов. Потерю европейского рынка Россия пытается заместить поставками в Китай (рост на 25 % по «Силе Сибири») [26]. Доля поставок в дружественные страны достигла 70 %, но это не решает фундаментальную проблему истощения дешевых ресурсов и роста себестоимости добычи.

Таблица 17. **Структура экспорта природного газа**

Показатель	2025 год	Динамика / Примечание
Трубопроводный газ (экспорт)	~103,5 млрд куб. м	-50 % за 20 лет; утрата лидерства в пользу Норвегии [27].
Сжиженный природный газ (СПГ)	~42,6 млрд куб. м (32 млн тонн)	Снижение на 7 % из-за санкций и ремонтов.
Доля в мировом экспорте СПГ	~7,4 %	4-е место в мире после США, Австралии и Катара.

Россия нарастила производство и экспорт **сжиженного природного газа (СПГ)**, заняв 4-е место в мире с долей рынка в 7 %. Экспорт российского СПГ в 2025 году в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) впервые опередил Европу, и отдельные европейские страны и составил 52 % всего российского СПГ [28]. Ключевым покупателем стал Китай, куда за год было поставлено 9,799 млн тонн. Это на 18,3 % больше, чем в 2024 году, и в 51 раз превышает объем поставок десятилетней давности. В 2025 году объем поставок в Китай по газопроводу «Сила Сибири» (38 млрд куб. м) впервые превысил объем поставок в Европу. Также отмечаются поставки в Японию (5,271 млн тонн за 2025 год, рост на 2,6 %) и в другие страны, включая Индию, Таиланд и Филиппины [37].

Европейское направление постепенно теряет свою долю, так как Евросоюз намерен сокращать закупки российского газа. Тем не менее, в 2025 году Россия осталась вторым по величине поставщиком СПГ в Европу после США, направив туда 44 % своего экспорта. Основными покупателями были Бельгия, Франция и Испания, на которые пришлось более 85 % всего объема российского СПГ, поставленного в ЕС.

В целом, общий экспорт российского СПГ в 2025 году сократился примерно на 7 % по сравнению с предыдущим годом, что связано с санкциями против некоторых заводов и увеличением объемов технического обслуживания.

Ключевые проблемы и тенденции

1. *Крах трубопроводного рынка в Европе и переориентация на Азию*. Главная причина падения — резкое сокращение поставок в Европу. Если в 2021 году в Европу шло около 175 млн тонн нефтяного эквивалента, то к 2025 году поставки по трубе в Европу упали до исторического минимума. В ответ Россия активно переориентирует экспорт на азиатские рынки, в первую очередь в Китай. За десять лет поставки СПГ в КНР выросли в 51 раз. Однако это создает сильную зависимость от переговорной позиции Китая, особенно в контексте затянувшихся переговоров по новому газопроводу «Сила Сибири – 2».

2. *Санкционное давление и падение доходов*. Прямые санкции против российских СПГ-заводов (например, «Газпром СПГ Портовая» и «Криогаз-Высоцк») привели к сокращению общего экспорта СПГ на 7 %. Переориентация на Азию обходится дороже из-за удорожания логистики. Это, а также падение объёмов продаж и необходимость давать скидки, наносит удар по доходам бюджета.

3. *Рост гибкости мирового рынка газа*. Несмотря на потерю значительных объемов российского трубопроводного газа и блокаду Ормузского пролива, мировой рынок газа, по оценкам Международного газового союза, стал более устойчивым. Это произошло благодаря сочетанию нескольких факторов, главным из которых стало

беспрецедентное расширение глобальной инфраструктуры СПГ и фундаментальная трансформация самого механизма ценообразования и торговли, позволившая гибко перенаправлять потоки.

Ключевым фактором устойчивости стал рост в 2025 году мирового рынка сжиженного природного газа (СПГ). достигший исторического максимума в 436,98 млн тонн, увеличившись на 6,3 % (самые быстрые темпы роста с 2022 года). Это стало возможным благодаря значительным инвестициям в инфраструктуру и изменению структуры контрактов. Безусловным лидером по наращиванию экспортных мощностей выступили США, добавившие в 2025 году 23,4 млн тонн к мировым объемам торговли, замещающие российский газ, особенно в Европе. Общий объём поставок из США составил от 110,7 до 112,4 млн тонн. Вторым по значимости экспортером остается Катар, чьи поставки в 2025 году достигли 81,51 млн тонн. Для сравнения в 2025 году совокупный экспорт природного газа из России (трубопроводный газ и СПГ вместе) составил по разным оценкам от 146 до 155 млн тонн в нефтяном эквиваленте.

Европа, сократившая трубопроводные поставки из России, резко нарастила закупки СПГ. Только в 2025 году европейский импорт вырос на 26,1 млн тонн, достигнув 126,2 млн тонн. Поиск альтернативы российскому газу проявился в наращивании закупок из США и других стран, а также в развитии собственных проектов, как, например, создании ЛПГ-хаба в Марокко стоимостью 1 млрд долларов для укрепления безопасности поставок из Северной Африки. Во-вторых, привёл к диверсификация торговых механизмов: доля контрактов без фиксированного пункта назначения (destination-free) к 2030 году может достигнуть половины всех объемов. Это позволяет гибко перенаправлять грузы туда, где цена выше или где возник дефицит. Кроме того, ценообразование все чаще привязано не к нефти, а к рыночным хабам, доля которых с 14 % в 2005 году выросла сегодня до 52 %, что делает рынок более прозрачным и менее зависимым от колебаний котировок. В результате система вошла в текущий кризис с гораздо более сильных позиций, чем во время шока 2021–2022 годов, что позволило сдержать скачок цен.

Стратегия США на мировом рынке газа

Наращивание экспорта американского газа в Европу — это не просто коммерческая сделка. Это сложная стратегия, где экономика переплетается с геополитикой, и она сопровождается серьёзными рисками. Скважины сланцевой добычи в США истощаются очень быстро (до 90 % дебита падает в первый год), что требует постоянного бурения новых, а это дорого и имеет высокую себестоимость.

Газовый кризис — это ловушка для Европы, заставивший её пойти на уступки для продвижения интересов США. Цели США — это комбинация факторов.

- *Экономическая выгода*. Европа стала крупнейшим рынком для американского СПГ (около 52–68 % экспорта). Законтрактованы многомиллиардные поставки на десятилетия вперед.
- *Геополитическое влияние*. Замещение российского газа — это также инструмент давления, ослабления позиций России и усиления зависимости Европы от США.
- *Торговые уступки*. Администрация Трампа прямо увязывает поставки газа с необходимостью покупать больше американского оружия.

- *Смягчение или отсрочка экологических требований по выбросам метана*. Американские производители, при поддержке администрации, утверждают, что эти требования технически невыполнимы и могут остановить поставки.
- *Тарифный рычаг*. Угрозы введения новых пошлин на европейские товары также используются для усиления давления в газовом вопросе.

Существуют значительные риски, которые ставят под сомнение долгосрочность этой стратегии. Некоторые эксперты называют модель сланцевого газа финансовой пирамидой: высокая себестоимость добычи часто не окупается, а компании выживают за счёт субсидий и налоговых льгот. Стремясь избавиться от зависимости от России, Европа рискует попасть в ещё более жёсткую зависимость от США. При этом американский газ дороже российского трубопроводного, что крайне невыгодно для европейской промышленности. До отказа российский трубопроводный газ в Европу стоил примерно в три раза дешевле американского СПГ. А в 1-м квартале 2025 года, средняя цена российского газа составляла ~$459 за 1000 м³, а американского СПГ, несмотря на его искусственное удешевление, — около $542.

Стратегия США, которую критики называют «следующим финансовым пузырём» — это попытка укрепления собственного доминирования в условиях структурной перестройки рынка. США рассчитывают, что у Европы просто нет альтернатив в краткосрочной перспективе, и это позволит им навязать свои условия. Это создаёт новую уязвимость для Европы и ставит под вопрос устойчивость американской экономики.

Согласно докладу Международного энергетического агентства (МЭА) «World Energy Outlook 2025» историческая доля по экспорту газа ~25 % (в 2021 г.) может упасть к 2035 г. до 10 %. Столь значительное падение объясняется потерей европейского рынка. Европейский союз намерен полностью отказаться от импорта российского трубопроводного газа и СПГ с 1 января 2028 года. Во-вторых, ограниченным потенциалом роста в Азии: газопровод «Сила Сибири-1» уже работает на полную мощность, а проект «Сила Сибири-2» остается под вопросом. В-третьих, на мировом рынке ожидается значительный рост экспортных мощностей у основных конкурентов, таких как США и Катар.

Внутреннее потребление газа в России составляет около 11,5 % от мирового, что делает ее вторым по величине потребителем газа в мире.

2.5. **Экспорт угля из России**

Доля экспорта угля высокая: в последние годы на внешние рынки направлялось порядка **50–60 %** от добытого. Экспорт угля в 2025 г. увеличился до ~8,7 млрд тонн, его доля на рынке Китая выросла до 18 %, Индии до 11 %, Турции — до 73 %. Доля внутреннего потребления угля в России составляет около 2,1 % мирового.

2.5.1. **Системный кризис угольной отрасли России**

Экспорт угля из России в 2025 году, несмотря на первые признаки восстановления, оказался в эпицентре острейшего системного кризиса. Отрасль столкнулась с рекордными убытками, ценами ниже себестоимости и жесточайшей конкуренцией на фоне переориентации потоков с запада на восток.

Ключевыми факторами, делающими добычу угля столь убыточной, являются падение на 27 % мировых цен на уголь и конкуренция. Главная тенденция — это сокращение поставок в Китай (до 93,1 млн тонн), который остаётся крупнейшим покупателем, но активно снижает зависимость от импорта, наращивая собственную добычу. Поставки российского угля в Китай в 2025 году сократились на 8,6 %. Стоимость транспортировки угля на экспорт стала превышать его продажную цену. В 2025 году экспорт энергетического угля из России стал убыточным по всем направлениям, а нетбэк (выручка минус логистические затраты) был отрицательным. Эта проблема особенно остро стоит для Кузбасса, который находится далеко от морских портов.

В ответ Россия активно ищет новые рынки, и в 2025 году наблюдался существенный рост в других направлениях:

- Южная Корея: +40 %, до ~21,4 млн тонн [30].
- Турция: +22 %, до ~17,9 млн тонн (частично как трейдер для реэкспорта).
- Вьетнам: +30 %, до 7 млн тонн.
- Индия: скромный рост на +2 %, до 25,2 млн тонн, на фоне жёсткой конкуренции с Австралией и Индонезией.

Таблица 18. **Ключевые показатели экспорта угля из России в 2025 году**

Показатель	Значение	Динамика / Примечание
Экспорт угля (всего)	203 млн тонн	+4 % к 2024 году (первый рост за 4 года) [29]
Энергетический уголь	164,2 млн тонн	+8 % (основной драйвер роста)
Коксующийся уголь	38,4 млн тонн	-11 % (падение маржинального экспорта)
Доля в мировом потреблении	~2,3 %	—
Доля в мировой добыче	~4,7 %	6-е место в мире
Сальдированный убыток отрасли	~400–420 млрд руб.	В 3–4 раза выше уровня 2024 года
Рентабельность продаж	-13 %	Себестоимость превысила выручку
Убыточные предприятия	>69 %	В 2024 году было ~39 %

Три ключевых фактора системного кризиса угольной отрасли России

1. *Ценовой коллапс*. Мировые цены на уголь упали на 27 % по оценке Всемирного банка, опустившись ниже психологической отметки $100 за тонну — уровня, который для российских производителей стал границей рентабельности.

2. *Захват логистики стоимостью*. Доля логистики (жд тариф, перевалка, фрахт) в экспортной цене достигла 70 %. Экспорт энергетического угля стал убыточным по всем основным маршрутам:

- Порт Восточный (ДВ): нетбэк -434 руб./тонну;
- Порт Тамань (Чёрное море): -1 304 руб./тонну;
- Порт Усть-Луга (Балтика): -1 360 руб./тонну.

Цены на перевалку упали более чем на 40 %, что отражает колоссальный профицит мощностей (196 млн тонн в год) и борьбу терминалов за выживание.

3. *Жесточайшая конкуренция*. Основной рынок, Китай, наращивает собственную добычу, а альтернативные поставщики (Индонезия, Австралия, Монголия) активно

теснят российских экспортёров, предлагая более выгодные условия и конкурируя за оставшуюся долю рынка.

Кузбасс, сердце российской угледобычи, стал главным эпицентром кризиса. На регион пришлось 53,8 % всех убытков отрасли, добыча упала на 4 %, а многие предприятия остановили работу. В то же время доля Восточной Сибири и Дальнего Востока продолжает расти, достигнув 51 % добычи благодаря лучшей логистике и развитию новых месторождений, таких как Кабактинское в Якутии [31].

Российский угольный экспорт в 2025 году — это классический пример «кризисного роста». **Экспортные объёмы выросли, но этот рост оплачен рекордными убытками, превысившими 400 млрд рублей. Предприятия вынуждены продавать уголь ниже себестоимости, чтобы не останавливать добычу и сохранять рабочие места.** Экспорт кузбасского угля в убыток объясняется жесткой необходимостью: остановить добычу в регионе часто дороже, чем продолжать возить уголь за границу с отрицательной рентабельностью.

Причины убыточных поставок:

• *Консервация шахт обходится дороже, чем работа в убыток*. Остановка добычи — это не просто прекращение работы, а сложный и затратный технологический процесс, который может сделать возобновление добычи в будущем крайне дорогим или невозможным.

• *Необходимость обслуживать долгосрочные контракты*. Многие предприятия связаны обязательствами по поставкам, и их разрыв может повлечь за собой еще более серьезные финансовые потери в виде судебных исков и штрафов.

• *Поддержание занятости и социальной стабильности*. В Кузбассе в угольной отрасли занято более 110 тыс. человек, а сами предприятия являются градообразующими для многих городов региона. Остановка добычи вызвала бы массовую безработицу и социальный коллапс.

• *Падение спроса внутри России.* Экспорт остаётся единственным каналом хоть для какого-то сбыта. Глава РЖД Олег Белозеров прямо отметил, что в 2025 году наблюдалось снижение потребления угля внутри страны:

- *аномально тёплая зима 2025 года* привела к снижению потребления угля для отопления и на электростанциях;
- *слабый спрос со стороны металлургов и сокращение объёмов обогащения угля* также уменьшили внутреннее потребление.

В итоге, внутренний рынок не может предложить угольщикам доходность, способную компенсировать убытки от экспорта, а в некоторых случаях и сам переживает спад спроса.

Кузбасс оказался в ловушке: выживание его экономики и социальной сферы зависит от поддержания добычи, которая, в свою очередь, невозможна без сбыта. Поскольку внутренний рынок не может поглотить необходимые объемы, уголь вынужденно отправляется на экспорт, даже если каждая тонна приносит убытки. Это поддерживает инфраструктуру и рабочие места, но «проедает» накопленный запас прочности компаний. В сложившихся условиях это рассматривается как меньшее зло по сравнению с тотальной остановкой отрасли и социальным коллапсом в регионе.

Угольная энергетика в России не растет, а спрос на уголь для ТЭС остается на стабильном, но низком уровне. Большинство производителей (80 % объёмов угля) работают на внутреннем рынке по долгосрочным контрактам с заранее оговоренными

ценами. Основным конкурентом угля на внутреннем рынке является природный газ. Как только цена на уголь становится слишком высокой, промышленность и энергетика переключаются на газ, который, несмотря на рост затрат на добычу, остается в России все ещё более экономичным и экологичным вариантом для многих потребителей. Цены на уголь для жилищно-коммунального хозяйства также являются социально значимыми и часто регулируются, чтобы не допустить резкого скачка цен, даже если себестоимость угля растет. Это особенно актуально в условиях прогнозируемого дефицита и холодных зим, когда цена могла бы вырасти, но регулирование сдерживает этот рост. Снижение спроса металлургов на уголь в условиях военной экономики — это парадокс, который объясняется столкновением двух факторов: структурного кризиса в самой металлургии и неспособности военных заказов компенсировать обвал на внутреннем и внешнем рынках. Проще говоря, государство не может «съесть» столько металла, сколько перестали закупать на фоне высокой ключевой ставки, глобального перепроизводства и санкционных ограничений. Спрос на уголь у металлургов упал не потому, что они не хотят производить сталь, а потому, что производить её в больших объёмах стало невыгодно и рискованно. Внутренний рынок стали в России сократился примерно на 14 % из-за высокой ключевой ставки, которая сделала кредиты недоступными для строительной отрасли — ключевого потребителя металла. Например, ММК (Магнитогорский металлургический комбинат) по итогам 2025 года впервые с 2014 года получил чистый убыток (14,85 млрд рублей).

Глобальный переизбыток стали и конкуренция в мире

Кризис не ограничивается Россией. Ситуация усугубляется падением мировых цен на сталь и уголь.

• *Обвал цен*. Мировые цены на энергетический уголь достигли многолетних минимумов (около $93 за тонну, что на 78 % ниже пика 2022 года). Цены на коксующийся уголь в Китае и Индии также низкие, что делает экспорт из России убыточным.

• *Спад мирового производства стали*. В мае 2025 года мировое производство стали упало на 3,8 % по сравнению с прошлым годом, в первую очередь из-за спада в Китае (-6,9 %) и России (-6,9 %).

• *Санкции и логистика*. Антироссийские санкции и ответные меры сильно ударили по экспорту. Россия потеряла часть европейского рынка, а поставки в Китай столкнулись с санкционным давлением и снижением импорта на 25 % в первой половине 2025 года. Логистические расходы (железнодорожные тарифы и перевалка в портах) выросли настолько, что занимают до 90 % в цене экспортного угля, делая его убыточным практически по всем направлениям.

Хотя военные заказы поддерживают часть металлургических мощностей, этот спрос оказался недостаточно большим, чтобы компенсировать потери на гражданском рынке и экспорте. Общий спад деловой активности и высокие ставки «съедают» объёмы, превышающие военные потребности. В итоге металлурги вынуждены снижать производство и закрывать убыточные угольные шахты, так как спрос на их конечную продукцию — сталь — упал. Военный заказ поддерживает отрасль на плаву, но не может перекрыть масштаб системного кризиса.

2.5.2. **Причины системного кризиса экономики России**

Причины системного кризиса носят фундаментальный и взаимосвязанный характер. В основе стагнации или даже рецессии экономики лежат: схлопывание экономической модели, истощение эффекта военных расходов, налогово-бюджетный кризис и дефицит, инвестиционный и промышленный коллапс, кредитный кризис и угроза дефолтов, кризис на рынке труда и доходов, структурные дисбалансы и санкционная изоляция, монетарная политика как «ножницы» экономики.

• *Слом прежней модели*. В 2023–2024 годах ВВП России рос высокими темпами, двигателем роста стал оборонно-промышленный комплекс, но его эффект иссяк. В первом квартале 2026 года зафиксировано падение на 0,3 %. Огромные государственные вливания в ВПК привели к перегреву одних отраслей и деградации гражданского сектора. Производственный рост сохраняется только в зонах концентрации ВПК, тогда как в 41 регионе зафиксирован промышленный спад. Однако к концу 2025 года даже в некоторых оборонных отраслях начался спад.

• *Дефицит бюджета* стал следствием переоценки возможностей экономики и недооценки эффекта высокой ключевой ставки. Налог на прибыль собирался хуже ожиданий, а нефтегазовые доходы недобрали порядка 2 трлн рублей. Дефицит за январь 2026 года составил 1,7 трлн рублей, что почти половина планового годового дефицита. Это происходит на фоне резкого падения нефтегазовых доходов — в январе 2026 года их поступления стали самыми низкими за пять лет.

• *Произошел обвал капиталовложений*. В половине регионов сократились инвестиции, а в угольном Кузбассе показатель упал почти вдвое. Инвестиции в основной капитал упали на 14,3 % в первом квартале 2026 года. Объем инвестиций снизился впервые с 2022 года. Бизнес заморозил проекты, а 62 % гражданских предприятий зафиксировали падение прибыли.

Значительный спад наблюдается в обрабатывающей промышленности. В регионах Европейского севера и Северо-Запада производство обвалилось на 20–26 % из-за потери рынков. 21 из 28 приоритетных секторов завершили год со спадом.

• *Кредитный кризис и угроза дефолтов.* Банковский сектор столкнулся с высоким кредитным риском в корпоративном секторе. Доля проблемных кредитов в малом и среднем бизнесе достигла 19–24 %, а в корпоративном сегменте — 11 %+. Союз промышленников и предпринимателей предупреждает о системном ухудшении финансового состояния крупного бизнеса. Зафиксирован рост неплатежей по долговым обязательствам: 51 случай за январь 2026 года, а сумма просроченных платежей удвоилась до $44 млн.

• *Кризис на рынке труда и доходов.* Скрытая безработица маскирует кризис. В конце 2025 года простои на заводах выросли на треть, неполная занятость увеличилась почти вдвое. Более 3,7 млн работников отправлены в отпуска без сохранения зарплаты. При этом рекордно низкая безработица (2,2 %) и рост зарплат во многом объясняются перекосом: доходы растут в ВПК и оборонных отраслях, тогда как гражданский сектор деградирует. Рост доходов населения обеспечивался не зарплатами, а высокими процентами по депозитам.

• *Структурные дисбалансы и санкционная изоляция*. Экономика сталкивается с хроническими проблемами: дефицит кадров при низкой безработице, проблемы с цепочками поставок, технологическое отставание. Санкционное давление перешло в хроническую фазу — оно не вызывает коллапс, но системно блокирует развитие.

Ограничение трансграничных платежей и отключение банков от SWIFT повысило издержки на 30–40 % и ударило по импорту и экспорту.

• *Монетарная политика как «ножницы» экономики*. Рекордно высокая ключевая ставка (пик — 21 % в 2024 году) стала инструментом борьбы с инфляцией, но одновременно разрушила реальный сектор. К июлю 2026 года она снижена до 14 %, но остается экстремально высокой. Высокая ставка «зажимает» кредитование, ограничивает инвестиции и толкает бизнес к дефолтам. Как отметил экс-замминистра финансов Олег Вьюгин, власти столкнулись с дилеммой: либо сокращать расходы бюджета на 4 трлн рублей (политически невозможно), либо продолжать усиление налоговой нагрузки.

Российская экономика попала в классическую ловушку, где борьба с инфляцией (высокая ставка) убивает экономический рост, а попытки сохранить рост (бюджетные вливания) разгоняют инфляцию. Взаимосвязь указанных факторов создала «снежный ком» и после двух лет «адаптации» экономика перешла в фазу «проедания будущего».

Жёсткая денежно-кредитная политика Центрального банка России

Рассмотрение этого важнейшего вопроса не является предметом исследования: отметим основные моменты. ЦБ РФ утверждает, что сохраняет жесткую денежно-кредитную политику (высокую ключевую ставку) как вынужденную и временную меру для борьбы с высокой инфляцией и обеспечения ценовой стабильности, то есть снижения инфляции до целевого уровня около 4 % в год. Начиная с 1993 года, ключевая ставка (до 2013 г. ставка рефинансирования) никогда не опускалась ниже своего исторического минимума 4,25 % в 2021 году. Удорожение кредитов направлено на снижение покупательной способности и инвестиционной активности для охлаждения спроса и сдерживания роста цен. Но одновременно это приводит к сдерживанию деловой активности и экономического спаду. Нейтральной, т.е. не стимулирующей и не сдерживающей экономику, считается ставка ~2–3 %.

Ключевыми факторами, поддерживающими сохранение жесткой политики в настоящее время является исторически низкая безработица (~2,3 %) и дефицит кадров. Низкая безработица толкает зарплаты вверх быстрее, чем растет производительность труда. По оценкам Центробанка, если бы не было повышения ключевой ставки, инфляция в 2025 году могла бы достичь 25–30 %, что привело бы к катастрофическим последствиям для экономики, бюджетов и доходов граждан. Высокая и нестабильная инфляция могла разрушить долгосрочные стимулы для инвестиций и роста. Вовремя принятые меры позволили удержать рост цен по итогам года на уровне 5,6 %. С началом устойчивого замедления инфляции до целевых значений (4–5 % в 2026 году) Центробанк продолжит постепенно смягчать свою политику, возвращая экономику к сбалансированному росту.

Сравнение ключевых ставок в России и развитых странах показывает, что между ними сохраняется огромный разрыв, и в обозримом будущем его сокращение не ожидается. Разница между ключевой ставкой в России и ставками в развитых странах составляет колоссальные 10–14 процентных пунктов!

Свой исторический максимум ключевая ставка в 21 % в России достигла летом 2025 года. К июлю 2026 года она была снижена до 14 %. При этом в 2025–2026 гг. федеральный фонд США (аналог ключевой ставки) находился в диапазоне 3,50–3,75 %, базовая ставка Великобритании составляла 3,75 %, основная ставка Европейского центробанка была на уровне 2,5 % или 2,00 %, Швеции: 1,75 %, Дании:

1,6 %, Японии: 0,75 %, Швейцарии: 0 %. В то время как Центробанк России систематически проводит жёсткую монетарную политику, развитые страны в 2024–2025 годах, наоборот, в основном снижали ставки после периода их повышения и стабилизировали их на близких к «нейтральным» уровнях — в районе 3,25–3,5 % в США и около 2 % в Еврозоне.

Сдерживание инфляции высокой ключевой ставкой в условиях России, когда в результате низкого платёжеспособного уровня спрос значительно превышает предложение, означает борьбу со следствием инфляции (избыточным спросом), но не воздействует на её первопричину (дефицит предложения). В нынешних российских условиях это консервирует, а не решает проблему. По данным Института экономики роста им. Столыпина, примерно 45–50 % случаев роста цен в российской промышленности вызваны не высоким спросом, а увеличением издержек (удорожание сырья, логистики, труда). Повышение ставки только усугубляет эти проблемы, так как делает кредиты для производителей ещё дороже. Высокая ставка борется со спросом, но не создает товары, а именно их дефицит (разрыв между спросом и предложением) и есть основа инфляции. Дорогие кредиты препятствуют модернизации, расширению производства и предложения товаров и услуг, которое так необходимо для снижения цен. Главная проблема российской промышленности — это **инфляция предложения (издержек), а не спроса, когда цены растут, а производство падает**. Высокая ставка в таких условиях вредна, так как ухудшает и без того сложное положение производителей.

Применение высокой ключевой ставки в условиях, когда инфляция в основном носит немонетарный характер (издержки, санкции, структурные дисбалансы), подавляет и без того слабое предложение. Подобно лечению высокой температуры с помощью погружения в ледяную воду. Температура упадет, но ценой шока и риска превращения в труп. Для выхода из ифляции необходимы адресные меры по увеличению предложения: запуск инвестпроектов, импортозамещение, снятие логистических и технологических ограничений.

По мнению многих экспертов, текущая инфляция в России вызвана ростом себестоимости товаров из-за удорожания сырья, логистики в результате высоких кредитных ставок. Критики (например, лидер «Справедливой России» Сергей Миронов) утверждают, что бизнес вынужден закладывать свои растущие расходы на обслуживание кредитов в конечную цену товаров, что лишь подстегивает рост цен. «Кладбищенская» устаревшая концепция охлаждения экономики сильнее всего ударяет по реальному сектору, малому бизнесу и оборонной промышленности. Даже такие институты, как МВФ, подвергают концепцию таргетирования инфляции ревизии, поскольку в периоды кризисов она недостаточно эффективна и может вести к накоплению макрофинансовых дисбалансов.

2.6. **Экспорт обогащённого урана-235 из России**

Потребление в России (на АЭС): ~6 500–7 000 тонн.

Доля от мирового потребления: ~10 % (расчёт: 6800 / 65000 × 100 %).

Собственная добыча урана в России покрывает лишь около 40 % потребностей атомной отрасли. Оставшийся объём покрывается за счёт импорта и накопленных запасов.

Расчёты по урану и EROI являются оценочными, построены на допущении о линейной связи между долей в мощностях и генерацией и не учитывают региональную специфику использования топлива. Они призваны показать порядок величины, а не точные статистические данные.

Экспорт обогащенного урана-235 из России в 2025 году продолжает демонстрировать рекордные показатели и сохраняет доминирующее положение на ключевых мировых рынках, несмотря на усиление санкционного давления. Мощности по обогащению урана в России составляют около 44-46 % от мировых [14]. За вычетом внутренннего потребления, стратегических запасов и поставок для строящихся за рубежом реакторов (часто в рамках контрактов Россия не только поставляет уран, но и помогает строить станции) по разным оценкам, на Россию приходится примерно **30– 34 % мирового экспорта обогащённого урана**. Для российских АЭС используется лишь небольшая часть от общего объёма производства — примерно о 10–15 %. Остальные **85–90 % обогащённого урана-235 идут на экспорт**.

В 2024 году Россия обеспечивала около 20-25 % потребностей США в обогащённом уране для АЭС [17], а для Южной Кореи эта доля достигала почти 50 %. Для Китая российский уран критически важен — в 2025 году поставки в КНР выросли и составили почти 95 % его импорта в этой сфере [19]. Ключевая стратегия России — переориентация экспортных потоков в обход ограничений и использование своей уникальной технологической цепочки как главного козыря. Рекордные поставки в Китай делают этот рынок стратегически приоритетным. Россия не просто сохраняет, а укрепляет свою почти монопольную долю в китайском импорте. При этом вопреки ожиданиям, в 2025 году Евросоюз не только не сократил, но и увеличил закупки российского урана на 25 %.

Таблица 19. **Основные показатели и тенденции экспорта в 2025 году**

Показатель	Данные за 2025 год
Рекорд в Китай	Рост поставок на 40 %, достигнув исторического максимума в $1,19 млрд.
Доля в Китае	~95 % всего импорта обогащенного урана в КНР.
Поставки в ЕС	Рост на 25 % (за 11 месяцев 2025 г.), доля составила 7,5 % импорта.
Позиция в ЕС	5-й крупнейший поставщик урана в Евросоюз.

Экспорт сталкивается с системными рисками, главный из которых — санкционное давление. В США действует закон о запрете импорта российского урана (с исключениями до 2028 года). Глава «Росатома» прямо предупредил, что ухудшение отношений может в любой момент негативно сказаться на поставках, даже де-юре не попадающих под санкции. В ЕС в рамках новых санкционных пакетов обсуждается вопрос о запрете импорта российского урана. Однако Франция и Бельгия, активно выступают против, так как это нанесёт ущерб их собственной атомной энергетике. Это показывает, что реальный запрет в ЕС маловероятен в ближайшее время из-за технологической зависимости.

Ключевыми факторами доминирования являются полный технологический цикл собственной добычи, обогащения и производства, а также отсутствие жизнеспособных альтернатив. Западным странам потребуются годы и миллиарды

долларов инвестиций, чтобы создать новые мощности по обогащению, сравнимые с российскими.

Россия — ключевой и незаменимый поставщик обогащённого урана-235 из-за наличия у неё полного цикла урановой индустрии. Экспорт обогащённого урана в тоннах приблизительно в 2,5 раза больше собственной добычи. По заявлению «Росатома» и оценкам независимых зарубежных источников доля России в мировых производственных мощностях по обогащению урана, отражающая потенциал, который она может предложить на рынке, составляет ~40 %. Можно выявить следующие исходные экспертные данные.

- Мировая ядерная первичная энергия (2025 г.): 31,2 ЭДж.
- Мировая генерация на АЭС в 2025 году составила ~2 800 млрд кВт·ч.
- Доля России на мировом рынке обогащения урана, отражающая потенциал, который она может предложить на рынке, стабильно оценивается в ~40 %.
- Реальная доля России в мировом экспорте обогащённого урана-235 составляет ~34 % (включая и то, что идёт на экспорт, и то, что потребляется внутри страны).
- Доля внутреннего потребления обогащённого урана в России: 5-6 % (6 000 т).
- Генерация на АЭС России в 2025 году составила ~218,35 млрд кВт·ч.
- Доля российского урана на рынке США (по заявлению «Росатома») составляет ~25 % американского парка АЭС. По другим оценкам на региональном рынке США доля обогащённого урана-235 из России составляет — 26–29 %,
- Доля российского урана на рынке в ЕС — 30 %.
- Россия поставляет обогащённый уран-235 в Китай, Индию и другие страны.
- Коэффициент перевода первичной ядерной энергии в электроэнергию (для АЭС): ~38 % (КПД преобразования тепла в электричество). Для обратного пересчёта используется коэффициент ~2,63, так как 1 МВт·ч первичной ядерной энергии ≈ 2,63 МВт·ч выработанной электроэнергии.

Экспертные данные позволяют вычислить экспортную генерацию через долю России в мировом обогащении и мировую генерацию.

• Шаг 1. **Объём всей генерации от обогащённого в России урана-235**

Если Россия обеспечивает 40 % мирового обогащённого урана, то вклад России в мировую генерацию на АЭС можно оценить как 40 % от 2 800 млрд кВт·ч:

2 800 × 0,40 = **1 120 млрд кВт·ч**

Это общая мировая генерация, которая связана с ураном-235, обогащённым в России. Генерация внутри самой России составляет 218,35 млрд кВт·ч.

• Шаг 2. **Объём генерации за рубежом от российского урана**

Из объёма всей генерации от российского урана-235 часть приходится на генерацию внутри самой России (218,35 млрд кВт·ч). Остальное идёт на экспорт:

1 120 − 218,35 = **901,65 млрд кВт·ч**

Для пересчёта произведённой генерации на АЭС (в млрд кВт·ч) в затраченную первичную ядерную энергиию (в ЭДж) используется коэффициент ~0,00878.

Этот коэффициент получен следующим образом:

1. Перевод электроэнергии в эксаджоули: 1 млрд кВт·ч ≈ 0,0036 ЭДж.

2. Учёт среднего КПД генерации на АЭС (~41 %): полученное значение в ЭДж делится на КПД (0,41).

Таким образом, итоговый коэффициент равен:

0,0036 / 0,41 ≈ 0,00878 ЭДж / млрд кВт·ч.

Таблица 20. **Объём России в мировой первичной ядерной энергии (k = 0,00878 ЭДж / млрд кВт·ч)**

Компонент	Генерация (млрд кВт·ч)	Первичная энергия (ЭДж)
Экспорт (за рубежом)	901,65	901,65 × 0,00878 ≈ 7,92 ЭДж
Внутреннее потребление	218,35	218,35 × 0,00878 ≈ 1,92 ЭДж
Сумма (экспорт + внутреннее)	1 120,00	9,84 ЭДж

Генерация на АЭС за рубежом, где используется уран-235, обогащённый в России. По оценкам и данным о поставках: в 2025 году на таких станциях за границей выработано примерно **901,65 млрд кВт·ч**. На российском обогащённого топливе работает каждый шестой энергетический реактор в мире. Это АЭС в Венгрии (Пакш), Болгарии, Словакии, Индии, Китае и других странах.

Генерация на АЭС в России. По данным концерна «Росэнергоатом», в 2025 году российские атомные станции выработали **218,349 млрд кВт·ч**. Это на 1,3 % больше, чем в 2024 году. Внутреннее потребление (1,87 ЭДж) соответствует ~1366 млрд кВт·ч электроэнергии, произведённой на российских АЭС (это сопоставимо с реальной выработкой АЭС РФ, которая в 2025 году составила около 217,5 млрд кВт·ч, расхождение объясняется использованием усреднённого КПД).

Мировое потребление ядерной первичной энергии в 2025 г. равнялось 31,2 ЭДж.

Объём суммарной доли России (экспорт + внутреннее потребление) в 2025 году в мировой первичной ядерной энергии составил ~9,84 ЭДж. В процентах от мирового потребления ядерной первичной энергии она составила ≈ 31,5 % (9,84 ЭДж / 31,2 ЭДж ≈ 31,5 %). Полученное значение меньше 40 % (доля рынка обогащения), так как доля в генерации всегда немного ниже доли в мощностях по обогащению из-за различий в КПД реакторов, времени загрузки топлива и других факторов.

2.7. Роль России как нетто-экспортёра в мировом потреблении первичной энергии

По заявлению вице-премьера Александра Новака, Россия обеспечивает около 17 % традиционных энергоресурсов, поставляемых на мировой рынок. Эта доля включает поставки нефти и нефтепродуктов, трубопроводного газа, СПГ и угля.

Таблица 21. **Доля России в экспорте нефти, газа и угля в 2025 г.**

Показатель	Значение (2025 г.)
Доля России в мировых поставках нефти, газа и угля	~17 % (заявление А.В. Новака)
Доля топливно-энергетических товаров в экспорте России	~53,9 % (в 2024 г. было 61,6 %)
Доля нефти России, экспортируемой в «дружественные» страны	~90 %
Основные покупатели российской нефти	Китай и Индия (~80 %)
Доля газа России, экспортируемого в «дружественные» страны	~70 %

Место России в мире по производству СПГ	4-е место (доля рынка ~7 %)

Сводные данные по совокупной доле России в мировом энергопотреблении по всем видам первичной энергии (экспорт + внутреннее потребление) за 2025 г. представлены в таблице 15.

Таблица 22. **Российское общее предложение первичной энергии в 2025 г. (в % от мирового потребления)**

Вид энергоресурса	Мировое потребление	Экспорт	Внутреннее потребление	Экспорт + внутр. потребление
Нефть, нефтепр., природный газ, уголь	**517,5 Эдж**	**19,7 % (102,05 ЭДж или 16,7 млрд кбнэ)**	**6 % (31,19 ЭДж или 5,11 млрд кбнэ)**	**25,74 % (133,24 ЭДж или 21,81 млрд кбнэ)**
Нефть и нефтепродукты	4 800 млн т	4,96 % (238 млн тонн).	3,42 % (164 млн тонн)	8,38 % (402 млн тонн)
Природный газ (трубопр. и СПГ)	4 300 млрд куб. м	3,67 % (158 млрд куб. м.)	11,95 % (514 млрд куб. м)	15,62 % (672 млрд куб. м)
Уголь	8 850 млн т	2,29 % (203 млн тонн)	1,9 % (168 млн тонн)	4,19 % (371 млн тонн)
Гидроэнергия	**4 500 млрд кВт·ч**	**0,03 % (1,2 млрд кВт·ч)**	**4,5 % (201 млрд кВт·ч)**	**4,53 % (202,2 млрд кВт·ч)**
Все ВИЭ (без гидроэн.)	**14 333 млрд кВт·ч**	**0 %**	**0,1 % (13,8 млрд кВт·ч)**	**0,1 % (13,8 млрд кВт·ч)**
Ветряная энергия	2 722 млрд кВт·ч	0 %	0,38 % (10,3 млрд кВт·ч)	0,38 % (9 млрд кВт·ч)
Солнечная энергия	2 833 млрд кВт·ч	0 %	0,02 % (0,5 млрд кВт·ч)	0,02 % (0,5 млрд кВт·ч)
Энергия биомассы и остальные ВИЭ	4 306 млрд кВт·ч	0 %	0,1 % (4,3 млрд кВт·ч)	0,1 % (4,3 млрд кВт·ч)
Уран-235 (обогащённый)	**2 800 млрд кВт·ч**	**32,2 % (901,65 млрд кВт·ч)**	**7,8 % (218,35 млрд кВт·ч)**	**40 % (1120 млрд кВт·ч)**

Примечание:

• Конвертация "40 % → 40 % генерации" является не фактом, а допущением, что доля России в мощностях по обогащению урана-235 конвертируется в долю в мировой генерации. Значение в ~32 % — это среднее значение между альтернативной оценкой в 30–34 %.

• 17 % (по заявлению Новака) — это доля России в мировых поставках (экспорте) нефти, газа и угля вместе. 15,62 % — это доля России в мировом потреблении газа (экспорт + внутреннее потребление). Эти показатели имеют разный охват и не должны сравниваться напрямую.

Пересчитав экспорт и внутреннее потребление России в эксаджоулях (ЭДж) и сложив их, мы сможем выяснить долю России в производстве и генерации первичной энергии в мире. Коэффициенты для пересчёта в эксаджоули: нефть и нефтепродукты — 0,041868 ЭДж/млн т; газ — 0,0373 ЭДж/млрд м³; уголь — 0,0274 ЭДж/млн т; электроэнергия — 0,0036 ЭДж/млрд кВт·ч, уран-235 — 0,00878 ЭДж/млрд кВт·ч (при среднем КПД генерации в 41 %, 0,0036 / 0,41 ≈ 0,00878).

Таблица 23. **Совокупный объём первичной энергии, мобилизованный Россией в 2025 г. в ЭДж и в % от мирового потребления**

Вид энергоресурса	Экспорт (ЭДж)	Внутреннее потребление	Экспорт + внутреннее потребление
Нефть и нефтепродукты (первичная энергия)	238 млн т · 0,041868 = **9,965 Эдж (4,958 %)**	164 млн т · 0,041868 = **6,866 Эдж (3,416 %)**	**16,831 Эдж (8,374 %)**
Природный газ (первичная энергия)	158 млрд куб. м · 0,0373 = **5,893 Эдж (3,913 %)**	514 млрд куб. м · 0,0373 = **19,172 Эдж (12,73 %)**	**25,065 Эдж (16,643 %)**
Уголь (первичная энергия)	203 млн т · 0,0274 = **5,562 Эдж (3,353 %)**	168 млн т · 0,0274 = **4,603 Эдж (2,775 %)**	**10,165 Эдж (6,128 %)**
Гидроэнергия (генерация)	1,2 млрд кВт·ч · 0,0036 = **0,004 Эдж (0,025 %)**	201 млрд кВт·ч · 0,0036 = **0,724 Эдж (4,469 %)**	**0,728 ЭДж (4,494 %)**
ВИЭ без гидроэнергии (генерация)	**0**	13,8 млрд кВт·ч · 0,0036 = **0,050 ЭДж (0,141 %)**	**0,050 ЭДж (0,141 %)**
Обогащённый уран-235, с КПД ~41 % (генерация)	901,65 млрд кВт·ч / 0,00878 = **7,916 ЭДж (25,372 %)**	218,35 млрд кВт·ч / 0,00878 = **1,917 ЭДж (6,144 %)**	**9,833 ЭДж (31,516 %)**
Итого	**29,340 ЭДж (4,888 %)**	**33,332 ЭДж (5,553 %)**	**62,672 ЭДж (10,44 %)**

Примечания:

Разные типы величин в одной сумме. Для задачи выяснения общего энергетического следа России в мировом энергопотреблении в таблице сведены первичная энергия (нефть, газ, уголь) и конечная (электроэнергия ГЭС, ВИЭ, АЭС). Итоговая сумма 62,672 ЭДж смешивает первичную и конечную энергию — это не чистый TPES (Total Primary Energy Supply), а скорректированный показатель (primary energy equivalence).

Зарубежная генерация по АЭС в размере 901,65 млрд кВт·ч — это 32 % от мировой выработки АЭС (2 800 млрд кВт·ч), что соответствует доле России на рынке обогащения. Это оценка роли, а не энергии, произведённой Россией.

Для определения размера первичной энергии из обогащённого урана-235 в Эдж использовалась следующая последовательность действий:

1) размер выработанной на АЭС электроэнергии (в млрд кВт·ч) переводился в эксаджоули (1 млрд кВт·ч ≈ 0,0036 ЭДж);

2) размер выработанной на АЭС электроэнергии в эксаджоулях делился на средний КПД в 41 %, для получения размера затраченной первичной энергии.

Мировое потребление первичной энергии (общее энергоснабжение) в 2025 г. было равно ≈ 600,3 Эдж.
Российское общее предложение первичной энергии (Total Primary Energy Supply — TPES) на экспорт и внутреннее потребление в 2025 г. было равно ≈ 62,672 ЭДж

Доля России в 2025 г. в мировом потреблении первичной энергии составила ≈ 10,44 %.
Мировое потребление первичной энергии на основе невозобновляемых источников за 2025 г. было равно ≈ 548,7 ЭДж
(нефть 201,0 + газ 150,6 + уголь 165,9 + уран = 548,7 ЭДж).
Российское общее предложение первичной энергии на основе невозобновляемых источников в 2025 г. было равно ≈ 61,894 ЭДж
(нефть 16,831 + газ 25,065 + уголь 10,165 + ядерная энергия 9,833 = 61,894 ЭДж.).
Доля России в мировом потреблении первичной энергии на основе невозобновляемых источников в 2025 г. составила ≈ 11,28 %.
Совокупная доля (экспорт + внутреннее потребление) России в мировом потреблении первичной энергии на основе ископаемого топлива в 2025 г. составила ≈ 25,74 %.

По всем видам энергоресурсов Россия является нетто-экспортёром. Её доля в мировом экспорте обогащённого урана-235 (~32,2 %) в 4 с лишним раза превышает внутреннее потребление (~7,8 %). Это подчёркивает критическую зависимость мирового рынка ядерного топлива от российских поставок. Россия заметно выделяется на фоне мира по природному газу: почти 16 % от мирового потребления. При этом её внутреннее потребление (~11,95 %) значительно превышает экспортную долю (~3,67 %). Почти 26 % мирового потребления ископаемого топлива (нефть, газ, уголь) обеспечивается Россией. Это ставит ее в число держав, от которых критически зависит функционирование глобальной экономики, и объясняет, почему санкционное давление не может полностью изолировать российский энергетический сектор от мировых рынков.

2.8. **Что получили страны нэтто-экспортёры от продажи первичных энергоресурсов в 2025 году?**

Зададимся вопросом, какой была рентабельность производства, какую валовую прибыль (разница между выручкой от продажи и себестоимостью) принесла реализация энергоресурсов, которая напрямую зависит от объёма добычи, численности населения и показателя EROI.

2.8.1. **Крупнейшие страны-экспортёры первичных энергоресурсов в 2025 г.**

Помимо России можно выделить по масштабу следующие страны, крупные нетто-экспортёры первичных энергоресурсов.

• *Саудовская Аравия* — крупнейший в мире экспортёр сырой нефти (около 6 млн барр./день в 2024–2025 годах, экспорт на ~$210 млрд). Газ экспортирует в меньших объёмах, но наращивает добычу для внутреннего потребления.

• *США* — нефть, газ, уголь. №1 по экспорту СПГ (115,2 млрд м³). В 2024 году экспортировали рекордные 31 квадриллион БТЕ (около 30 % от всей произведённой первичной энергии). Крупный экспортёр нефтепродуктов и угля. При этом США остаются импортёром сырой нефти — они ввозят нефть, перерабатывают и экспортируют нефтепродукты.

• *Катар* — газ (СПГ). Один из лидеров мирового СПГ-рынка (около 107 млрд м³ в год). Нефть тоже экспортирует. К 2026 году вводит в строй новые мощности по производству СПГ.

• *Австралия* — Уголь, газ (СПГ). №1 по экспорту угля (особенно металлургического) и один из ведущих экспортёров СПГ (106,8 млрд м³).

• *Канада* — нефть, газ, уран. Крупный нетто-экспортёр нефти (3,6 млн барр./день, почти полностью в США), природного газа и урана. Один из ведущих добытчиков урана (около 15 % мировой добычи), но отправляет сырой уран на обогащение в другие страны, в том числе в США.

• *Норвегия* — газ, нефть. Главный поставщик газа в Европу после России (125,1 млрд м³, преимущественно по трубопроводам) и значимый экспортёр нефти (1,69 млн барр./день).

• *Иран* — значимые нефтяные экспортёры. Иран ограничен санкциями, но остаётся крупным производителем (~4,2 млн барр./день).

• *Ирак* — нефть. Топ-3 экспортёр сырой нефти (~3,4 млн барр./день).

• *ОАЭ* — нефть, газ. Растущий СПГ-экспортёр и крупный экспортёр нефти (~2,7 млн барр./день).

• *Казахстан* — нефть, уран. №1 по добыче и экспорту сырого урана (~40 % мировой добычи), но обогащение не производит. Крупный экспортёр нефти (1,4 млн барр./день, в основном через Каспийский трубопровод).

• *Алжир* — газ, нефть. Ключевой поставщик газа в Южную Европу (трубопровод + СПГ) и нефти.

• *Индонезия* — уголь, СПГ. Крупнейший экспортёр угля (особенно энергетического) после Австралии.

• *Бразилия* — нефть. Растущий экспортёр нефти на шельфе. При этом — крупный экспортёр урана (в виде сырого концентрата).

• *Туркменистан* — обладает одними из крупнейших запасов природного газа в мире, экспортирует преимущественно в Китай и Россию.

• *Малайзия* — СПГ и нефть. Крупный экспортёр.

Отдельно стоит отметить урановый сегмент: из крупных нетто-экспортёров именно обогащённый уран поставляют только Россия и, в меньшей степени, Франция и Нидерланды. Казахстан, Канада, Намибия, Нигер и Австралия добывают сырой уран, но отправляют его на обогащение в другие страны.

2.8.2. **EROI в странах экспортёрах первичных энергоресурсов в 2025 г.**

EROI (Energy Return on Investment) — это отношение полученной энергии к затраченной на её добычу. EROI = 30:1 означает, что на каждый баррель эквивалентной энергии, потраченной на добычу, получаем 30 баррелей.

Между EROI и ВДС — прямая связь: ВДС = Выпуск − Промежуточное потребление. Низкий EROI означает, что больше энергии и ресурсов уходит на саму добычу — то есть растёт промежуточное потребление и при той же выручке ВДС сокращается. Высокий EROI — наоборот: минимум затрат, максимум добавленной стоимости.

Можно указать лишь некоторые оценки по конкретным значениям EROI для добычи нефти, газа и угля. В целом в мире к 2025 году глобальный показатель EROI

для ископаемого топлива упал до ~11:1, что значительно ниже исторического пика в 100:1 [7].

Таблица 24. **Оценки EROI по типам невозобновляемых энергоресурсов (2025)**

Ресурс	EROI
Обычная нефть (Ближний Восток)	~20–40:1
Норвежская морская нефть	~20–30:1 (падает с 60:1 в 1996)
Обычная нефть (США, истощённые поля)	~10–14:1
Сланцевая нефть (США)	~5–10:1
Нефтяные пески (Канада)	~5–6:1
Уголь	~30–80:1
Природный газ (традиционный)	~20–30:1
СПГ (сжижение + транспортировка)	~10–15:1
Ядерная энергия (центрифужное обогащение)	~50–75:1
Глобальный средний (все ископаемые)	~11–16:1 (падает на 0,26–0,30/год)

Страны с высоким EROI

Саудовская Аравия, Катар, ОАЭ, Ирак, Иран — страны с высоким EROI (обычная нефть и газ с EROI 20–40:1), в которых ВДС значительно превышает затраты. Себестоимость добычи саудовской нефти — $3–5 за баррель, катарского газа — около $1–2 за тыс. м³. Промежуточное потребление составляет лишь 3–5 % от выпуска, а остальное — чистая добавленная стоимость: на каждый доллар проданной нефти Саудовской Аравии в ВДС остаётся ~85–90 центов.

Туркменистан. Традиционный сухопутный газ с высоким EROI (~25–35:1). Низкие затраты на добычу → высокая доля ВДС.

Норвегия. Морская добыча на шельфе — EROI упал с 60:1 (1996) до 20–30:1. Платформы, трубопроводы, обслуживание — всё это съедает добавленную стоимость. Исторически высокий EROI позволил накопить огромный пенсионный фонд в размере $1,5 трлн.

Россия. Средневзвешенный EROI обычной нефти и газа в диапазоне 15–25:1, но месторождения стареют. Западная Сибирь — зрелый регион, где EROI падает. Новые проекты (Ямал, арктический шельф, Восточная Сибирь) требуют больших затрат. Обогащённый уран имеет очень высокий EROI (~75:1 благодаря центрифужной технологии), но его вклад в ВДС невелик (~260 млрд руб.).

Страны со средним EROI

Австралия. Уголь — высокий EROI (~30–50:1, открытая добыча), но СПГ — ниже (~10–15:1 из-за сжижения и дальних перевозок). Средневзвешенный EROI австралийского энергосектора — умеренный.

Казахстан. Каспийская нефть (Кашаган, Тенгиз) — сложные условия, сероводород, северный климат. EROI, вероятно, 10–15:1. Добыча урана (сырого) — очень высокий EROI, но Казахстан не обогащает.

Индонезия, Малайзия, Алжир. Смесь обычной нефти (падающий EROI на старых полях) и угля (Индонезия — высокий EROI). Средний EROI — умеренный, снижается из-за истощения старых месторождений.

Страны с низким EROI

Канада. Нефтяные пески — EROI всего 5–6:1. На каждые 6 баррелей добытой нефти 1 баррель эквивалентной энергии тратится на саму добычу (пар, электричество, газ для нагрева битума). Доля промежуточного потребления в выпуске — ~15–20 %. ВДС $89 млрд — это при значительно большей валовой выручке, чем у стран с сопоставимой добычей, но высоким EROI.

США. Сланцевая нефть и газ — EROI 5–10:1, лучшие месторождения уже выработаны, EROI падает. Морская добыча в Мексиканском заливе — тоже низкий EROI. Каждые 7–10 баррелей добытой нефти требуют 1 баррель энергии на добычу, фракинг, транспорт.

Бразилия. Пресолт (пресальтовые месторождения) на глубине 5–7 км под океаном — EROI, вероятно, 8–15:1. Экстремальные условия, дорогая инфраструктура.

Если принять, что доля промежуточного потребления в выпуске примерно равна 1/EROI, то получим следующие значения (табл. 27). В реальности российская нефтяная отрасль кроме затрат энергии на добычу (EROI) имеет огромные затраты на транспортировку, бурение и сервис, которые значительно выше, чем в Саудовской Аравии. Предложенная модель используется исключительно для иллюстрации масштаба влияния EROI, и она не заменяет официальную статистику ВДС по видам деятельности (ОКВЭД). Это «мысленный эксперимент», а не точный расчёт.

Таблица 25. **Количественная оценка влияния EROI на ВДС**

EROI	Доля затрат в выпуске	Доля ВДС в выпуске
40:1 (саудовская нефть)	~2,5 %	~97,5 %
30:1 (катарский газ)	~3,3 %	~96,7 %
20:1 (российский нефтегаз)	~5 %	~95 %
15:1 (норвежская морская нефть)	~6,7 %	~93,3 %
10:1 (сланцевая нефть США)	~10 %	~90 %
6:1 (канадские нефтяные пески)	~16,7 %	~83,3 %
5:1 (тяжёлая нефть, шельф)	~20 %	~80 %

Примечание: Это упрощённая модель, показывающая порядок величины, — в реальности промежуточное потребление включает не только энергию на добычу (EROI), но и материалы, услуги, амортизацию, транспорт, зарплаты подрядчиков, аренду, налоги, которые не входят в промежуточное потребление (ПП), а входят в ВДС или налоги на производство.

При переходе от EROI 40:1 (Саудовская Аравия) к EROI 6:1 (Канада) доля ВДС в выпуске падает примерно с 97 % до 83 % — разница в 14 процентных пунктов. На масштабе сотен миллиардов долларов это выражается в десятках миллиардов ВДС. Падение EROI ископаемого топлива идёт со скоростью ~0,26–0,30 пункта в год. Страны с истощаемыми месторождениями (США, Норвегия, Россия) теряют ВДС быстрее, чем страны с доступными ресурсами (Саудовская Аравия, Катар).

Исключение — уран. Центрифужное обогащение и замкнутый ядерный топливный цикл (как в России) дают EROI 50–75:1 — в разы выше современного нефтегаза. Но абсолютный масштаб уранового сегмента пока невелик.

Саудовская Аравия и Канада добывают сравнимое количество нефти (~10–11 млн барр./день и ~4,5 млн барр./день соответственно). Но саудовская ВДС на баррель значительно выше, потому что EROI 30:1 против канадских 6:1.

Норвежская морская нефть дороже в добыче (EROI ~20:1), но при меньшем населении даёт значительно более высокую ВДС на душу — отчасти за счёт исторически накопленного фонда, а не только текущего EROI.

EROI — это скрытый «налог» на ВДС энергодобычи, который растёт по мере истощения ресурсов и добычи более сложного топлива.

EROI первичных энергоресурсов в России в 2025 г.

В таблице 21 определены объёмы первичной энергии в ЭДж, которые были мобилизованы Россией в 2025 г.

Природный газ. Данных для российского газового сектора в 2025 году не найдено. EROI для традиционной добычи природного газа обычно считается высоким. В глобальных оценках при традиционной добыче он находится в диапазоне между 28:1 и 35:1. В 2025 году было отмечено снижение внутреннего потребления и добычи газа в России.

Уран-235. Оценки для ядерной энергетики зависят от используемых технологий и рассматриваемого полного жизненного цикла. Для современных атомных российских электростанций ВВЭР-1200 поколения III+, использующих передовые технологии, такие как центрифужное обогащение, EROI, по некоторым данным, оценивается между 75:1 и 100:1. Более полный анализ, учитывающий затраты на добычу урана, обогащение, строительство и вывод из эксплуатации, дает более низкую «чистую» оценку EROI, близкую к 12:1.

Гидроэнергия. Данных по России за 2025 год в результатах поиска нет. В глобальном масштабе EROI для гидроэнергии может достигать очень высоких значений, между 100:1 и 200:1 для крупных проектов, что делает ее одним из самых энергоэффективных источников.

Нефть. За 2025 год для России в результатах поиска нет конкретной цифры. EROI для нефти в России и США снижается.

Уголь. Нет конкретного значения EROI для добычи угля в стране.

2.8.3. **Вклад невозобновляемых энергоресурсов в ВВП России за 2025 год**

Для рассчёта вклада первичных невозобновляемых энергоресурсов используем валовую добавленную стоимость (ВДС) — выручка минус стоимость промежуточного потребления (сырьё, комплектующие, услуги подрядчиков). ВДС исключает двойной счёт и показывает, сколько реально добавлено на каждом этапе производства.

Согласно Росстату, ВВП России в 2025 году составил **214 261 млрд руб** [33, 34].

• ***ВДС добычи полезных ископаемых*** — 9,5 % ВВП = **~20 355 млрд руб**. (включает и экспорт, и внутреннее потребление: ВДС считается по всему производству внутри страны, независимо от того, куда идёт продукция).

• ***ВДС угля*** — точная цифра из отчёта Минэнерго по ПРУП: 433,7 млрд руб.

• ***ВДС нефти и газа (добыча)***. *И*з ВДС добычи полезных ископаемых вычтем ВДС угля (известна точно) и ВДС металлических руд и прочих ископаемых (оценка по обороту и типичному соотношению ВДС/оборот). ВДС нефтегаза — 16 400–17 500 млрд руб., среднее **~16 950.**

Таблица 26. **ВДС добычи нефти и газа**

Компонент	Оборот, млрд руб.	ВДС, млрд руб. (оценка)	Доля ВВП
Нефть + газ (добыча)	17 280	**~16 950**	~7,9 %
Уголь (добыча)	1 655	434	0,20 %
Руды металлов	2 492	~748–1 121	~0,4–0,5 %
Прочие ископаемые	4 286	~1 714–2 357	~0,8–1,1 %
Всего добыча	25 713	~20 355	9,5 %

• ***ВДС обогащение урана***. Росстат не выделяет обогащение урана отдельной строкой в ВВП. Оценка построена на данных отчётности «Росатома» и его структур:

Таблица 27. **Выручка от обогащения урана**

Источник	Выручка, млрд руб.
Внутренний рынок (российские АЭС, через АО «ТВЭЛ»)	~120–170
Экспорт (через «Тенекс» и др., из $7,37 млрд ЯТЦ-выручки Росатома)	~277–338
Всего обогащение	~400–508

ВДС обогащения (при соотношении ВДС/выручка 50–65 %, учитывая высокотехнологичность процесса): **~200–330 млрд руб., среднее ~260**.

Источники: выручка АО «ТВЭЛ» в 2025 году — 488,9 млрд руб. (РСБУ, весь топливный цикл); зарубежная выручка Росатома по ядерному топливному циклу —
$7,37 млрд; доля Росатома на мировом рынке обогащения — 36 %.

• ***ВДС добычи нефти, газа и обогащения урана***

Таблица 28. **ВДС добычи ископаемого топлива и обогащения урана**

Сектор	ВДС, млрд руб.	Доля ВВП
Нефть + газ (добыча)	~16 950	~7,9 %
Уголь (добыча)	434	0,20 %
Обогащение урана	~260	~0,12 %
Итого	**~17 650**	~8,2 %

Если сложить три компонента (16950 + 434 + 260 = 17644 млрд руб.) и разделить на 146 млн человек, получится ~120 850 руб. на человека в год, или ~10 070 руб. в месяц. Это и есть тот самый «условный вклад» этих секторов в ВВП в пересчёте на одного жителя. Это вклад в ВВП, а не прямой доход населения.

Условная средняя валовая добавленная стоимость (ВДС) от продажи первичных энергоресурсов без учёта гидроэнергетики на душу населения в России (146 млн) за 2025 г. составила ~ 121 000 руб. (~10 100 руб. в месяц).

Примечания:

В расчёт итогового ВДС ~17 650 (8,2 %) не были включены нефтепереработка, трубопроводный транспорт газа и нефти, торговля топливом и электроэнергетика. Это вклад в ВВП только добывающих и обогатительных производств, а не всего ТЭК

Уголь внёс минимальный вклад в 0,20 % ВВП — это в 40 раз меньше, чем нефтегаз. Угольная отрасль убыточна: сальдированный убыток в 2025 году — 408 млрд руб.. ВДС угля упала на 33 % к 2024 году. Угольная отрасль имеет выручку около 1,55 трлн руб., но её ВДС (вклад в ВВП) в 3,5 раза меньше из-за огромных промежуточных затрат (логистика, налоги, обслуживание).

Росстат не выделяет ВДС обогащения урана отдельно. Оценка в ~260 млрд руб. (0,12 % ВВП). основана на выручке «ТВЭЛ» и зарубежной ЯТЦ-выручке «Росатома» с поправкой на то, что обогащение — лишь часть топливного цикла (есть ещё добыча урана, конверсия, фабрикация топлива, производство центрифуг). ВДС высокотехнологичного производства обычно составляет 50–65 % от выручки, а выручка от обогащения урана — это лишь часть выручки «ТВЭЛ» (488,9 млрд руб. за 2025 год).

2.8.4. **ВДС на душу населения стран нетто-экспортёров**

Сравним вклад первичных энергоресурсов в ВВП России и в других крупных нетто-экпортёров (*табл. 25*). Для этого возьмём методологию — через долю добычи в ВВП, использованную для России. При этом так как в большинстве из них не обогащают уран, то не нужно будет делать сложных косвенных расчётов. Цифра показывает масштаб сырьевого сектора в пересчёте на человека (вклад в ВВП), а не реальные деньги, которые получает каждый житель. Представленные расчёты дают лишь ориентировочное представление о масштабе прибыли от энергоресурсов на душу населения, но не являются точным показателем дохода каждого жителя.

Средний валютный курс за 2025: ~83,4 руб./$.

Краткие выводы. Разрыв между первой и последней — в 99 раз. Катар (188 тыс. руб./мес.) и Индонезия (1,9 тыс. руб./мес.) — два полюса одного списка. Главный фактор — не абсолютный размер ВДС, а соотношение «ВДС / население».

Высокий уровень. ВДС (Катар, Норвегия, ОАЭ, Саудовская Аравия, Туркменистан) — 33–188 тыс. руб./мес. **Катар** — абсолютный лидер. 35 % ВВП от нефти и газа, всего 3,1 млн населения. Малое население, огромная доля энергодобычи в ВВП. ВДС на душу — почти 2,3 млн руб. в год. Это в 19 раз больше, чем в России. **Норвегия** — второе место. Нефтегазовый сектор (включая трубопроводный транспорт) даёт ~19 % ВВП, а населения всего 5,5 млн. Результат — 1,4 млн руб. на человека. У **ОАЭ** нефть — уже только ~21 % ВВП (остальное — торговля, финансы, туризм), но население небольшое. У **Саудовской Аравии** — 17 %, но населения в 3 раза больше, чем у ОАЭ. ВДС добычи нефти и газа на душу населения в Саудовской Аравии в 2025 году составила ~42–44 тыс. руб. в месяц. Это в 4 раза больше, чем аналогичный показатель для России (~10,1 тыс. руб. в месяц), что объясняется меньшим населением (в 4 раза меньше) и высокой долей нефтегаза в экономике. **Туркменистан**: номинальный ВВП в долларах оценён по данным МВФ ($77,4 млрд); Всемирный банк даёт $49,8 млрд — из-за разницы в методологии пересчёта. Если использовать оценку Всемирного банка, цифра на душу снизится до ~310 тыс. руб./год.

Таблица 29. **ВДС первичных энергоресурсов (нефть, газ, уголь + уран для РФ) в крупнейших странах-экспортёрах**

№	Страна	ВДС, $млрд	Население, млн	$/чел. в год	руб/чел. в год	руб/чел. в месяц
1	Катар	~84	3,1	~27 100	~2 260 000	188 000
2	Норвегия	~96	5,5	~17 300	~1 445 000	120 000
3	ОАЭ	~109	11,4	~9 500	~794 000	66 000
4	Саудовская Аравия	~217	34,6	~6 300	~523 000	43 500
5	Туркменистан	~39	6,7	~5 780	~482 000	40 200
6	Австралия	~129	27,5	~4 700	~390 000	33 000
7	Ирак	~140	46,4	~3 000	~252 000	21 000
8	Казахстан	~46	20,5	~2 260	~188 000	15 700
9	Канада	~89	40,5	~2 200	~184 000	15 000
10	Россия	~211	146	~1 450	~121 000	10 100
11	Малайзия	~38	34,2	~1 105	~92 000	7 680
12	Алжир	~48	46,5	~1 040	~87 000	7 220
13	США	~288	341	~845	~70 000	5 900
14	Иран	~65	92,4	~710	~59 000	4 900
15	Бразилия	~91	216	~422	~35 000	2 930
16	Индонезия	~77	283	~272	~22 700	1 890

Средний уровень. ВДС (Австралия, Ирак, Казахстан, Канада, Россия) — 10–33 тыс. руб./мес. Либо большое население при значимой добыче (Россия), либо умеренная добыча при небольшом населении (Канада). **Австралия**: уголь + СПГ + уран, но огромная экономика с мощным сервисным сектором, энергодобыча — лишь ~6,5 % ВВП. **Ирак**: нефть — 53 % ВВП, но 46 млн населения и низкий общий ВВП. В итоге ~252 тыс. руб. на человека — похоже на Австралию. У **Канады** нефтегаз даёт 3,8 % ВВП ($88 млрд по данным CAPP), у России — ~8,2 %. Но населения в России в 3,6 раза больше, поэтому на душу получается сопоставимо: 184 тыс. против 121 тыс. руб. **Россия** — 0-е место из 16, между Канадой и Малайзией. По размеру абсолютной ВДС ($211 млрд) на 3 месте после США и Саудовской Аравии, но 146 млн населения опускают показатель на душу до ~10 тыс. руб./мес. Для России включён обогащённый уран (~260 млрд руб. ВДС), для остальных стран уран не учитывается, так как они либо не обогащают (Казахстан, Канада, Австралия), либо не экспортируют значимо (США).

Низкий уровень. ВДС (Малайзия, Алжир, США, Иран, Бразилия, Индонезия) — 1,9–7,7 тыс. руб./мес. **Алжир**: доля углеводородов в ВВП (16,83 %) — данные Bank of Algeria за 2024 год; в 2025 году она могла немного измениться. **США** — девятое место. Энергодобыча (нефть, газ, уголь) составляет всего ~1 % огромного ВВП ($28,8 трлн). В абсолютных долларах ВДС — $288 млрд, это больше, чем у Катара в 3,4 раза,

но на 341 млн человек получается скромные ~70 тыс. руб. Масштаб размывает душевой показатель: даже самая большая в мире абсолютная ВДС (как у США — $288 млрд) даёт скромный результат на человека (13-е место) — ниже Алжира и Малайзии. Энергодобыча — лишь ~1 % огромного ВВП США. **Иран**: нефть и газ дают ~18 % ВВП, но экономика сдавлена санкциями, а население — 92 млн. Итог: ~59 тыс. руб. на человека. **Бразилия**: точная доля добычи нефти и газа в ВВП отдельно не выделяется — оценка ~4 % основана на данных IBGE и структуре промышленного сектора. **Индонезия**: из 8,75 % добычи на нефть, газ и уголь приходится примерно 5,5 %; остальное — никель, медь, олово, золото.

Экономика России более диверсифицированная, чем в Саудовской Аравии, но с огромным разрывом в доходах. Доходы от энергетики концентрируются в руках крупных компаний, в федеральном бюджете и у сравнительно небольшого числа работников отрасли. Основная же масса населения живёт за счёт других секторов. Поэтому сумма оказывается мизерной ($11,86 в месяц). Но так как ВВП учитывает всю экономику, то разница с Саудовской Аравией скромная — примерно в 2 раза.

3. Что ожидается к 2036 году, если не будет прорыва в энергетике

Что будет с современной сложной высокотехнологичной цивилизацией через 10 лет, если сохранятся существующие на настоящее время тенденции (в том числе ежегодное падение EROI), действующие технологии, уровни добычи и потребления невозобновляемых энергоресурсов, не произойдут революционные прорывы в энергетике и технологиях добычи ископаемого топлива и урана-235?

3.1. Прогноз по невозобновляемым энергоресурсам для мировой цивилизации на 2036 год

3.1.1. Количественная оценка на 2036 год

EROI — траектория падения

Глобальный EROI нефти и газа на устье скважины снизился с ~30:1 в 1995 году до ~18:1 в 2006 году. Темп падения составил примерно 1,6 % в год. А на финальной стадии (с учётом переработки, транспорта и потерь в двигателях) глобальный EROI ископаемого топлива уже составляет ~6:1. 332

Таблица 30. **Экстраполяция падения EROI на 10 лет**

Показатель	2026	~2036	Порог для сложной цивилизации
Глобальный EROI нефтегаза (на устье)	~15:1	~12,5:1	12–14:1
Глобальный EROI нефтегаза (финальная стадия)	~6:1	~5:1	10:1

EROI нефти США	~10:1	~8:1	12–14:1
EROI канадских нефтеносных песков	~5:1	~4:1	—
Системный EROI ВИЭ (с накоплением, >50 % проникновения)	~8–10:1	~5–7:1	10:1

К 2036 году глобальный EROI нефтегаза на устье опустится ниже 13:1 — минимального порога для поддержания развитого индустриального общества со здравоохранением, образованием и культурой. На финальной стадии — энергии в баке автомобиля, в электророзетке — он будет около 5:1, то есть у самого подножия «энергетического обрыва».

Нефть — пик и плато

МЭА прогнозирует выход глобального спроса на нефть на плато ~105,5 млн барр./день к 2030 году. S&P Global даёт более поздний пик — ~109 млн барр./день в 2034 году. Спрос в развитых экономиках (ОЭСР) снижается: с ~46 млн барр./день (2023) до <43 млн (2030) — с 1991 года.

При этом производственная мощность растёт быстрее спроса — до 114,7 млн барр./день к 2030 году. Но это избыточная мощность, а не устойчивая добыча. Сланцевая нефть США, обеспечившая 90 % мирового роста предложения с 2015 по 2024 год, истощается: дебит скважин падает на 60–70 % в первый год, «сладкие точки» Permian вырабатываются, полный цикл безубыточности ~$90/барр.

К 2036 году: глобальная добыча нефти, скорее всего, будет на нисходящем плато. Сланцевая нефть США проходит свой пик (многие прогнозы ставят его в 2027–2030). Источники с низким EROI (нефтеносные пески, глубоководная добыча) не могут компенсировать падение в достаточном объёме.

Природный газ — пик в этом десятилетии

Большинство моделей прогнозируют пик мировой добычи газа между 2025 и 2040 годами. Наиболее вероятный диапазон — 2030–2035. Европейская добыча уже в терминальном упадке. Спрос в 2025 году вырос всего на 1 % — заметное замедление с 2,8 % в 2024-м.

К 2036 году: глобальная добыча газа с большой вероятностью проходит пик или находится на нисходящем плато. Чистая энергия от газа начинает сокращаться.

Уголь — последний бастион, но с оговорками

Мировые доказанные запасы угля: ~110–140 лет. У США — более 500 лет. У Китая — всего 37 лет. Уголь имеет самый высокий EROI среди ископаемого топлива (~60–80:1 в США), но его EROI в Китае — ниже 30:1 и снижается.

К 2036 году: уголь формально доступен, но экологическое давление против выбросов CO_2 и истощение лучших пластов в Китае ограничивают его рост. Уголь может частично компенсировать падение нефти и газа, но не полностью — его EROI тоже снижается, а транспортная и экологическая инфраструктура деградирует.

Уран-235 — не критическое ограничение в 10-летнем горизонте

При текущем уровне потребления доказанных запасов урана хватит до 2080–2090 годов (оптимистичный сценарий ОЭСР) или до 2060-х (реалистичный сценарий). В 10-летнем горизонте уран не является лимитирующим ресурсом. Однако

быстрое расширение атомной энергетики (если оно произойдёт) ускорит истощение, а реакторы-размножители на U-238 и ториевый цикл в рамках нашего сценария (нет революционных прорывов) остаются в пилотной стадии. 535456

Возобновляемые источники — рост с системной ловушкой

ВИЭ растут быстро: солнечная PV и ветер обеспечили более четверти роста мировой потребности в первичной энергии в 2025 году — впервые в истории [5]. МЭА прогнозирует, что к 2030 году ВИЭ будут давать ~50 % мировой электроэнергии. 2614

Но системный EROI — это не EROI отдельной панели. Ключевая проблема — накопление. При проникновении переменных ВИЭ выше 50 % системный EROI начинает снижаться, а при 80 % — падает резко из-за необходимости сезонного накопления. С учётом накопления EROI ветра падает с 16 до ~4, а солнечной PV — до ещё более низких значений. Литий-ионные батареи живут 8–14 лет против 25–30 лет панелей и турбин, что создаёт постоянную потребность в замене и дополнительный энергозатратный цикл. 3231

К 2036 году: ВИЭ могут давать 40–50 % мировой электроэнергии, но системный EROI энергосистемы с высоким проникновением ВИЭ опустится до 5–7:1 — ниже порога поддержания сложной цивилизации.

3.1.2. **Качественный прогноз: что произойдёт с цивилизацией к 2036 г.**

Что означают эти цифры для сложной высокотехнологичной цивилизации к 2036 году? **Переход с EROI 10:1 на 5:1 — приведёт к «энергетическому обрыву»**. Усложнение общества требует всё больше энергии, вынуждает её производство, а не следует за её изобилием. Проблемы с истощением ресурсов, климатом, геополитикой требуют усложнения, оно требует всё больше энергии, а её всё меньше.

Прогноз сделан при условии, что не будет революционных прорывов, в том числе перечисленные ниже, на которые делается основная ставка:

• термоядерный синтез — останется в исследовательской фазе;

• реакторы-размножители на быстрых нейтронах (U-238 → Pu-239) — несколько коммерческих, но массового развёртывания нет;

• ториевый цикл — пилотные установки, не более;

• прорыв в накоплении энергии (графен, твёрдотельные батареи, химическое накопление в масштабе сети) — постепенное улучшение, не революция;

• замкнутый цикл ВИЭ (производство ВИЭ-панелей на энергии от ВИЭ) — энергетически нерентабелен при текущем EROI.

Прогноз того, что произойдёт к 2036 году

Экономика. Экономический рост последних 200 лет был напрямую связан с ростом потребления ископаемого топлива. Каждая рецессия с 1970 года была предварена скачком цен на нефть [38]. К 2036 году средневзвешенный EROI мировой энергосистемы опустится ниже 10:1 на финальной стадии — порога, ниже которого экономический рост становится энергетически невозможным. Ожидается:

• хроническое замедление роста ВВП (уже наблюдается: в 2025 году рост энергопотребления составил 1,3 % против 2 % в 2024-м);

• волатильность цен на энергоносители с общим трендом вверх;

• рост доли энергетики в ВВП (с текущих ~6–8 % до 10–12 % и выше);

• сжатие средств на всё, что не связано с простым выживанием.

Глобальные цепочки поставок. Современная логистика — это топливная система. Международный фрахт, авиация, грузовой автотранспорт — всё работает на производных нефти. При падении EROI и истощении лёгких месторождений транспортные издержки растут, цепочки удлиняются и рвутся. К 2036 году:

• дальние перевозки низкоценовых товаров становятся нерентабельными;

• происходит регионализация производства — «решоринг»;

• авиация сокращается, особенно дальнемагистральная;

• глобальная торговля переходит от модели «точно в срок», когда материалы, комплектующие и готовая продукция поступают ровно в тот момент, когда они необходимы, без создания избыточных запасов, к моделям с запасами и локальным производством.

Сельское хозяйство. Современное сельское хозяйство — это «превращение нефти в еду»: азотные удобрения (природный газ), пестициды (нефть), механизация (дизель), транспорт, холодильные цепи. При падении EROI произойдёт:

• рост реальной стоимости продовольствия;

• снижение урожайности в регионах, зависящих от удобрений;

• усиление локального производства с невысокой продуктивностью.

Здравоохранение и наука. Для системы со здравоохранением, образованием и высшим образованием нужен EROI на устье около 12:1. К 2036 году глобальный EROI на устье будет ~12,5:1 — то есть на грани. В некоторых регионах (Запад) — он уже сейчас ниже этого порога. К 2036 году:

• высокотехнологичная медицина (МРТ, реанимация, фармацевтика) становится дороже и менее доступной;

• фундаментальная наука, требующая энергозатрат (ускорители, космические программы, суперкомпьютеры), сворачивается;

• начинается сортировка и распределение ресурсов между базовым выживанием и «излишками» (триадж).

Энергетический переход — ловушка. Чтобы построить инфраструктуру для возобновляемых источников энергии, нужен высокий EROI: солнечные панели и ветровые турбины производятся из материалов, добываемых и перерабатываемых с помощью ископаемого топлива. При падении EROI энергетическая цена строительства ВИЭ («зелёного перехода») растёт. Это называется «энергетический каннибализм» — энергия существующей системы поглощается на строительство новой. К 2036 году мир столкнётся с тем, что:

• ~50 % электроэнергии может производиться из ВИЭ, но системный EROI с накоплением опустится до 5–7:1;

• если ВИЭ, которые невозможно регулировать по требованию из-за их непостоянного характера, превысят 50 %, EROI начнёт снижаться;

• при 80 % ВИЭ — потребуется сезонное накопление, которое обвалит EROI системы.

Демография и уровень жизни. HDI (индекс человеческого развития) зависит от потребления энергии на душу населения. Для HDI > 0,7 нужен EROI ~20–30:1. К 2036 году ни один источник в системе не обеспечит такого EROI. Следствия этого:

• замедление или остановка роста HDI в развивающихся странах;

• снижение HDI в развитых странах (меньше здравоохранения, образования, инфраструктуры);

• упрощение образа жизни — меньше потребления, больше локального самообеспечения.

Геополитика. Сильные соседи поглотят ослабевший регион. В «вакууме силы» может произойти коллапс. Так как в современном мире «вакуума» нет, то полный коллапс маловероятен. Вместо него произойдёт фрагментация:

• обострение конкуренции за оставшиеся ресурсы с высоким EROI;

• регионы с остаточными ресурсами (Ближний Восток, Россия, часть Африки) становятся точками напряжения;

• военные расходы растут, забирая последний энергетический излишек;

• военные столкновения разрушают технологическую и логистическу базу энергетики;

• союзов становится меньше, они становятся короче.

Сценарий к 2036 году — это не апокалипсис, а вероятная траектория. Это управляемое снижение сложности — то, что называется «энергетическим спуском», эпохой деглобализации и стагнации. Мир станет беднее и проще, но не рухнет полностью.

1. 2026–2030: Плато спроса на нефть. Рост ВИЭ ускоряется, но системные проблемы (накопление, сетевая стабильность) становятся заметны. Экономический рост замедляется. Первые признаки сжатия discretionary spending.

2. 2030–2033: Пик добычи газа в нескольких ключевых регионах. Нефть — на нисходящем плато. Цены на энергоносители волатильны с общим трендом вверх. ВИЭ-проникновение превышает 50 % в ряде стран, системный EROI начинает заметно снижаться. Начинается регионализация цепочек поставок.

3. 2033–2036: Глобальный EROI на финальной стадии ~5:1. Чистая энергия, доступная обществу, сокращается на ~1–2 % в год. Экономический рост в развитых странах сменяется стагнацией или слабым сокращением. Сложные социальные системы (здравоохранение, наука, высшее образование) теряют финансирование. Уголь частично компенсирует падение нефти и газа, но экологические и политические ограничения растут.

Выводы

К 2036 году современная сложная высокотехнологичная цивилизация войдёт в фазу сжатия. Поддержание текущего уровня сложности станет нерентабельным и невозможным. Цивилизация не исчезнет, но упростится — меньше глобализации, меньше «свободного» потребления, меньше науки «впрок», меньше медицины «по требованию», меньше международной торговли товарами низкого ценового класса.

Коллапс растянется на поколения: 2026–2036 — это наклон, по которому цивилизация начинает съезжать с плато высокого EROI к более простому, более локальному, менее энергоёмкому состоянию.

3.2. **Обеспеченность западной цивилизации невозобновляемыми энергоресурсами**

Чтобы выяснить, как долго смогут поддерживать в странах коллективного Запада развитую технологическую цивилизацию на собственных доказанных месторождениях, надо определить значение R/P (reserves-to-production), показывающее на сколько лет хватит доказанных запасов при текущей добыче.

Для англосаксонского мира и стран коллективного Запада ситуация с ресурсной обеспеченностью значительно различается. Если в Норвегии добыча традиционной нефти на данный момент еще имеет один из самых высоких в мире показателей энергетической рентабельности (EROI) — до 40:1 — и буфер из качественных запасов, то в США и Великобритании эта ситуация гораздо более напряженная.

3.2.1. **Энергетическая рентабельность (EROI) западной цивилизации**

Чарльз Холл, создатель концепции оценил минимальные показателя EROI.

Таблица 31. **Минимальные пороги EROI (Чарльз Холл)**

EROI	Что поддерживает
20–30:1	Высокое качество жизни (HDI > 0,7)
12–14:1	Текущий уровень цивилизации
10–15:1	Развитое индустриальное общество
5:1	Минимум для «чего-то вроде цивилизации»
3:1	Только добыча и транспорт топлива

На финальной стадии (когда энергия доходит до потребителя с учётом переработки, транспорта и потерь в двигателях) глобальный EROI ископаемого топлива составляет всего ~6:1 и продолжает снижаться. Это уже у подножия «энергетического обрыва».

Таблица 32. **Текущий EROI нефтегаза в странах Запада**

Страна/регион	EROI нефтегаза (на устье)	Тенденция
США (всего)	~10–11:1	Падение с 30:1 (1970-е)
США (сланцевая нефть)	~5–10:1, снижается	Истощение «сладких точек»
Канада (нефтеносные пески)	~5:1	97 % запасов Канады
Великобритания (Североморский шельф)	~10–15:1, но истощается	Добыча ~20 % от пика 2000 г.
Норвегия	~12:1	Медленное снижение
Глобальный (все иск. топливо)	~30:1 (устье), **~6:1 (финал)**	Падение на 1,6 %/год

Особенно тревожно для США. Хотя падение EROI нелинейний тренд: в 2012–2020 годах EROI США частично стабилизировался за счёт технологического прогресса (горизонтальное бурение, многостадийный гидроразрыв). В целом EROI

разведки нефти рухнул с 1000:1 в 1919 г. до 5:1 в 2010-х, а EROI добычи — с ~30:1 в 1970-х до ~10:1 в 2007 г. и продолжает падать.

3.2.2. **Доказанные запасы и R/P-отношения западной цивилизации**

Таблица 33. **Доказанные запасы и R/P-отношения**

Страна	Нефть, R/P (по добыче)	Нефть, R/P (по потреблению)	Газ, R/P (по потреблению)	Особенность
США	~9 лет	~6 лет	~14 лет	Крупнейший добытчик, но потребляет в 1,5 раза больше
Канада	~90 лет	~196 лет	~12 лет	97 % — нефтеносные пески, EROI ~5:1
Велико-британия	~7 лет	~3 года	~2 года	Североморский шельф в терминальном упадке
Норвегия	~10 лет	~82 года	~330 лет	Экспортёр, но собственные запасы истощаются
Евросоюз	~3 года	крайне мало	~3 года	Импортозависимость ~58 % по энергии в целом
Япония + Юж. Корея	практически 0	0	~0	Полная импортозависимость

Коллективный Запад в целом: расчёт

Если объединить «коллективный Запад» (США, Канада, Великобритания, Норвегия, ЕС-27, Австралия, Япония, Южная Корея), картина выглядит так.

• Суммарные доказанные запасы нефти: ~229 млрд баррелей (из которых 170 — канадские нефтеносные пески).

• Суммарные доказанные запасы газа: ~681 Tcf (Terminal Cash Flow) — завершающий (остаточный) денежный поток.

• Суммарное потребление нефти: ~44,3 млн барр./день.

• Суммарное потребление газа: ~162 Bcf/d (млрд куб. футов в день).

• Импортозависимость по нефти: ~48 % — почти половина потребления покрывается импортом извне Запада.

В квадриллионах БТЕ (британская тепловая единица BTU — от англ. British thermal unit, используемая в англоязычных странах)

• Доказанные запасы нефти + газа: ~2033 квадрильонов БТЕ

• Годовое потребление нефти + газа: ~155 квадриллионов БТЕ/год

Простой R/P (без учёта EROI): **~13 лет** (2033 / 155 = ~13)

EROI-скорректированный R/P: **~11 лет** (при средневзвешенном EROI ~6,5:1 по нефти, где доминируют канадские нефтеносные пески с EROI 5:1)

С учётом падения EROI на 1,6 %/год (глобальный тренд 1995–2020 гг.): **~11 лет**, то есть доказанные запасы истощаются примерно к 2036 году.

При падении EROI ниже 10:1 начинается «энергетический обрыв»: доля чистой энергии падает не линейно, а экспоненциально. Если средний EROI нефти Запада (уже ~6,5:1 за счёт Канады) при условии, что технологический прогресс не ускорится, продолжит падать на 1,6 %/год, то:

• к 2030 г.: EROI нефти ~5,5:1 — у порога «минимума для цивилизации» (Холл);
• к 2035 г.: EROI ~5:1 — на грани;
• к 2040 г.: EROI ~4,7:1 — ниже минимума.

Газ имеет более высокий EROI (~15:1), но его запасы меньше, и он тоже истощается.

При текущих темпах добычи доказанные запасы нефти США (~46 млрд барр.) истощатся за ~9 лет (по добыче) или ~6 лет (по потреблению). Обеспеченность запасами при сохранении текущего уровня добычи (в годах) рассчитывается как отношение доказанных запасов к годовой добыче.

Таблица 34. **Сроки обеспеченности для стран Запада (нефть, 2025 г.)**

Страна	Доказанные запасы нефти (млрд т)	Добыча нефти (млн т/год)	Ресурсообеспечен-ность (лет)
США	3.7	339	≈ 11
Канада	Нет точных данных	~248 (242–280 в зависимости от учёта нефтеносных песков)	Данных недостаточно
Норвегия	Нет точных данных	~93 (90–97)	Данных недостаточно
Великобритания	3.6	76	≈ 47

Примечание:

• запасы Великобритании находятся в глубоком истощении (добыча ~20 % от пика); 47 лет — это теоретический максимум, не учитывающий падение EROI и рентабельность;

• пересчёт из баррелей в тонны выполнен по среднемировому коэффициенту 7,3 барр./т. Для канадских нефтеносных песков коэффициент может составлять 6,5–6,8 барр./т, что даёт до 280 млн т/год.

Сланцевая нефть США — главный уязвимый элемент

Основа современной американской добычи сланцевая лёгкая нефть (tight oil), содержащаяся в породах с низкой проницаемостью (плотных коллекторах), обеспечивает ~70 % добычи США. Однако её EROI оценивается в 5:1–7:1, что ниже показателя 10:1, необходимого для поддержания сложного технологического общества. Исчерпание лучших участков требует бурения на менее качественных, что повышает себестоимость добычи до $85–95 за баррель. Срок обеспеченности запасами всей нефти США ≈ 11 лет. А сланцевые месторождения не имеют классического R/P, потому что представляют собой «игру на скорость» — бурят, быстро истощают скважину, затем переходят к новой. Добыча на них уже сейчас работает на грани рентабельности:

• дебит скважин падает на 60–70 % в первый год — требуется постоянное бурение;
• «сладкие точки» пермского периода (Permian) истощаются: газовый фактор растёт, полный цикл растёт с $61 до $65/барр. за год;
• рост добычи замедлился на ~25 % в 2025 г.;
• прогнозируется падение добычи сланцевой нефти на 75 % к 2030 г. от пика;
• полный цикл ~$90/барр. с учётом долга и ликвидации скважин.

Традиционная нефть (Норвегия, Великобритания). Норвежская качественная традиционная нефть и газ имели в 1996 году высокий EROI до 59:1, однако со

старением месторождений он неуклонно снижается. Великобритания полностью прекратила выдачу новых лицензий на разведку, делая ставку на возобновляемую энергетику.

Существенные оговорки

Этот расчёт — нижняя, намеренно жёсткая граница. Реальная картина сложнее:

1. Доказанные запасы растут: новые технологии и разведка увеличивают их (открытия пика нефти пришлись на 1960-е, но с тех пор темпы роста замедлились).
2. Не учтены уголь, атомная энергия, гидро и ВИЭ: уголь в США имеет EROI ~60–80:1, но он экологически и политически проблематичен; ВИЭ имеют EROI 7–18:1, но с проблемой накопления и неравномерности.
3. Потребление может снизиться: демографический спад, электротранспорт, энергоэффективность.
4. EROI может стабилизироваться: глобальный EROI вырос в 2012–2020 гг. за счёт снижения стоимости ВИЭ — но возможно, это временная пауза в долгосрочном тренде.

Однако и обратные факторы работают: канадские нефтеносные пески требуют огромных объёмов природного газа (около 40 % потребления Альберты), который тоже истощается. Без дешёвого газа EROI нефтеносных песков упадёт ещё ниже.

Итог

На собственных доказанных запасах нефти и газа, при текущем уровне технологий, добычи и потребления, если бы коллективный Запад был единым энергетическим пространством (чем он не является), он сможет поддерживать себя примерно 11–13 лет — то есть до 2036–2038 года. С учётом падения EROI — ближе к 11 годам. Почти половина потребляемой нефти (48 %) уже импортируется. EROI собственных ресурсов (~6,5:1) уже находится у подножия «энергетического обрыва», и каждый год продолжает снижаться. Речь идёт не о физическом исчерпании запасов и не о коллапсе, а о том, что при текущем уровне потребления и в условиях изоляции от внешних поставок собственных доказанных запасов Запада хватит на 11–13 лет. После этого при отсутствии импорта потребление придётся сократить.

Без масштабного импорта энергоносителей извне (Ближний Восток, Россия, Африка) или без радикальной трансформации энергосистемы, Запад уже не способен обеспечивать себя нефтью и газом на собственном ресурсном фундаменте.

3.3. **Обеспеченность России невозобновляемыми энергоресурсами**

Зададим аналогичный вопрос уже в отношении России: сколько лет осталось поддерживать в ней развитую сложную технологическую цивилизацию на собственных доказанных месторождениях, если сохранится уровень текущих технологий, добычи и потребления?

3.3.1. **Уровень EROI невозобновляемых энергоресурсов**

Согласно данным на 2025–2026 годы, геологические извлекаемых **запасов нефти** при текущем уровне добычи хватит примерно на 62 года. Однако реальных запасов «дешёвой» нефти всего на 32 года. Глава Роснедр уточняет, что рентабельных запасов, пригодных для разработки в текущих экономических условиях, может быть и того меньше — около 13 млрд тонн, что соответствует примерно **25 годам** добычи. В структуре запасов растёт доля трудноизвлекаемой нефти (уже ~60 % от разведанных запасов), что тянет EROI вниз.

Исследования самотлорского месторождения показывают, что EROI там будет неуклонно снижаться. Увеличение доли трудноизвлекаемых запасов и переход к разработке месторождений в Арктике и Восточной Сибири ведут к росту себестоимости и падению EROI. По некоторым оценкам, EROI для нефти в России может опуститься до 4.7:1 в обозримом будущем.

Обеспеченность газом выглядит более оптимистично. Председатель ГКЗ оценивает её в **98 лет**. Однако и здесь есть критический нюанс: традиционные, легко извлекаемые запасы газа выработаны уже на 70 %, а доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в текущих запасах составляет 54 %. С каждым годом добывать газ становится сложнее и дороже. Газ энергетически выгоднее нефти — это связано с тем, что добыча традиционного газа в России (особенно на уникальных месторождениях ЯНАО) требует меньше энергозатрат на единицу добытой энергии.

Таблица 35. **EROI нефтегаза по данным Росстата и отчётности компаний**

Сектор	EROI (около 2012–2017)	Динамика
Нефть (добыча)	20–35:1 (в среднем ~22–25)	Снижение ~2,5 %/год
Газ (добыча + транспорт, Газпром)	70–80:1	Медленное снижение ~1,5 %/год
Совокупный нефтегаз (добыча + транспорт)	~30:1	Снизился на 17 % за 2005–2012
Светлые нефтепродукты (добыча + переработка)	5–13:1	Значительно ниже из-за затрат на переработку

EROI угольной добычи в России оценивается примерно в **30–50:1** — в зависимости от того, учитываются ли только прямые затраты на добычу или полный цикл (добыча + обогащение + транспорт + генерация).

Таблица 36. **EROI угля по данным Росстата и отчётности компаний**

Параметр	Значение
EROI добычи угля (глобальная оценка, 2009)	~50:1 8
EROI угольной генерации (полный цикл)	~30:1
Темп снижения EROI угля	~1,3–1,4 % в год
Прогноз EROI угля к 2040 году	~24:1

Россия обладает колоссальными запасами угля — **~157 млрд т** доказанных (около 18 % мировых), R/P-отношение — **около 400+ лет** при текущей добыче (~420

млн т/год). Физического истощения угля в России не предвидится в обозримом будущем.

Однако при высоком EROI угольная отрасль России находится в глубоком финансовом кризисе — более 59 % компаний убыточны (2026 год), отраслевой убыток за 2025 год составил 408 млрд рублей. Причина в логистике: ж/д тарифы, удалённость портов, рост себестоимости добычи и падение мировых цен. При высокой энергетической рентабельности экономическая рентабельность угля низкая.

Уран-235

EROI ядерной энергетики в России — одна из самых высоких среди всех источников энергии, что связано с технологическим преимуществом в обогащении урана.

Таблица 37. **EROI ядерной энергетики в России**

Параметр	Значение
EROI АЭС (Россия, центрифужное обогащение)	**75–106:1**
EROI АЭС (мировой средний, Weissbach et al. 2013)	~75:1
EROI АЭС (Vattenfall, Forsmark, данные EPD)	~56:1
EROI АЭС III+ поколения (ВВЭР-1200, EPR, полный цикл)	14–18:1
EROI при газодиффузионном обогащении (устаревшее)	~31:1
EROI быстрых реакторов-бридеров (прогноз)	5–7:1

Высокий EROI российской атомной энергетики объясняется переходом на **центрифужное обогащение**, которое примерно в 35 раз энергоэффективнее старого газодиффузионного метода. Россия контролирует ~44-46 % мировых мощностей по обогащению урана [15].

3.3.2. **Запасы и R/P-отношение невозобновляемых энергоресурсов**

Таблица 38. **Доказанные запасы нефти и газа на 2024–2025 гг.**

Ресурс	Международная классификация	Российская классификация (АВС1)
Нефть	~80 млрд барр. (~11 млрд т)	~31,4 млрд т
Газ	~30–37 трлн м³	~63,5 трлн м³

Разрыв между классификациями в ~2 раза связан с тем, что российская система АВС1 шире, чем международные «proven reserves» (SEC-стандарт).

Добыча и потребление (2024):

• Нефть: добыча ~516 млн т/год (~10,5 млн барр/день), внутреннее потребление ~36 % от добычи (~3,8 млн барр/день)

• Газ: добыча ~685 млрд м³/год, внутреннее потребление ~490–500 млрд м³/год (растёт)

Сколько лет осталось: физические запасы и EROI-ограничение

Россия занимает лишь 4-е место в мире по объёму доказанных запасов нефти. Впереди Саудовская Аравия, Ирак, Иран, у которых обеспеченность запасами составляет 90, 95 и 133 года соответственно.

Таблица 39. **R/P невозобновляемых энергоресурсов нефтегазового сектора России**

Ресурс	Классификация	Доказанные запасы	Годовая добыча	R/P по добыче	Годовое внутреннее потребление	R/P по внутр. потреблению
Нефть	Международная (proven)	~84 года (до ~2110)	~14,6 млрд т	~512 млн т/год	~29 лет	~164 млн т/год
Нефть	Российская $АВС_1$	~19 млрд т	~512 млн т/год	~37 лет	~164 млн т/год	~116 лет
Газ	Международная (proven)	данных нет	~663 млрд м³/год	невозможно рассчитать	данных нет	невозможно рассчитать
Газ	Российская $АВС_1$	данных нет	~663 млрд м³/год	невозможно рассчитать	данных нет	невозможно рассчитать

Нефть. Доказанные запасы (российская классификация): около 19 млрд т по высшей категории (A+B1+C1). Общие геологические запасы — около 31 млрд т, из которых примерно 16 млрд т относятся к трудноизвлекаемым (ТРИЗ).

Газ. Нет подтверждённых несколькими российскими или международными статистическими источниками данных по годовому внутреннему потреблению. Нет достоверных данных по доказанным запасам. Встречается упоминание «37,4 трлн м³ доказанных запасов», но неизвестно к какой классификации оно относится (международной proven или российской $АВС_1$), и оно не совпадает с диапазоном запасов газа России по статистике BP (~32–37 трлн м³).

При экстраполяции наблюдаемых темпов снижения EROI (нефть: –2,5 %/год, газ: –1,5 %/год) и с учётом долей нефти и газа в энергобалансе (~45 % / ~55 %), **совокупный EROI нефтегазового сектора**:

Таблица 40. **Совокупный EROI нефтегазового сектора**

Год	Совокупный EROI	Состояние
2026	~27:1	Высокий запас прочности
2050	~16:1	Приближение к порогу
~2055	~14:1	Порог «процветающей цивилизации» (по Холлу)
~2069	~10:1	Верхняя граница net energy cliff
2070+	< 10:1	Быстрое сжатие доступной чистой энергии

Запасы урана в России [18]**.**

- Доказанные (международная классификация): ~476 тыс. т (8 % мировых)
- Российская классификация ($АВС_1$): ~701 тыс. т
- Текущая добыча: ~2,7 тыс. т/год
- R/P-отношение (по добыче): **~260 лет**
- R/P-отношение (по мировому потреблению урана-235): **~100–150 лет**

Но есть проблема: действующие месторождения истощаются. ППГХО (Забайкалье) отработано на 70 %, «Далур» (Курганская обл.) — на 55 %, «Хиагда» (Бурятия) — на 46 %. Существующий уровень добычи удастся держать лишь **до ~2040 года**, затем потребуется ввод Эльконского ГОК в Якутии (356 тыс. т запасов, 72 % всей МСБ Росатома), но руды там бедные (0,15 % U) и требуют подземной шахтной добычи вместо дешёвого скважинного выщелачивания.

3.3.3. **Перспективы в ядерной энергетике**

Замкнутый ядерный цикл (проверенная реализуемая инженерия)

Россия — единственная страна, реализующая замкнутый ядерный топливный цикл в промышленном масштабе: реактор БН-800 на Белоярской АЭС полностью переведён на МОКС-топливо (смесь оксидов плутония и урана), что является ключевым шагом к замыканию топливного цикла. Белоярская АЭС является единственной в мире станцией, где в промышленной эксплуатации находятся два реактора на быстрых нейтронах — БН-600 (с 1980 г.) и БН-800 (с 2015 г.). Это означает, что вместо сжигания только урана-235 (0,7 % природного урана) начинает использоваться уран-238 (99,3 %), который в быстрых реакторах нарабатывается в плутоний-239 с коэффициентом воспроизводства >1.

В городе Северск (Томская область) строится уникальный реактор БРЕСТ-ОД-300 IV поколения мощностью 300 МВт со свинцовым теплоносителем (проект «Прорыв»). Его корпус собран на ~70 % и будет завершён в 2026 году Ключевая особенность — пристанционный замкнутый ядерный топливный цикл: переработка отработавшего топлива и производство нового будет происходить прямо на площадке АЭС. Создана первая в мире технология промышленного производства нитридного уран-плутониевого топлива для этого реактора. Президент РФ объявил о планах запуска этой системы в 2030 году.

Запасы урана-238 примерно в 100 раз больше, чем урана-235 — этого хватит на **10–15 тыс. лет**. Но за это придётся заплатить снижением EROI: быстрые реакторы с замкнутым циклом сложнее в эксплуатации, требуют переработки облучённого топлива и имеют больший объём вложенной энергии. Прогнозируемый EROI бридеров — **5–7:1**, что всё ещё выше порога рентабельности (7:1 — экономический безубыточный уровень по мировым оценкам), но уже на грани.

Переход на замкнутый цикл решает проблему ресурсной базы (тысячи лет), но ценой падения EROI до уровня, который лишь немногим превышает минимальный порог выживания. Это не замена нынешней системе, а скорее страховка на случай коллапса.

Релятивистская тяжёлоядерная энергетика И. Острецова (ЯРТ) (гипотеза)

По оценке И. Острецова EROI для ЯРТ-энергетики, т.е. **коэффициент усиления мощности (G)**, показывающий сколько энергии реактор выдаёт по отношению к энергии, которую потребляет ускоритель больше десяти (**G = 10–20**). По его расчётам, протонный ускоритель мощностью 10 МВт с энергией протонов 10 ГэВ должен обеспечивать энерговыделение ЯРТ-реактора в 200 МВт — то есть усиление в 20 раз. Это соответствует **EROI порядка 10–20** (с учётом КПД второго контура и потерь на преобразование).

Однако по оценке критиков (Курчатовский институт, ВНИИАМ) система ЯРТ убыточна: (**G < 1**). По утверждению экспертов Острецов завысил число вторичных нейтронов при делении на релятивистских энергиях. По их расчётам, ионизационные потери преобладают над делением, и ускоритель будет потреблять больше энергии, чем реактор вырабатывает.

Острецов проводил опыты только на свинцовой мишени (1998, Дубна; 2002, Протвино). Опыты с торием и ураном-238 провести не удалось из-за организационных проблем. Так что обе оценки — теоретические, и никто не знает, кто ближе к истине.

Если бы ЯРТ заработала, топливная база была бы колоссальной. По данным Курчатовского института, на уран-235 приходится всего 0,4 % энергетического запаса планеты, а на уран-238 — 86,7 %; с добавлением тория-232 — все 95 %.

Таблица 41. **На какой срок хватило бы топлива по технологии ЯРТ**

Топливо	Доступность	Запасы в России	Оценочный срок обеспечения
Уран-238 (отвальный)	99,3 % природного урана; миллионы тонн накоплены в отвалах обогатительных заводов	~477 тыс. тонн природного урана + огромные запасы ОГФУ	Сотни лет только по отвалам
Торий-232	В 3–4 раза больше урана в земной коре	~1,7 млн. тонн (одно месторождение рядом с Томском-7)	Тысячи лет
ОЯТ (отработанное ядерное топливо)	Накоплено в огромных количествах	Десятки тысяч тонн	Одновременная утилизация + получение энергии

Острецов и его соавторы заявляют, что ЯРТ-реактор может работать **без перегрузки топлива 100 и более лет** (вплоть до 300 лет), после чего реактор выводится из эксплуатации за 3–5 лет (а не за 100 лет, как у обычных АЭС), а ускоритель и второй контур после капремонта продолжают работать с новым реактором.

Если сложить все доступные ресурсы — отвальный уран-238, природный уран без обогащения, торий и ОЯТ — **топлива хватило бы на тысячелетия**, причём без необходимости обогащения и без наработки оружейного плутония.

Топлива хватит на тысячелетия, но энергетическая рентабельность (EROI) остаётся недоказанной. Пока не будут проведены полноценные эксперименты с ураном-238 и торием (а не только со свинцом), ни одна из оценок не может считаться подтверждённой.

3.3.4. **Итоговый прогноз по невозобновляемым энергоресурсам России**

Таблица 42. **Сравнение невозобновляемых энергоресурсов России**

Энергоресурс	EROI (Россия, ~2025)	Запасы (R/P, лет)	Динамика EROI
Нефть (добыча)	~22–25:1	~58 (международные) / ~84 ($АВС_1$)	Снижение ~2,5 %/год

Энергоресурс	EROI (Россия, ~2025)	Запасы (R/P, лет)	Динамика EROI
Газ (добыча + транспорт)	~70–80:1	~71 (международные) / ~130 ($АВС_1$)	Снижение ~1,5 %/год
Совокупный нефтегаз (добыча + транспорт)	~30:1	—	Снижение ~17 % за 2005–2012
Светлые нефтепродукты (добыча + переработка)	5–13:1	—	Зависит от глубины переработки
Уголь	30–50:1	~400+ лет	Падение ~1,4 %/год
Уран-235 (тепловые реакторы)	75–106:1	~100–150 лет (мировое потребление)	Медленное снижение
Уран-238 (бридеры, замкнутый цикл)	5–7:1 (прогноз)	~10 000+ лет	Пока не оценён (технология внедряется)

Примечание по расхождению в запасах нефти и газа: международная классификация (proven reserves, стандарт SEC) консервативнее российской $АВС_1$ примерно в 2 раза.

Если считать по внутреннему потреблению (без экспорта), R/P будет выше — но потеря экспортной выручки ускорит падение EROI из-за технологического отставания.

Уголь энергетически «дешёв» в добыче, но углеродоёмок и логистически уязвим. Уран-235 даёт максимальный EROI среди всех источников, но его запасы ограничены. Переход на быстрые реакторы и замкнутый цикл решает проблему ресурсной базы на тысячи лет, но ценой снижения EROI примерно на порядок — с ~75 до ~5–7. Это всё ещё работоспособно, но запас прочности сильно сокращается.

Выводы и важные оговорки

• *Темп снижения EROI не постоянен*. Освоение Арктики и шельфа ускорит его падение, а новые технологии могут его замедлить.

• *В расчёте не учитывалась гидроэнергетика.* Уже имеющиеся мощности дают ~17 % общего баланса и есть возможность её массового наращивания**.**

• *Пороговые значения EROI дискуссионны.* Холл называет 12–14:1 для «процветания», 10:1 для базовой устойчивости, 3:1 для минимального выживания. Разные исследователи используют разные границы.

• *Экспортная составляющая*. Если Россия прекратит экспорт углеводородов и обогащённого урана, физические запасы для внутреннего потребления резко увеличатся и потребление энергии для внутренних нужд можно будет почти удвоить. Однако потеря валютной выручки ударит по уровню жизни собственников и правящей элиты, а также способности закупать технологии и оборудование, что приведёт к необходимости развивать свою науку, образование и вкладывать средства в развитие собственных технологий и современного производства.

• *EROI «на выходе» ниже, чем «на скважине»*. EROI добычи нефти ~22:1 превращается в EROI светлых нефтепродуктов 5–13:1 после переработки и транспортировки. То есть реальный EROI для конечного потребителя уже сейчас ниже, чем кажется, находится близко к порогу рентабельности.

• *Развитие технологий.* Замкнутый ядерный цикл, цифровизация, тепловые насосы, развитие гидроэнергетикимогут повысить EROI на 5–5.75 пункта и отодвинуть критический порог на 50–60 лет. Если же сработает безопасная Релятивистская тяжёлоядерная энергетика И.Острецова (ЯРТ), то она может повысить EROI до 20:1 и отодвинуть порог на тысячелетия.

Но даже при условии сохранения текущих технологий и уровня потребления, у России есть:

• *Нефть*: примерно 25–32 года экономически рентабельной добычи. После этого добыча не прекратится, но будет всё более дорогой и энергозатратной, оставляя меньше ресурса для поддержания сложной цивилизации.

• *Газ*: примерно 98 лет суммарной обеспеченности, но с учётом того, что большая часть традиционных запасов уже выработана, а добыча ТРИЗ требует принципиально иных технологий и затрат.

• *Гидроэнергетика*: при реализации планов на восстановления способная обеспечить около 10 % всей необходимой генерации.

3.4. **Роль гидроэнергетики в энергобалансе России**

Гидроэнергетика — возобновляемый энергоресурс, поэтому не учитывается в прогнозе. Но её доля в общей выработке электроэнергии высока (17–19 %) и почти равна вкладу ядерной энергетики. Это стабильно третий по величине источник в стране, после ТЭС и АЭС. По данным за 2024 год, доля ГЭС (включая гидроаккумулирующие станции, ГАЭС) составила около 17,3 %. Для сравнения: в том же году тепловые электростанции (ТЭС) дали примерно 63,2 %, атомные (АЭС) — около 18,8 %, а солнечные и ветровые (СЭС и ВЭС) — лишь порядка 0,8 %. у России большой гидропотенциал: освоено пока лишь около 20 % от экономически целесообразного (без учёта малых рек).

Россия занимает **второе место в мире** после Китая по запасам гидроэнергоресурсов — на её территории сосредоточено около 9 % мирового гидропотенциала.

Таблица 43. **Водные ресурсы России для гидроэнергетики**

Тип потенциала	Объём, млрд кВт·ч/год	Что это значит
Теоретический (валовой)	~2 784–2 900	Вся энергия речного стока, теоретически доступная
Технический (без малых рек)	~1 670	Можно освоить при нынешнем уровне технологий
Экономический (без малых рек)	852	Осваивать выгодно при текущих ценах
Малые реки	~500	Экономический потенциал — ~200 млрд кВт·ч/год

Распределение по территории резко неравномерно: около 80 % экономического потенциала приходится на Сибирь и Дальний Восток, и только 20 % — на европейскую часть.

3.4.1. **История гидроэнергетики СССР и России**

СССР никогда не был первым в мире по суммарной установленной мощности ГЭС. Но он был лидером в другом — по масштабам индивидуальных станций и темпам строительства.

Таблица 44. **Позиция СССР/России в гидроэнергетике мира**

Период	Позиция СССР/России	Контекст
1932–1938	Днепрогэс — крупнейшая ГЭС Европы	Но в мире США уже имели большую суммарную мощность 5
1945	2-е место в мире по всей электроэнергетике	Но ГЭС — лишь ~11 % от общей генерации
1961–1971	**Братская ГЭС — крупнейшая в мире** (4500 МВт)	СССР удерживал рекорд самой мощной ГЭС планеты
1971–~1974	**Красноярская ГЭС — крупнейшая в мире** (6000 МВт)	Затем surpassed Grand Coulee в США (6809 МВт после расширения в 1974)
~1970	3-е место по мощности ГЭС	Уступал США и Канаде
1978	Саяно-Шушенская ГЭС (6400 МВт)	Уже не крупнейшая в мире — Grand Coulee больше, а строится Итайпу (12600 МВт)
1990	**2-е место по мощности ГЭС** (65 ГВт)	Но 3-е по выработке (233 млрд кВт·ч) — после США и Канады
После 1991	Россия — 5-е место	Обогнаны Китаем, Бразилией, Канадой, США
2024	Россия — ~4–5-е место, 56 ГВт	Доля в мировых мощностях — 4,2 %

Ключевые моменты утраты лидерства

1. Рекорд самой мощной ГЭС — утрачен в 1974 году. Братская ГЭС была крупнейшей в мире с 1961 по 1971 год, Красноярская — с 1971 до расширения американской Grand Coulee (6809 МВт, завершён в 1974). После этого СССР больше никогда не владел титулом самой мощной ГЭС планеты. В 1984 году вошла в строй бразильско-парагвайская Итайпу (12600 МВт), в 2012 — китайская «Три ущелья» (22500 МВт).

2. Второе место по суммарной мощности — утрачено в 1991 году. К 1990 году СССР вышел на 2-е место в мире по установленной мощности ГЭС (65 ГВт), уступая только США. Но распад СССР, заморозка строек и нулевой ввод новых мощностей в 1990-е привели к тому, что Россию стремительно обогнали: Китай, Бразилия, Канада. Сегодня Россия — 5-я.

3. Лидерство по темпам строительства — утрачено во второй половине 1980-х. В 1950–1970-е годы СССР строил ГЭС быстрее любой страны мира: Волжский каскад, Ангарский каскад, Енисейские ГЭС, Нурекская, Токтогульская, Чиркейская — всё это было построено за 15–20 лет. Но после 1986 года (экологическая критика + падение цен на нефть) новые стройки прекратились. В тот же момент Китай начал свой гидростроительный бум, который не прекращается до сих пор.

4. Лидерство в гидротурбостроении — утрачено в 1990-е. Советское оборудование (гидроагрегаты по 500–640 МВт на Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС) было передовым для своего времени. Но после распада СССР производство крупногабаритных гидротурбин в России фактически остановилось. Сегодня более половины мирового рынка гидроэнергетического оборудования обеспечивают три компании, все — китайские или западные.

СССР никогда не был №1 по суммарной мощности ГЭС — всегда за США. Но он был безусловным лидером по двум параметрам: *самые крупные индивидуальные станции* (с 1961 по ~1974) и *темпы строительства* (с 1950-х по середину 1980-х). Титул «самой мощной ГЭС мира» был утрачен в 1974 году, второе место по суммарной мощности — после распада СССР в 1991-м, а лидерство по темпам строительства — во второй половине 1980-х, когда Китай начал свой непрерывный гидростроительный марш, а СССР остановился.

Сегодня Китай — абсолютный лидер: 415 ГВт установленных мощностей (29 % мировых), крупнейшая ГЭС планеты, более половины всех новых вводов в мире. И разрыв продолжает расти.

Утрата лидерства происходила по нескольким направлениям и в несколько этапов.

Крупнейшие остановленные и замороженные проекты

1. *Эвенкийская (Туруханская) ГЭС — 12 000 МВт*

Нижняя Тунгуска, Красноярский край. Самый грандиозный нереализованный советский гидропроект. 12 гидроагрегатов по 1000 МВт. Годовая выработка — 46 млрд кВт·ч, что равно выработке всего Волжско-Камского каскада из 11 станций. Стала бы крупнейшей в России и одной из крупнейших в мире (уступала бы только «Трём ущельям» в Китае). Она обеспечила бы энергией Норильский промышленный район и могла бы выдавать мощность в европейскую часть страны через ЛЭП сверхвысокого напряжения. Водохранилище могло бы служить государственным энергетическим резервом — при мощности 20 ГВт (в режиме пиковой нагрузки) оно могло бы «разряжаться» в течение года.

2. *Среднеенисейская ГЭС — 6000–7440 МВт*

Енисей, ниже устья Ангары, у Лесосибирска. Станция мощностью до 7440 МВт с годовой выработкой 35 млрд кВт·ч — стала бы крупнейшей ГЭС СССР и России. Замкнула бы Ангаро-Енисейский каскад, обеспечив суммарную мощность свыше 30 ГВт. Затопление Казачинских порогов открыло бы сквозное судоходство по Енисею, а по плотине можно было проложить автомобильный и железнодорожный мост — на Енисее ниже Красноярска мостов до сих пор нет.

3. *Крапивинская ГЭС — 300–345 МВт*

Томь, Кемеровская область. Станция проектировалась как гидроузел для регулирования стока Томи, улучшения водоснабжения Кемерово и выработки электроэнергии. К моменту остановки было выполнено 80 % работ по подготовке ложа водохранилища, вырублено 42 тыс. га леса, переселено 14 из 23 попадавших в зону затопления населённых пунктов. ГЭС дала бы Кузбассу, который сегодня испытывает дефицит энергии, 345 МВт мощности. Решила бы проблему водоснабжения Кемерово, обеспечив гарантированный расход Томи не менее 600 м³/с.

4. *Даугавпилсская ГЭС — 300 МВт*

Даугава (Западная Двина), Латвия. Строительство остановлено при готовности ~70 %. Водохранилище должно было использоваться для регулировки уровня воды ниже по течению, повышая эффективность остальных ГЭС каскада. ГЭС дала бы Латвии дешёвую электроэнергию и позволила бы регулировать паводки.

5. *Осиновская ГЭС — 5000 МВт*

Енисей, выше устья Подкаменной Тунгуски. Водохранилище должно было включить Осиновские пороги, улучшив судоходство.

6. *Тельмамская ГЭС — 450 МВт*

Мамакан (приток Витима). Обеспечила бы энергией разработку месторождения Сухой Лог (одно из крупнейших золоторудных месторождений мира) и модернизацию БАМа.

7. *Мотыгинская (Выдумская) ГЭС — 1082 МВт*

Ангара, ниже Богучанской ГЭС. Заменяет нереализованную Среднеенисейскую ГЭС на нижней Ангаре.

8. *Чибитская ГЭС — 24 МВт*

Чуя, Республика Алтай. Нижняя ступень Чуйского каскада из трёх ГЭС (общая мощность 72 МВт). В 2010–2012 годах построены подъездные пути и производственная база, потрачено более 300 млн рублей, но затем финансирование прекратилось.

Таблица 45. **Крупнейшие остановленные и замороженные проекты**

Проект	Мощность	Река	Год остановки	Причина	Возможность возрождения
Эвенкийская (Туруханская)	12 000 МВт	Нижняя Тунгуска	~1990	Экология + экономика	Предпроектные работы обсуждаются в 2026 г.
Среднеенисейская	7 440 МВт	Енисей	1991	Распад СССР	Не рассматривается
Крапивинская	345 МВт	Томь	1989	Экология + финансы	В Генсхеме до 2042 г., на «стопе»
Даугавпилсская	300 МВт	Даугава	1987	Экология (Перестройка)	Невозможно (Латвия — независимое государство)
Осиновская	5 000 МВт	Енисей	не начиналась	Отказ от переброски рек	В концепции Ангаро-Енисейского кластера
Тельмамская	450 МВт	Мамакан	1994	Распад СССР	В Генсхеме, намечен на 2031 г.
Мотыгинская	1 082 МВт	Ангара	не начиналась	Экономика	В Генсхеме до 2035 г.
Чибитская	24 МВт	Чуя	~2013	Недофинансирование	Ликвидирована

Что было бы, если бы всё это построили?

Если суммировать только нереализованные или задержанные проекты, то **дополнительная мощность составила бы около 28 ГВт** — почти вдвое больше, чем вся гидроэнергетика России сегодня. Годовая выработка — более 100 млрд кВт·ч, что эквивалентно примерно 10 % всей электроэнергетики страны.

В практическом плане это означало бы:

• **Ангаро-Енисейский каскад** был бы полностью замкнут — четыре станции на Ангаре (Иркутская, Братская, Усть-Илимская, Богучанская) плюс три-четыре на Енисее (Саяно-Шушенская, Красноярская, Среднеенисейская, Осиновская) — суммарная мощность свыше 30 ГВт.

• **Сибирь получила бы избыток дешёвой электроэнергии** для алюминиевой промышленности, золотодобычи, химии и металлургии — с возможностью выдачи мощности на Урал и в европейскую часть через ЛЭП постоянного тока.

• **Судоходство на Енисее** стало бы сквозным — пороги (Казачинские, Осиновские) ушли бы под воду.

• **Латвия** имела бы третий источник дешёвой гидроэлектроэнергии.

• **Кузбасс** получил бы регулирование стока Томи и дополнительную генерацию.

Цена вопроса — огромные затопления, переселение десятков тысяч людей, экологические изменения, которые при тогдашних технологиях трудно было компенсировать. Часть этих проектов (например, Среднеенисейская ГЭС) столкнулась с открытием месторождений прямо в зоне затопления. Другие (Эвенкийская) упираются в мерзлотные рассолы, экологические риски и отсутствие потребителей рядом со станцией.

Но главный итог — не в отдельных проектах, а в **потере инерции**. После остановки 1989–1994 годов российское гидростроительство так и не восстановило прежнего темпа. Ни одной новой крупной ГЭС (мощностью более 1000 МВт, заложенной с нуля в новой России) не построено. Единственные достройки советского задела — Богучанская (2012) и Нижне-Бурейская (2019). Все остальные советские проекты остаются либо на бумаге, либо в виде заброшенных котлованов.

Малая гидроэнергетика

В России более 2,5 млн малых рек, их сток составляет около половины общего речного стока страны. Экономический потенциал малых ГЭС — около 200 млрд кВт·ч/год, но используется он всего на 4,5 %. Наиболее перспективные регионы — Кавказ, Северо-Запад, юг Сибири и Дальний Восток. При Сталине автономная дешёвая малая гидроэнергетика была системообразующим элементом электрификации села и частью военно-стратегического планирования. В конце 1950-х годов малые ГЭС обеспечивали **до 25 %**(!) всего потребления электроэнергии в стране. Только в Рязанской области действовало около 200 малых ГЭС, снабжавших 500 колхозов и 68 МТС. 8 февраля 1945 года Совнарком СССР принял постановление «О развитии сельской электрификации», которое открыло путь к массовому строительству. Размах достигал тысячи малых ГЭС в год. К 1952 году их количество в СССР достигло пика — 6 614 штук общей мощностью 322 МВт.

3.4.2. **Современное состояние гидроэнергетики**

Сейчас в России работает 104 ГЭС и ГАЭС общей мощностью ~53 ГВт. Освоено около 20–25 % экономического потенциала. При этом распределение освоения тоже неравномерное: в европейской части — 38,6 %, в Сибири и на Дальнем Востоке — 21,3 %, а на самом Дальнем Востоке — всего 5 %.

Перспективные зоны для крупных ГЭС:

• *Нижняя Тунгуска* — проект ГЭС мощностью до 12 ГВт с крупнейшим в мире водохранилищем;

• *Нижняя Ангара* и верховья Оби и Енисея;

• *Дальний Восток* — реки Витим, Алдан и его притоки (Учур, Тимптон, Мая), притоки Амура;

• *Северный Кавказ* — деривационные ГЭС без крупных затоплений.

Россия серьёзно отстаёт от передовых стран по нескольким направлениям.

По степени освоения потенциала. Освоено ~20 % — это один из самых низких уровней среди развитых и развивающихся стран. Во многих странах Европы, США, Канаде, Японии уровень использования превышает 50 %, а в ряде стран (Норвегия, Швейцария, Финляндия) — свыше 90 %.

По темпам роста. За 2000–2024 годы мощности российской гидроэнергетики выросли на 22,6 %, тогда как общемировой показатель — 78,5 %. Россия по этому показателю многократно уступает Китаю (+93 %), Бразилии (+36 %) и Индии (+27 %).

По доле в мировом объёме. Россия сократила свою долю в мировой гидроэнергетике до 4,2 % к 2024 году, хотя обладает 9 % мирового потенциала. 3

По фактическим вводам. В новой России (после распада СССР) не построено с нуля ни одной крупной ГЭС, сопоставимой с Саяно-Шушенской или Братской. Исключения — Нижне-Бурейская (320 МВт, 2019) и Усть-Среднеканская (570 МВт, достраивалась с 1991 по 2024). Сейчас в России **не строится ни одной новой ГЭС**.

По ГАЭС. Мощность гидроаккумулирующих станций в России — 1,35 ГВт, что составляет менее 1 % общемирового показателя. Для сравнения, в Европе ГАЭС активно строят для балансировки возобновляемой генерации.

Когда и почему было остановлено плановое развитие гидроэнергетики

Остановка происходила в несколько этапов, и у каждого были свои причины.

• Этап 1: Сворачивание малых ГЭС (1954–1960-е)

После смерти Сталина, в 1954 году, был отменён запрет на подключение сельской местности к централизованному энергоснабжению. До колхозов дотянули ЛЭП — и малые ГЭС стали экономически невыгодными. К 1970-м годам от 6 614 малых ГЭС (пик 1952 года) осталось несколько десятков. Это был осознанный курс на централизацию энергоснабжения и создание ЕЭС — но он обнулил целый сегмент гидроэнергетики.

• Этап 2: Экологическая критика и «перестройка» (1986–1991)

В конце 1980-х годов гидроэнергетика подверглась массированной критике. Катализатором стал фильм «Плотина» (1986), в котором собраны аргументы против ГЭС — затопление земель, переселение людей, разрушение экосистем. Параллельно, в августе 1986 года, Политбюро ЦК КПСС приняло решение о прекращении проекта поворота сибирских рек — формально из-за протестов экологов и научного сообщества, но реальной причиной была нехватка денег: цены на нефть упали с $27 до $6 за баррель.

Сочетание экологической критики и экономического кризиса привело к тому, что *строительство новых ГЭС в СССР было остановлено*. Начали консервировать стройки — Богучанская ГЭС, заложенная в 1980 году, год за годом откладывалась: окончание переносили с 1993 на 1994, потом дальше.

• Этап 3: Крах 1990-х

Распад СССР и экономический кризис 1992–1998 годов добили

гидростроительство. Финансирование стройек сократилось почти до нуля.

Богучанская ГЭС была объявлена банкротом в 1998 году. Крапивинская ГЭС в Кемеровской области, заложенная в 1976 году, не достроена до сих пор. В 1987 году был окончательно остановлен проект Даугавпилсской ГЭС в Латвии.

• Этап 4: 2000-е — наши дни

В 2000-е годы некоторые стройки удалось завершить (Богучанская ГЭС — в 2012–2014, Нижне-Бурейская — в 2019). Но новых крупных проектов с нуля не начиналось. По Генеральной схеме до 2042 года запланированы 7 ГЭС и 5 ГАЭС общей мощностью 7,5 ГВт — но строительство ни одной из них не началось.

Кто виноват в отставании?

• В советский период решение о сворачивании малой гидроэнергетики принимало руководство СССР во главе с Хрущёвым (1954 — отмена запрета на централизованное снабжение села). Это был осознанный политический выбор в пользу укрупнения и централизации — последствия которого в полной мере проявились позже.

• Остановку крупного гидростроительства в конце 1980-х инициировало руководство СССР во главе с Горбачёвым — под давлением экологической критики и на фоне падения доходов от нефти.

• В 1990-е годы крах гидростроительства был прямым следствием экономической политики правительства Гайдара—Черномырдина и дефолта 1998 года. Финансирование прекратилось, стройки заморозили, многие были объявлены банкротами.

• В 2000–2020-е годы проблема сместилась в плоскость рыночных механизмов: при действующей модели рынка электроэнергии окупаемость ГЭС составляет 25–30 лет, что не привлекает частных инвесторов, а государство не готово финансировать напрямую. Решение о том, какие механизмы поддержки применять, — за правительством и Госдумой. Соответствующий проект постановления о ДПМ для ГЭС готовится, но ещё не принят.

С юридической точки зрения ни одно из этих решений не было преступлением — но с точки зрения долгосрочных последствий для энергетической безопасности страны каждое из них имело серьёзный разрушительный эффект, и последствия мы расхлёбываем до сих пор.

3.4.3. **Проблемы развития современной гидроэнергетики**

Основные барьеры, по данным Института «Гидропроект», «РусГидро» и профильных ассоциаций:

Экономические:

• Высокая капиталоёмкость — в 2–3 раза выше, чем у ТЭС

• Длительные сроки строительства — 10 лет и более, окупаемость — 25–30 лет

• Основной неиспользованный потенциал находится в труднодоступных регионах Сибири и Дальнего Востока, далеко от центров потребления

• Схема выдачи мощности (ЛЭП) может стоить сопоставимо с самой ГЭС, а иногда дороже

• Отсутствие доступных «длинных дешёвых денег» — кредитные ставки высоки

Правовые:

• Неурегулированность вопросов создания водохранилищ — по Водному кодексу они собственность государства, но затраты на их создание (до 20 % от капвложений) ложатся на инвестора

• Отсутствие государственного регулирования отношений между участниками комплекса (дороги, сети, посёлки)

• ГАЭС убыточны на энергетическом рынке (КПД 74 %) и требуют отдельных решений по компенсации

Экологические:

• Затопление плодородных земель и переселение людей

• Изменение гидрологического режима рек, воздействие на рыбное хозяйство и биоразнообразие

• С 1980-х годов экологическая критика остаётся мощным политическим фактором

Инфраструктурные:

• Возраст большинства действующих ГЭС превышает 50 лет — назрела необходимость масштабной модернизации

• Риски климатических изменений — сезонные перепады водности, экстремальные погодные явления

Технологические (для малых ГЭС):

• Многие малые реки в зимний период промерзают до дна

• Стоимость ЛЭП для выдачи мощности малой ГЭС может превышать стоимость самой станции

• Отсутствие серийного производства оборудования для малых ГЭС в России.

У России колоссальные водные ресурсы для гидроэнергетики — вторые в мире. Но освоено лишь 20–25 % потенциала, и разрыв с ведущими странами растёт. Остановка происходила волнами — 1954 (малые ГЭС), 1986 (экологическая критика + нехватка денег), 1990-е (экономический коллапс), 2000–2020-е (отсутствие механизмов финансирования). Виноваты конкретные решения конкретных руководителей на каждом этапе — но не менее важна и системная проблема: рыночная модель, в которой ГЭС с 25-летним сроком окупаемости не могут конкурировать за инвестиции без целевой господдержки.

Что может дать восстановление гидроэнергетики в России

Восстановление малой гидроэнергетики и реализация советских планов по крупной — не решают проблему устойчивого энергоснабжения России целиком. Даже при полной реализации Генсхемы гидроэнергетика обеспечит лишь около 10 % потребного ввода, но она является необходимой и незаменимой частью решения. Вот почему.

• *Малая гидроэнергетика* решает задачу, которую не может решить ничто иное — энергоснабжение изолированных территорий (70 % страны) без завозного топлива. Это вопрос не доли в балансе, а энергетической безопасности конкретных регионов. Но без стратегии развития, серийного производства оборудования и упрощения разрешительных процедур она останется на уровне 0,5 % от баланса.

• *Крупная гидроэнергетика* — единственный источник, способный одновременно покрывать базовую нагрузку, обеспечивать манёвренный резерв (через ГАЭС) и противопаводковую защиту. Генсхема-2042 заложила адекватный минимум — 7,8 ГВт — но без механизмов возврата инвестиций это останется на

бумаге. Советские проекты полного Ангаро-Енисейского каскада (дополнительные 20+ ГВт) могли бы превратить Сибирь в абсолютного энергетического донора страны, но их реализация в нынешних экономических условиях капитализма нереалистична.

• *Критическое узкое место* — не генерация, а сети и финансирование. Даже если построить все ГЭС и МГЭС из планов, энергия не дойдёт до потребителя через сети с износом 88 %. А без льготного финансирования (5 % вместо 16 %) ни один проект не окупится.

Желательный сценарий на ближайшие 10–15 лет: достройка 3–4 ГЭС из Генсхемы (Нижне-Зейская, Канкунская, Мокская), ввод 2–3 ГАЭС, утроение МГЭС до
4 ГВт — при условии возврата не действующих с 2019 г. ДПМ (договоров предоставления мощности) и бюджетного софинансирования водохранилищ. Это добавит 5–7 ГВт — около 6 % от требуемого ввода к 2042 году. Остальное должны дать ТЭС, АЭС и ВИЭ. Но без гидроэнергетической составляющей устойчивое энергоснабжение России невозможно — именно ГЭС и ГАЭС обеспечивают манёвренность и надёжность, которых лишены тепловые и атомные станции.

У России есть необходимые физические ресурсы и большой потенциал. Но для их раскрытия нужны государственные инвестиции, смена модели финансирования, что экономически нереализуемо при текущей модели.

3.5. **Что прогнозируется для России при сохранении уровня существующих технологий**

Это не предсказание, а модельный сценарий, построенный на работах по EROI (Чарльз Холл, Университет штата Нью-Йорк), теории коллапса сложных обществ (Джозеф Тейнтер) и демографическим прогнозам для России. Если технологического прорыва в атомной энергетике не произойдёт, то к 2047 году произойдёт падение EROI до 7:1, при котором избыточная энергия для развития (наука, медицина, инфраструктура) практически исчезает. Общество переходит из режима развития в режим **поддержания**. Наиболее вероятный "нейтральный" сценарий предсказывает достижение в России системного EROI = 7:1 к 2047 г. и 6:1 к 2050 г., что вызовет глобальную энергетическую рецессию».

Исторические аналоги

Падение Западной Римской империи (V век н. э.)

Томас Гомер-Диксон показал, что падение EROI было одним из факторов коллапса Рима: истощение ближайших сельскохозяйственных земель, удлинение логистических цепочек, рост затрат на поддержание сложной административной системы. Результат: за ~150 лет население Рима сократилось с ~1 млн до ~30–50 тыс., городская культура деурбанизировалась, сложная инфраструктура (акведуки, дороги) перестала поддерживаться.

Аналогия с Россией: огромная территория, длинные логистические цепочки, сложная техническая инфраструктура, обслуживание которой требует всё больше энергии. Но в отличие от Рима, у индустриально развитой России есть ядерный и угольный запас прочности, который может смягчить сценарий.

Распад СССР (1991)

Джозеф Тейнтер прямо указывал, что распад СССР совпал со снижением EROI при переходе добычи нефти на более сложные месторождения Западной Сибири. Но СССР рухнул не от того, что энергия закончилась — он рухнул от того, что сложность системы превысила способность её поддерживать. EROI нефти в СССР в 1980-х был ещё ~30:1, но *затраты на поддержание империи* (ВПК, союзные республики, глобальное влияние) превысили энергетическую базу.

Россия 1990-х — ближайший и самый страшный аналог

Это не историческая параллель, а прямой опыт: экономический коллапс привёл к сокращению энергопотребления, промышленного производства и населения. За 1992–2008 годы прямая естественная убыль составила 12,8 млн человек. Демографические потери (недорождённые + умершие) к 2021 году — 26,3 млн человек по сравнению с прогнозом Госкомстата СССР от 1990 года. Продолжительность жизни мужчин упала с 64,5 (1987) до 57,7 лет (1994) [35].

3.5.1. **Прогноз: к чему в экономике и демографии может привести EROI 7:1**

Экономическое состояние

При EROI 7:1 Россия, по модели Тейнтера–Холла, теряет способность поддерживать текущий уровень сложности. Конкретно это означает:

• *Деградация инфраструктуры ускоряется.* **Сети (износ 61–88 %), дороги, трубопроводы требуют всё больше энергии на ремонт. При EROI 7:1 избыточной энергии на капитальный ремонт не хватает — инфраструктура переходит в режим «латания дыр».**

• *Промышленность упрощается.* Энергоёмкие отрасли (металлургия, химия, алюминиевая) становятся нерентабельными — их EROI-вклад в экономику падает ниже порога окупаемости. При EROI 8:1 солнечные и ветровые станции уже не окупают вложенной энергии за срок службы (25 лет).

• *Наука и медицина деградируют.* При EROI < 12:1 избыточная энергия для науки и передовой медицины исчезает. Это означает: сокращение финансирования НИОКР, закрытие региональных медицинских центров, возврат к базовой медицине.

• *Транспортная связность падает.* При EROI < 8:1 стоимость перевозок по длинным российским расстояниям становится prohibitive. Транспортная сеть редеет — периферия отключается от центра.

Исторический уровень: по уровню энергопотребления на душу населения и индустриальной сложности — это примерно **СССР конца 1960-х — начала 1970-х годов**. Тогда душевое энергопотребление в РСФСР составляло около 4,5–5 т у.т./чел. (сейчас ~6,5 т у.т./чел.). Но с критической разницей: в 1970-х EROI нефти был ~30:1 и имел тенденцию к росту, а в сценарии 2047 года — EROI = 7:1 и продолжает падать.

Демографический прогноз

Демографическая катастрофа 1990-х — *модель в миниатюре* для того, что может произойти при EROI 7:1. Но есть критическое отличие: в 1990-х EROI был высоким (~30:1), а падение было вызвано политическим и экономическим коллапсом, не энергетическим. При EROI 7:1 кризис *не обратим* простым изменением экономической политики — он фундаментально энергетический.

Базовые демографические прогнозы (без энергосценария):

• ООН, средний вариант: 136 млн к 2050 году;

• ООН, пессимистичный: 124,6 млн к 2050, 99,7 млн к 2078;

• ООН, сценарий 2024: 74–112 млн к 2100 [36];

• Демограф А. Антонов: без возрождения многодетной семьи — не более 70 млн к 2050;

• Инерционный прогноз (при текущих ставках рождаемости/смертности): 135–136 млн к 2040, <130 млн к 2050.

Сценарий EROI 7:1 (2047)

Демографические потери 1990-х были вызваны не физическим голодом, а *социальным стрессом*: разрыв экономических связей, гиперинфляция, падение уровня жизни, безработица, алкоголь, разрушение медицинской системы. В 1992–2000 гг. средняя убыль составляла ~700–800 тыс. в год. В 2020-е годы при EROI ~12:1. убыль составляет ~500–600 тыс. в год. При энергетическом коллапсе к этому добавляется *физическая невозможность* поддерживать инфраструктуру на периферии, рост стоимости энергоносителей, сокращение расходов на здравоохранение, падение среднего уровня жизни.

Таблица 46. **Сценарий демографических потерь при EROI 7:1 (2047)**

Параметр	1990-е (исторический опыт)	Сценарий EROI 7:1 (2047–2060)
Естественная убыль в год	500–900 тыс.	700–1200 тыс.
Срок кризиса	8–10 лет	15–25 лет (EROI продолжает падать)
Падение ожидаемой продолжительности жизни мужчин	с 64,5 до 57,7 лет	с ~68 до ~55–58 лет
Миграция из периферийных регионов	1–2 млн из Севера и Дальнего Востока	5–10 млн
Суммарная рождаемость	1,16 (1999)	<1,1

Население к 2055–2060 годам при этом сценарии, по оценке на основе экстраполяции демографической модели 1990-х с поправкой на длительность и необратимость кризиса: **90–110 млн человек**. До 90 млн — пессимистичный сценарий, 110 млн — оптимистичный. К 2100 году — **60–80 млн**, что близко к пессимистическому варианту ООН.

Демографический прогноз — самая неопределённая часть сценария. Рождаемость в России упала ниже воспроизводства уже с 1960-х годов. И даже при высоком EROI (30:1 в 1980-х) рождаемость падала. С другой стороны при низком EROI 7:1 она может не упасть до <1,1, потому что в бедных странах рождаемость часто выше, чем в богатых.

Территории: кто теряет первым

Российская цивилизация устроена так, что *энергетический кризис бьёт не равномерно, а по концентрическим кругам от периферии к центру*.

• Первый круг (первые 5–10 лет после достижения EROI 7:1) — зоны децентрализованного энергоснабжения:

Это 70 % территории России, где энергия производится на дизеле с завозным топливом. При падении EROI стоимость завоза топлива растёт экспоненциально.

Чукотка, Камчатка, Магаданская область, север Якутии, Таймыр, Эвенкия — население этих территорий (~2–3 млн человек) оказывается в ситуации выбора: уехать или остаться без надёжного энергоснабжения. Опыт 1990-х показал: **уезжают**. Население Чукотки упало с 164 тыс. (1989) до 50 тыс. (2010).

• Второй круг (10–15 лет) — Дальний Восток и север Сибири:

Даже в текущей ситуации (EROI ~12:1) Дальний Восток испытывает энергодефицит при избытке гидроресурсов — это названо «абсурдом» советником президента Кобяковым. При EROI 7:1 передача энергии на расстояние 6–8 тыс. км от Сибири становится нерентабельной. Дальний Восток (население ~8 млн) теряет энергетическую связь с европейской частью. В исследовании испанского аналитического центра прямо указывается: депопуляция Дальнего Востока усугубляется мобилизацией и зависимостью от Китая, а ФСБ опасается китайских притязаний на территорию.

• Третий круг (15–25 лет) — малые и моногорода европейской части:

ВЦИОМ (2025) сообщает, что сотни малых и моногородов под угрозой исчезновения. РАНХиГС — 130 малых городов с убылью 314,5 тыс. за 10 лет. При EROI 7:1 эти города теряют экономический смысл: содержать их инфраструктуру энергетически дороже, чем продукт, который они производят. Процесс «вываривания» периферии, идущий с 1990-х, резко ускоряется.

Что остаётся:

Треугольник Москва—Казань—Нижний Новгород—Санкт-Петербург, южная полоса от Ростова до Самары, индустриальный Урал (Екатеринбург—Челябинск), юг Западной Сибири (Новосибирск—Томск—Барнаул). Это ~30–40 % территории при ~70–80 % населения. За пределами этого пояса — отдельные ресурсные анклавы (Норильск, Якутск, Владивосток), существующие в режиме энергонищеты и постоянного риска отключения.

Что может предотвратить сценарий

Тот же препринт, прогнозирующий EROI 7:1 к 2047, оценивает *технологический пакет*, способный повысить EROI на 5–5,75 пункта и отодвинуть критический порог на 50–60 лет. Этот пакет включает:

1. З*амкнутый ядерный цикл* (реакторы на быстрых нейтронах БН-800, БРЕСТ-ОД-300) — EROI российского атома с центрифужным обогащением оценивается в 75–106. Промышленный реактор БРЕСТ-ОД-300 уже строится в Северске.

2. *Уголь* — второй по значимости физический ресурс после урана. Уголь может отсрочить коллапс на 10–15 лет, но его использование ограничено экологическими нормами, транспортными издержками и тем, что добыча в России уже убыточна (408 млрд руб. убытка в 2025 году). Таким образом, уголь может выиграть время, но не отменить энергетический спуск — это страховка, а не решение.

3. *Гидроэнергетика* — EROI крупных ГЭС составляет 50–100:1, но ограничен выборкой sites и огромными капитальными затратами.

4. *Цифровизация энергосистем* — снижение потерь (сейчас 10,1 %).

5. *Тепловые насосы* — замещение прямого сжигания топлива для отопления.

Если хотя бы *атомная компонента* сработает — а у России есть для этого технологическая база и топливный задел (уран-238 + торий на тысячи лет) — сценарий EROI 7:1 отодвигается за 2100 год, и вопрос переходит из экзистенциального в управленческий. Уголь не альтернатива атому, а мост к нему: он

даёт 10–15 лет, которых может хватить для масштабирования замкнутого цикла. Однако проблема в том, что доля атома в энергобалансе России сейчас маленькая (~15–20 %). Даже если атом сохранит EROI 75:1, но его доля в энергобалансе не превысит 20 %, то системный EROI будет определяться нефтегазом (~30 % от общего баланса), и падение будет доминирующим. Чтобы атом стал системообразующим, его доля должна вырасти до 50–60 %, что требует строительства ~50 новых АЭС за 15 лет, а это физически нереалистично.

Таблица 47. **Сценарии EROI для России в связи с ядерным прорывом**

Параметр	Сценарий EROI 7:1 (без прорыва)	Сценарий с ядерным прорывом
Экономический уровень	СССР конца 1960-х по потреблению, но с падающим трендом	Текущий уровень с медленной стабилизацией
Население к 2060	95–110 млн	135–140 млн
Население к 2100	60–80 млн	120–130 млн
Территории под риском	Север, Дальний Восток, малые города — 60–70 % площади	Дальний Восток и север (но медленнее)
Обратимость	Нет (EROI продолжает падать)	Да (EROI стабилизируется)

Сценарий EROI 7:1 без технологического прорыва — это не «возвращение в прошлое», а **спуск на один уровень сложности** с необратимой потерей периферии. Россия не вернётся в XIX век — она останется индустриальной, но резко меньшей: меньше территория, меньше население, меньше отраслей, меньше науки. Ближе всего это к России 1990-х, но на 20–30 лет, а не на 8, и без гарантии дна.

Решающий фактор — **атомная энергетика**. Это не вопрос_preferences, а вопрос выживания как технологической цивилизации. У России есть и реакторы на быстрых нейтронах, и центрифужное обогащение, и запасы урана-238 на сотни лет. Вопрос в том, успеет ли промышленность масштабировать замкнутый цикл до того, как падение EROI сделает строительство новых АЭС энергетически нерентабельным. Окошко возможностей — примерно до 2035–2040 годов. Дальше может быть поздно.

3.5.2. **Как падение EROI до 7:1 может повлиять на суверенитет России**

Объёмный сценарный анализ — давайте разберём по каждому актору, опираясь на фактическую геополитическую ситуацию и экстраполируя её на условия EROI 7:1.

Общая логика: энерговооружённость = суверенитет

Энерговооружённость — это не просто экономический показатель, а *фундамент военного, политического и экономического суверенитета*. Как отмечают исследователи, в современных условиях «эффективность экономики, национальный суверенитет и обороноспособность страны напрямую зависят от обеспечения энергетической безопасности». При EROI 7:1 Россия теряет не только избыточную энергию для развития, но и *энергетический рычаг внешней политики* — возможность использовать экспорт энергоресурсов как инструмент влияния. Именно этот рычаг на протяжении десятилетий был основой геополитического веса России.

Китай — главный бенефициар ослабления

Текущая ситуация. Китай — главный покупатель российских энергоресурсов после переориентации с Европы. Доля азиатских рынков в экспорте выросла до 78,4 % (2023). Но продажа идёт с дисконтом 20–30 % к цене Brent, что снижает доходы бюджета. При этом на российском Дальнем Востоке проживает 7,4 млн человек, а в северо-восточных провинциях КНР — 102,4 млн, плотность населения различается в 100 раз (1,2 чел./км² против 124,4). 57

Сценарий EROI 7:1:

При падении энерговооружённости Россия теряет способность **поддерживать инфраструктурную связность Дальнего Востока с центром**. ЛЭП и Транссиб на расстоянии 6–8 тыс. км требуют постоянных затрат энергии на обслуживание. При EROI 7:1 эти затраты становятся обременительными — периферия физически отключается.

Таблица 48. **Китай — главный бенефициар ослабления**

Параметр	Сейчас	При EROI 7:1
Население Дальнего Востока	~7,4 млн	3–5 млн (продолжение тренда 1990-х)
Военные возможности на Дальнем Востоке	Ограниченные, но достаточные для сдерживания	Минимальные — переброска войск по Транссибу затруднена
Энергетическая связь с европейской частью	Действующая ЕЭС	Рвётся — дефицит генерации на Дальнем Востоке
Экономическое присутствие Китая	Торговля, инвестиции, аренда сельхозземель	Доминирующее — китайский капитал замещает уходящий российский

Китай не нуждается в военном сценарии. Демографический дисбаланс, который уже сейчас вызывает тревогу у 60 % россиян (по данным ФОМ), при EROI 7:1 становится **неуправляемым**. Китайские инвестиции в сельское хозяйство, лесозаготовку и инфраструктуру Дальнего Востока — единственный источник капитала в регионе. Китай действует через концессии, кредиты и инфраструктурные проекты, но не через аннексию. Это создаёт **фактическую экономическую зависимость**, при которой формальный суверенитет сохраняется, но реальные решения принимаются в Пекине. Китай не заинтересован в присоединении депопулирующих территорий с суровым климатом — это обуза, а не актив.

Важно: у Китая собственные проблемы — старение населения, долговой кризис провинций, нехватка воды, замедление роста, дефицит энергии (кроме угля, себя не обеспечивает). Но при EROI 7:1 у России нет сил их эксплуатировать — асимметрия «сильный Китай vs слабая Россия» становится подавляющей.

Япония — реванш через слабость

Текущая ситуация. Япония претендует на южные Курилы (Итуруп, Кунашир, Шикотан, Хабомаи), Россия категорически отвергает претензии. После 2022 года отношения заморожены — Россия вышла из переговоров по мирному договору.

Сценарий EROI 7:1.

При ослаблении России вопрос Курил может перейти из дипломатической плоскости в практическую. Военные эксперты прямо указывают: «по неядерным

вооружениям силы РФ на Дальнем Востоке и двух прилегающих округов КНР просто нельзя сравнивать, переброска войск по транссибирской железной дороге легко может быть предотвращена». При EROI 7:1 этот дисбаланс усугубляется:

• Гарнизоны на Курилах обеспечиваются по морю и воздуху с материка. При энергодефиците логистика становится дорогой и ненадёжной.

• Япония, оставаясь под ядерным зонтиком США, может усиливать давление — не военным путём (девятая статья конституции), а через экономическую экспансию, рыболовные соглашения, демонстрацию силы в проливах.

• Военный бюджет Японии растёт — в 2023 году страна объявила о плане увеличить оборонные расходы до 2 % ВВП. При слабеющей России Токио получает свободу манёвра в северной части Тихого океана.

Прямой военный захват маловероятен (ядерное сдерживание сохраняется), но эрозия контроля — постепенное экономическое и демографическое проникновение, вытеснение российского присутствия с рыболовных зон, односторонние действия в спорных водах — становится реалистичной. При этом Япония — страна с крупнейшим госдолгом в мире (>250 % ВВП) и быстро стареющим населением (средний возраст ~49 лет). У неё нет ресурсов для масштабной военной экспансии.

Турция — экспансия в тюркском мире

Текущая ситуация**.** Турция — член НАТО, но одновременно углубляет сотрудничество с Россией (АЭС «Аккую», газовые поставки, рассматривает вступление в ШОС). При этом Анкара активно расширяет влияние в Центральной Азии через Организацию тюркских государств (ОТГ) и энергетические проекты. В 2025–2026 годах турецкая Ihlas Holding начала строительство каскада из шести ГЭС в Кыргызстане на $6,3 млрд — крупнейший частный энергопроект в истории республики.

Сценарий EROI 7:1.

При ослаблении России Турция получает окно возможностей в Центральной Азии и на Кавказе:

• *Энергетическое замещение***:** Россия теряет способность поставлять энергоресурсы в страны СНГ по льготным ценам. Турция, используя своё географическое положение (хаб между Каспием и Европой), перехватывает роль *энергетического арбитра* региона.

• *Транскаспийский маршрут* (Китай → Казахстан → Каспий → Азербайджан → Грузия → Турция → Европа) обходит Россию. При EROI 7:1 российский транзит теряет конкурентоспособность — турецкий маршрут становится основной торговой артерией Евразии.

• *Тюркская идентичность* как soft power: в условиях экономической слабости России страны Центральной Азии переориентируются на Турцию как на культурного и политического патрона. Турецкие сериалы, образование, инвестиции уже формируют лояльность.

Однако Турция сама сильно зависит от импорта энергии (58 % угля, 92 % нефти, 99 % газа), и её возможности не безграничны. Прямая конфронтация с Россией Анкаре невыгодна — но **мягкое вытеснение** российского влияния из Центральной Азии становится главной стратегией. Преимущество Турции — географическое положение как транзитного хаба, а также более высокая демографическая динамика.

Однако она не может полностью заместить Россию, так как сама зависит от внешних поставок.

Коллективный Запад (США + НАТО) — стратегическое сдерживание

Текущая ситуация. Санкции против российской энергетики носят долгосрочный характер и нацелены на «подрыв потенциала суверенного развития». Запад последовательно блокирует доступ России к критическим технологиям — глубоководной добыче, сжижению газа, турбостроению.

Сценарий EROI 7:1.

При EROI 7:1 Запад не нуждается в прямой агрессии — достаточно *продолжения текущей стратегии изоляции*.

• *Технологическая блокада становится удушающей***.** Без доступа к передовым технологиям (а при EROI 7:1 Россия теряет способность развивать собственные) разрыв в технологическом уровне становится необратимым. Как отмечают аналитики, «зависимость от азиатских поставщиков (Китай, Индия) в сегментах микроэлектроники и автоматики» уже является ключевым риском.

• *Военное сдерживание* требует постоянных затрат энергии на поддержание ВПК. При EROI 7:1 избыточной энергии для модернизации вооружений нет — Россия переходит к оборонительной стратегии, отказываясь от глобального военного присутствия.

• *Информационная война* усиливается — кибератаки на энергетическую инфраструктуру (рост на 30 % в 2022 году) становятся инструментом доведения EROI до критического уровня.

Главный инструмент Запада — *не военный, а экономико-технологический:* удержание России в зоне санкционной изоляции до тех пор, пока падение EROI не сделает невозможным технологическое возрождение.

Евросоюз — от энергетической зависимости к энергетической независимости

Текущая ситуация. ЕС переплатил 544 млрд евро за импорт нефти и газа в 2022–2024 годах, заменяя российские поставки. Доля российского газа в импорте ЕС упала с 40 % (до 2022) до 11 % (2024). Основной поставщик СПГ — США (45 % импорта). 3

Сценарий EROI 7:1.

При падении российской энергетики ЕС **окончательно теряет интерес к российским энергоресурсам** — они становятся физически недоступными или неконкурентоспособными. Россия теряет европейский рынок окончательно, а вместе с ним — главный источник валютных доходов на протяжении XX века.

Но есть и обратный эффект: ЕС при EROI 7:1 России получает **возможность давления через энергетику** — поставки СПГ, технологии, финансирование становятся инструментом торга. Страны Восточной Европы (Польша, Прибалтика), исторически зависевшие от российской энергии, могут стать плацдармом для усиления западного давления.

Сценарий предполагает сохранение текущей западной консолидации, но внутренние противоречия Запада могут как усилить, так и ослабить давление на Россию. Коллективный Запад и Евросоюз не монолитны. США и ЕС имеют разные интересы: США продают СПГ Европе с выгодой, Европа страдает от дорогого газа.

Внутри ЕС — расколы: Германия и Восточная Европа, Франция и Германия по атомной энергии.

Центральная и Средняя Азия — «мягкое подбрюшье»

Текущая ситуация. Регион с быстро растущим населением (к 2030 году — ~85 млн, к 2050 — ~100 млн) превращается в «пространство конкурирующих проектов» — Россия, Китай, Турция, США, ЕС борются за влияние.

Сценарий EROI 7:1.

Центральная Азия становится **главной зоной потери российского влияния.**

• *Энергетическая связь.* Россия связана с центральноазиатским энергокольцом через Казахстан. При EROI 7:1 Россия теряет возможность субсидировать энергопоставки в регион — и страны переориентируются на Китай и Турцию.

• *Трудовая миграция.* Трудовые мигранты из Центральной Азии — важный источник доходов для их стран и рабочей силы для России. При экономическом коллапсе спрос на мигрантов падает — Россия теряет рычаг влияния, а страны региона ищут новые рынки труда (Турция, Россия теряет привлекательность).

• *Безопасность.* Афганский фактор (граница с Туркменией, Узбекистаном, Таджикистаном) требует коллективной безопасности. Россия через ОДКБ — ключевой гарант. При EROI 7:1 способность России обеспечивать безопасность региона падает — и вектор смещается к Китаю и, возможно, к Турции.

• *Водная проблематика.* Гидроэнергетика Центральной Азии (Камбаратинская ГЭС в Кыргызстане, каскады в Таджикистане) — ключ к региональной стабильности. Россия теряет возможность финансировать и строить ГЭС в регионе — место занимает Турция (как в Кыргызстане) и Китай.

Таблица 49. **Сводная оценка уязвимости по акторам**

Актор	Тип угрозы при EROI 7:1	Вероятность	Масштаб потери суверенитета
Китай	Экономико-демографическое замещение на Дальнем Востоке	Высокая	Территориальная целостность Дальнего Востока под вопросом
Япония	Эрозия контроля над Курилами, рыболовными зонами	Средняя	Военное присутствие на Тихом океане
Турция	Вытеснение из Центральной Азии, перехват энергетических потоков	Высокая	Потера влияния в тюркском мире
Коллективный Запад	Технологическая блокада, доведение EROI до критического уровня	Уже реализуется	Технологический суверенитет
ЕС	Окончательная потеря энергетического рынка, рычага влияния	Очень высокая	Экономический суверенитет
Центральная Азия	Переориентация на других патронов, миграционные потоки	Высокая	Геополитический буфер

Что сохраняет суверенитет даже при EROI 7:1

Даже в худшем сценарии у России остаются *три линии обороны суверенитета:*

1. *Ядерное оружие* — не требует огромных энергозатрат на поддержание, но обеспечивает неприкосновенность ядра территории. Страны, обладающие ядерным арсеналом, не подвергаются прямой военной агрессии при любом уровне экономического упадка (пример: КНДР).

2. *Территориальная концентрация* — даже при потере Дальнего Востока, Сибири и части Северного Кавказа компактная Россия в границах Московия—Поволжье—Урал остаётся территорией с населением 60–80 млн, достаточным для поддержания государственности.

3. *Атомная энергетика* — EROI российского атома с центрифужным обогащением оценивается в 75–106. Если замкнутый ядерный цикл (БН-800, БРЕСТ-ОД-300) будет масштабирован, именно атом может стать единственным источником, способным поддержать индустриальную цивилизацию при падении EROI углеводородов.

Итог

При EROI 7:1 Россия не исчезает как государство — но **превращается из евразийской державы в региональное государство**, контролирующее компактную территорию европейской части и Урала. Периферия — Дальний Восток, Север, Кавказ, Центральная Азия как зона влияния — отпадает под давлением Китая, Турции и Запада. Япония усиливает позиции в тихоокеанском регионе. Турция перехватывает тюркский мир. ЕС окончательно освобождается от энергетической зависимости. Центральная Азия переходит под патронат Китая и Турции.

Окно для предотвращения этого сценария — примерно до 2035–2040 годов. Если до этого времени Россия не масштабирует атомную энергетику с замкнутым циклом и не восстанавливает гидроэнергетический потенциал, геополитический откат станет необратимым. Не потому, что кто-то нападёт, а потому, что **энергии не хватит на удержание территории**.

Без технологического прорыва (в первую очередь в атомной энергетике), без планового восстановления и развития гидроэнергетики и ЛЭП поддержание текущего уровня сложности в России станет невозможным. В результате прогнозируемого падения к 2047 году энергетической рентабельности до 7:1 Россия будет отброшена к уровню экономики середины XX века с вымиранием до 95–110 млн человек и с потерей большей части территорий

Литература

1. Energy Institute. Statistical Review of World Energy 2026. — 75th ed. — London : Energy Institute, 2026. — URL: https://www.energyinst.org/statistical-review (дата обращения: 29.09.2026).
2. Energy Institute. Statistical Review of World Energy 2026 : Summary version. — London : Energy Institute, 2026. — URL: https://www.energyinst.org/__data/assets/pdf_file/0004/1822009/Statistical-Review-of-World-Energy-2026-Summary-version.pdf (дата обращения: 29.09.2026).
3. International Energy Agency. World Energy Outlook 2025. — Paris : IEA, 2025. — URL: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025 (дата обращения: 29.09.2026).
4. EMBER. Global Electricity Review 2026. — London : Ember, 2026. — URL: https://ember-energy.org/latest-insights/global-electricity-review-2026/ (дата обращения: 29.09.2026).
5. Renewables overtake coal in global power generation for first time in over a century // Advanced Energy Technology. — 2026. — 27 May. — URL: https://aenert.com/ar/اتجاهات-الطاقة/n/global-electricity-review-2026-global-electricity-hits-turning-point-as-renewables-outpace-coal/ (дата обращения: 29.09.2026).

6. Les énergies renouvelables ont produit plus d'électricité que le charbon en 2025, une première depuis un siècle // Franceinfo. — 2026. — 20 avril. — URL: https://www.franceinfo.fr/environnement/energie/energies-renouvelables/les-energies-renouvelables-ont-produit-plus-d-electricite-que-le-charbon-en-2025-une-premiere-depuis-un-siecle_7953653.html (дата обращения: 29.09.2026).
7. *COURT V., FIZAINE F.* Long-term estimates of the energy-return-on-investment (EROI) of coal, oil, and gas global productions // Ecological Economics. — 2017. — Vol. 138. — P. 145–159. — DOI: 10.1016/j.ecolecon.2017.03.015.
8. *HALL C. A. S., KLITGAARD K.* Energy and the Wealth of Nations : An Introduction to Biophysical Economics. — 2nd ed. — Cham : Springer, 2018. — DOI: 10.1007/978-3-319-66219-0.
9. *WEIßBACH D. et al.* Energy intensities, EROIs (energy returned on invested), and energy payback times of electricity generating power plants // Energy. — 2013. — Vol. 52. — P. 210–221. — DOI: 10.1016/j.energy.2013.01.029.
10. *MURPHY D. J., HALL C. A. S.* Year in review : EROI or energy return on (energy) invested // Annals of the New York Academy of Sciences. — 2010. — Vol. 1185. — P. 102–118. — DOI: 10.1111/j.1749-6632.2009.05282.x.
11. A dynamic model for liquid fossil fuel production based on gross product/ERoEI coupling // Energy. — 2022. — Vol. 260. — Art. 124693. — DOI: 10.1016/j.energy.2022.124693.
12. OECD Nuclear Energy Agency, International Atomic Energy Agency. Uranium 2024 : Resources, Production and Demand. — Paris : OECD Publishing, 2025. — DOI: 10.1787/uranium-2024-en.
13. World Nuclear Association. World Nuclear Fuel Report : Global Scenarios for Demand and Supply Availability 2025–2040. — London : WNA, 2025. — URL: https://world-nuclear.org/news-and-media/press-statements/world-nuclear-fuel-report-2025-investment-in-nuclear-fuel-cycle-needed-as-demand-for-nuclear-power-grows (дата обращения: 29.09.2026).
14. HAMM INSTITUTE. Uranium Supply Chain Report : Dependencies of the European Union and the world on Russian nuclear fuel cycle services. — Washington, D.C. : Hamm Institute, 2026. — URL: https://hamminstitute.org/site-files/documents/tesc/Uranium-Supply-Chain-Report.pdf (дата обращения: 29.09.2026).
15. Dependencies of the European Union and the world on Russian nuclear fuel cycle services // Energy Strategy Reviews. — 2025. — Vol. 52. — Art. 101286. — DOI: 10.1016/j.esr.2025.101286.
16. Россия обеспечит более трети мировых поставок урана к 2040 году — СМИ // ИА REGNUM. — 2026. — 7 сентября. — URL: https://regnum.ru/news/4060111 (дата обращения: 29.09.2026).
17. *KIM S.* Breaking Russia's Chokehold on America's Nuclear Fuel // The National Interest. — 2025. — 9 December. — URL: https://nationalinterest.org/blog/energy-world/breaking-russias-chokehold-on-americas-nuclear-fuel (дата обращения: 29.09.2026).
18. FT: Запад может столкнуться с зависимостью от добываемого Россией урана // Дума ТВ. — 2026. — 7 сентября. — URL: https://dumatv.ru/news/ft--zapad-mozhet-stolknutsya-s-zavisimostyu-ot-dobivaemogo-rossiei-urana (дата обращения: 29.09.2026).
19. FT: Russia's uranium push raises concern over nuclear fuel supply // Международная жизнь. — 2026. — 17 September. — URL: https://en.interaffairs.ru/article/ft-russias-uranium-push-raises-concern-over-nuclear-fuel-supply/ (дата обращения: 29.09.2026).
20. OPEC. Monthly Oil Market Report. — Vienna : OPEC, 2025. — URL: https://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm (дата обращения: 29.09.2026).
21. U.S. Energy Information Administration. International Energy Statistics. — Washington, D.C. : EIA, 2026. — URL: https://www.eia.gov/international/data/world (дата обращения: 29.09.2026).
22. НОВАК: за 2025 год Россия экспортировала 238 млн тонн нефти // Коммерсантъ. — 2026. — 26 февраля. — URL: https://www.kommersant.ru/gallery/8476412 (дата обращения: 29.09.2026).
23. Oil exports to Europe reach around 25 mln tons in 2025 — Novak // TASS. — 2026. — 26 February. — URL: https://tass.com/economy/2092865 (дата обращения: 29.09.2026).
24. Russia Shipped 80 % of its 2025 Oil Exports to China and India // OilPrice.com. — 2026. — 26 February. — URL: https://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/Russia-Shipped-80-of-its-2025-Oil-Exports-to-China-and-India.amp.html (дата обращения: 29.09.2026).
25. BP. Statistical Review of World Energy 2022. — London : BP, 2022. — URL: https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html (дата обращения: 29.09.2026).

26. Russia boosts pipeline gas supplies to China by 25 %, to Uzbekistan by 30 % in 2025 — IEA // TASS. — 2026. — 22 January. — URL: https://tass.com/economy/2076035 (дата обращения: 29.09.2026).
27. Norway overtakes Russia as world's top gas pipeline exporter // Newsbase. — 2026. — 24 May. — URL: https://newsbase.com/story/norway-overtakes-russia-as-world-s-top-gas-pipeline-exporter-444759 (дата обращения: 29.09.2026).
28. 专家：2025 年俄罗斯首次向亚太地区出口超过一半的液化天然气 // 俄罗斯卫星通讯社. — 2026. — 19 февраля. — URL: https://cdn.sputniknews.cn/20260220/1069859092.html (дата обращения: 29.09.2026).
29. Россия увеличила экспорт угля на 4 % в 2025 году // Коммерсантъ. — 2026. — 20 января. — URL: https://www.kommersant.ru/doc/8363370 (дата обращения: 29.09.2026).
30. 2025 年俄罗斯煤炭出口 2.03 亿吨 同比增长 4 % // 中国煤炭经济网. — 2026. — 21 января. — URL: https://ccera.com.cn/web/72/202601/26337.html (дата обращения: 29.09.2026).
31. Coal exports from Russia to east gain 6.1 % in 2025 // TASS. — 2026. — 9 March. — URL: https://tass.com/economy/2099275 (дата обращения: 29.09.2026).
32. Роснедра. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2024 году. — Москва : Роснедра, 2025. — URL: https://www.rosnedra.gov.ru/article/14578.html (дата обращения: 29.09.2026).
33. Федеральная служба государственной статистики. Об использовании валового внутреннего продукта в I квартале 2026 года. — Москва : Росстат, 2026. — URL: https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/100_01-07-2026.html (дата обращения: 29.09.2026).
34. Федеральная служба государственной статистики. Росстат представляет первую оценку ВВП за 2025 год. — Москва : Росстат, 2026. — URL: https://rosstat.gov.ru/folder/313/document/277380 (дата обращения: 29.09.2026).
35. Федеральная служба государственной статистики. Демографический ежегодник России. — Москва : Росстат, 2025. — URL: https://rosstat.gov.ru/folder/12781 (дата обращения: 29.09.2026).
36. United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division. World Population Prospects 2024. — New York : UN, 2024. — URL: https://population.un.org/wpp/ (дата обращения: 29.09.2026).
37. CREA. Russia Fossil Fuel Tracker. — Helsinki : Centre for Research on Energy and Clean Air, 2026. — URL: https://energyandcleanair.org/russia-fossil-fuel-tracker/ (дата обращения: 29.09.2026).
38. "Российская экономика попала в классическую ловушку" // Ведомости. — 2025. — 22 декабря. — URL: https://www.vedomosti.ru/economics/articles/2025/12/22/1162357-rossiiskaya-ekonomika-popala (дата обращения: 29.09.2026).