

РЕФОРМЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Редколлегия журнала «Энергетик» считает своевременной и полезной инициативу сотрудников кафедры систем управления энергетикой и промышленными предприятиями Уральского федерального университета имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, докторов экономических наук Л. Д. Гительмана, М. В. Кожевникова и Б. Е. Ратникова опубликовать цикл статей «Результаты и перспективы реформ в электроэнергетике».

От старта реформ в электроэнергетической отрасли нас отделяет уже почти два десятилетия, но существующего на сегодня опыта системного рассмотрения её результатов в профессиональной печати крайне недостаточно. Учитывая тот факт, что реформа, как всякий живой организм, продолжает развиваться, анализ её экономических результатов важен как инструмент работы над ошибками и выработки приемлемой перспективы дальнейшего хода реформ в отрасли. Особую актуальность такой анализ приобретает сегодня, когда в стране провозглашён курс на технологический суверенитет и ускоренный экономический рост, реалистичность достижения которых несомненно зависит от состояния электроэнергетики — локомотива развития любого государства.

Публикуемая статья является первой частью цикла, открывающего горизонты для широкой профессиональной дискуссии. Авторы, на основе разработанной ими методики, представили результаты объективной количественной оценки эффективности рыночных преобразований в отрасли и их состоятельности в отношении трёх ключевых задач: обновления производственного аппарата на прогрессивной технической основе; сбалансированного развития генерирующих и электросетевых комплексов; ценообразования, учитывающего интересы всех субъектов рынка. При этом впечатляет использованная Авторами информационная база исследования: сотни научных и аналитических работ, объёмный статистический материал и нормативно-правовая документация общепромышленного и регионального значения.

Редколлегия надеется на читательские отклики по затронутой тематике, включая как критическую оценку предлагаемого материала, так и собственную позицию по существу результатов рыночных преобразований в электроэнергетике, её сегодняшнего состояния и, что особо ценно, направлений её дальнейшего развития.

DOI: 10.71527/EP.EN.2025.05.001

УДК 338.24.021.8:620.92

EDN: H1DBWA

Результаты и перспективы реформ в электроэнергетике. Часть 1. Аналитика, демонстрирующая концептуальные просчёты

ГИТЕЛЬМАН Л. Д., доктор эконом. наук

КОЖЕВНИКОВ М. В., доктор эконом. наук; m.v.kozhevnikov@urfu.ru

РАТНИКОВ Б. Е., доктор эконом. наук

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19



Л. Д. Гительман



М. В. Кожевников



Б. Е. Ратников

В первой части цикла статей, посвящённых анализу рыночных преобразований в отрасли, представлены результаты объективной количественной оценки их эффективности. С этой целью использована оригинальная авторская методика, учитывающая влияние технологического фактора на экономические результаты как отдельных энергокомпаний, так и региональных энергосистем. На основе аналитических исследований доказана несостоятельность реформаторских инициатив в отношении трёх ключевых задач: обновления производственного аппарата на прогрессивной технической основе; сбалансированного развития генерирующих и электросетевых комплексов; ценообразования, учитывающего интересы субъектов рынка. Сделаны выводы о необходимости активизации инновационной деятельности в отрасли и намечены области для дискуссии об изменении её организационно-экономической парадигмы.

Ключевые слова: электроэнергетика, рыночные преобразования, технико-экономическая эффективность, инвестиции, модернизация, объединённая энергосистема.

Введение

Основополагающим фактором устойчивого функционирования и развития электроэнергетики становится достигающий критических величин физический и моральный износ основных производственных фондов. В результате технический уровень отрасли не соответствует современным требованиям, наблюдаются участвовавшие отказы оборудования и аварии, а экономическая эффективность энергопредприятий остаётся на низком уровне.

В то же время появились новые факторы, усугубляющие ситуацию в связи со своей стремительной и зачастую непредсказуемой динамикой, среди которых выделим:

1) общий экономический рост, а следовательно, и рост электропотребления за счёт активного развития промышленности, телекоммуникационно- и IT-секторов [1 – 3];

2) высокая волатильность цен на топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) в обозримой перспективе [4];

3) рост цен на оборудование и запчасти для ремонтов (в отдельных случаях — до 50 – 100 % в год) в связи с импортозамещением при повышении стоимости на первом этапе освоения отечественного производства [5];

4) резкое ускорение инфляционных процессов [6, 7];

5) декарбонизация энергетического производства и снижение экологиче-

Статья поступила 30 января 2025 г., принята к опубликованию 02 апреля 2025 г.

ских нагрузок на окружающую среду [8, 9].

Все эти факторы «в пакете» вызывают необходимость масштабной модернизации отрасли и, прежде всего, переосмысления экономического механизма её развития. Новый взгляд на такой механизм предполагает объективную оценку состояния электроэнергетики вне политических пристрастий и субъективных мнений. В то же время чрезвычайно важно сформировать представление об отрасли и энергетическом производстве как сложнейшей системе во всём многообразии её междисциплинарных взаимосвязей: энергетическая техника и технология, экология, экономика, финансовая устойчивость и инвестиционная привлекательность.

При этом отметим, что официальная статистика, комплексно характеризующая состояние электроэнергетики, в концентрированном виде отсутствует, а, например, по коммунальной энергетике необходимых данных нет вовсе. Более того, не исключено, что отдельные показатели искажены, причём как технические (например, объёмы потерь в электрических сетях, в которых невозможно выделить существенно различающиеся технологические и коммерческие потери), так и финансово-инвестиционные (например, весьма затруднительно провести план-фактный анализ инвестпрограмм или непонятно, по какому принципу определена рентабельность продаж и активов в годовых отчётах энергопредприятий).

Всё перечисленное существенно затрудняет аналитическую работу и выработку надёжных рекомендаций в части корректирующих воздействий. В этом отношении данный вопрос является по существу проблемой государственной важности — ведь электроэнергетика — отрасль, которая ответственна за функционирование всех других секторов экономики и поэтому должна развиваться по отношению к ним опережающими темпами. Это, в свою очередь, предъявляет сверхвысокие требования к качеству данных, на основе которых осуществляется прогнозирование её технико-экономических, инвестиционных, ценовых параметров.

Информационная база исследования

В ходе исследования, охватывающего ретроспективу функционирования электроэнергетики, начиная с 2000 г., было изучено порядка 200 научных, аналитических работ, сборников статистических материалов, экспертных мнений. Среди основных источников обработанной информации выделим:

– ежегодные отчёты о функционировании единой энергетической системы, размещаемые на сайте Системного оператора;

– годовые отчёты ПАО «Россети» и его филиалов, в том числе филиала ПАО «Федеральная сетевая компания»;

– годовые отчёты и инвестиционные программы крупнейших генерирующих компаний: ПАО «Т Плюс», ОАО «ОГК-1», ОАО «ОГК-2», ПАО «РусГидро», АО «Концерн Росэнергоатом», ПАО «Эл5 Энерго», ПАО «Юнипро», АО «Квадра», ПАО «Мосэнерго», ПАО «Интер РАО», ПАО «Газпром» и др.;

– стратегические документы развития электроэнергетики страны и её отдельных регионов («Схема и программа развития электроэнергетических систем России» [10], «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики» [11], «Энергетическая стратегия РФ до 2035 г.» [12], отраслевые программы субъектов федерации);

– нормативно-правовая документация (приказы министерства энергетики, Федеральной антимонопольной службы, региональных энергетических комиссий, Совета Федерации);

– данные Федеральной службы государственной статистики, а также аналитических порталов InfoLine, Smart-lab;

– данные сайтов-агрегаторов правовой информации publication.pravo.gov.ru, consultant.ru и пр.;

– выдержки из материалов официальных информационных агентств и изданий (ТАСС, РИА Новости, Российская газета).

По отдельным вопросам, информация по которым отсутствует, были проведены консультации с экспертами: практическими работниками электроэнергетики — руководителями предприятий или их отдельных подразделений.

Методика анализа результативности реформ

На первом этапе даётся оценка адекватности исходной концепции преобразований (верификация принятой модели конкурентно-рыночных отношений в отрасли). На втором проводится комплексный анализ функционального состояния крупных объединённых энергосистем (ОЭС) в динамике за определённый период — рассматривается фактическая результативность организационной модели по широкому кругу показателей, которые сравниваются с действующими нормативами и прогрессивными тенденциями.

Показатели, характеризующие состояние ОЭС, укрупнённо объединены в семь блоков и рассчитывались по отдельным ОЭС в статике на уровне последнего года и в динамике за пять лет.

1. Энергомощностной баланс. Основным показателем является коэффициент дефицитности баланса

$$K_d = \frac{N_y - N_p}{P_{\max}}, \quad (1)$$

где N_y — установленная мощность, МВт; N_p — резервная мощность (все виды), МВт; P_{\max} — максимальная нагрузка в суточном графике, МВт. Условием бездефицитности ОЭС — выполнение неравенства: $K_d \geq 1$.

2. Надёжность. В данном блоке можно выделить четыре показателя:

- коэффициент резерва

$$K_p = \frac{N_p}{P_{\max}}; \quad (2)$$

- коэффициент аварийности оборудования электростанций

$$K_a = \frac{n_{от}}{\text{МВт} \cdot \text{год}}; \quad (3)$$

- коэффициент аварийности сетей

$$K_a = \frac{n_{от}}{\text{км} \cdot \text{год}}; \quad (4)$$

где $n_{от}$ ($n_{от}^=$) — число аварий в генерирующем (электросетевом) комплексе данной ОЭС, вызвавшей отключение потребителей;

- недоотпуск электроэнергии потребителям:

$$K_{но} = \frac{\Delta W}{W_{от}} \cdot 100, \quad (5)$$

где ΔW — абсолютная величина недоотпуска за год; $W_{от}$ — общее потребление электроэнергии потребителями в зоне ОЭС за год.

3. Обновление производственных мощностей. Проводится анализ следующих показателей:

- возрастная структура: удельный вес мощности электростанций со сроками службы до 5 лет, 5 – 10 лет, 10 – 20 лет; более 20 лет;

- доля оборудования электростанций (по мощности), выработавшего парковый ресурс, %;

- коэффициент ввода мощностей

$$K_{ввод} = \frac{N_{ввод}}{N_n}, \quad (6)$$

где $N_{ввод}$ — мощность, введённая в течение года; N_n — мощность на начало года;

- коэффициент выбытия мощностей

$$K_{выб} = \frac{N_{выб}}{N_k}, \quad (7)$$

где $N_{выб}$ — мощность, выбывшая в течение года; N_k — мощность, действующая на конец года;

- удельный вес прогрессивных энергоустановок в структуре генерирующих мощностей ОЭС. К прогрессивным энергоустановкам могут быть отнесены крупные ветроэнергетические установки (ВЭУ), парогазовые установки (ПГУ), паротурбинные установки (ПТУ) с сверхкритическими параметрами, ядерные энергетические установки (ЯЭУ) повышенной безопасности и маневренности.

4. Показатели энергоэффективности:

- средний КПД-нетто тепловых (конденсационных) электростанций;
- удельный расход топлива на ТЭС;
- доля электроэнергии, вырабатываемой на крупных районных ТЭЦ, работающих в системе, по теплофикационному режиму;
- средний коэффициент потерь электроэнергии в сетях (отдельно по магистральным и распределительным сетям).

5. Инвестиции:

- коэффициент инвестиционного обеспечения

$$K_{\text{ию}} = K_{\text{факт}} / K_{\text{план}} \quad (8)$$

где $K_{\text{факт}}$, $K_{\text{план}}$ — фактический и плановый объём инвестиций в течение периода в данной ОЭС соответственно. Показатель рассчитывается отдельно для генерирующих и сетевых мощностей;

- структура источников капиталовложений (с выделением доли акционерного капитала, собственных средств энергокомпаний, бюджетных ассигнований);

• воспроизводственная структура капиталовложений (по направлениям финансирования — новое строительство, реконструкция, техперевооружение). Определяется отдельно для генерирующих и сетевых мощностей.

6. Рентабельность производства:

- рентабельность ОГК (с ТЭС), работающих в данной ОЭС;
- средняя рентабельность энергетического и промышленного производства на данной территории.

7. Цены на электроэнергию:

- средняя (по ОЭС) цена электроэнергии, отпущенной потребителям (с выделением стоимости производства и транспорта);

• соотношение роста цен на электроэнергию и топливо для ТЭС (позитивная тенденция, когда темп роста цен на электроэнергию T_3 меньше темпа роста цен на топливо T_1 : $T_3 < T_1$);

• соотношение роста цен на электроэнергию и среднего темпа инфляции в данном регионе (позитивная тенденция, когда темп роста цен на электроэнергию меньше инфляции $T_{\text{и}}$: $T_3 < T_{\text{и}}$);

- сверхнормативная дебиторская задолженность в энергосбытовых компаниях.

Для выполнения оценочных процедур создана расчётно-аналитическая модель в программе Microsoft Excel и специальный раздел в цифровой базе знаний «Вперед времени» кафедры систем управления энергетикой и промышленными предприятиями УрФУ [13], содержащий количественную информацию по приведённым показателям, а также экспертные оценки, собранные авторами в ходе анкетирования, интервью и дискуссий со специалистами электроэнергетики.

Результаты анализа отраслевых преобразований

Масштаб выполненных расчётов показателей по представленной выше методике не позволяет привести все исчисления в рамках статьи, поэтому далее приведены лишь ключевые выводы. Комментируя их, подчеркнём, что речь идёт об общеотраслевых тенденциях, имеющих разную силу проявления в отдельных ОЭС, что объясняется региональными особенностями энергоснабжения и электропотребления.

1. Наблюдается приобретающий катастрофический характер физический и моральный износ оборудования электростанций и сетей. Доля оборудования, выработавшего свой ресурс, составляет в среднем 60 %, а удельный вес прогрессивных установок при этом не превышает 5 %. Основу возрастной структуры генерирующего оборудования ЕЭС России составляет оборудование, введённое в эксплуатацию в 1961 – 1970 гг. (42,3 ГВт), в 1971 – 1980 гг. (55,3 ГВт) и в 1981 – 1990 гг. (51,3 ГВт) (рис. 1).

В электросетевом комплексе страны более 50 %, а в отдельных регионах — до 65 – 70 % оборудования подстанций и ЛЭП имеют возраст выше 30 лет. Особо критическая ситуация — с трансформаторами 35 – 110 кВ. Физический износ основных фондов ПАО «Россети» вырос с 46,4 % в 2016 г. до 55 % в 2023 г. (рис. 2). При этом по отдельным типам оборудования в различных филиалах

уровень физического износа может достигать 90 %.

В коммунальной энергетике на отдельных территориях ситуация ещё более критическая. По результатам бесед с руководителями предприятий коммунальной энергетики можно оценить уровень износа основных фондов до 80 – 90 %. Срочной замены требуют тысячи километров тепловых сетей, при этом при существующих тарифах и структуре инвестпрограмм такой объём удаётся выполнять в год лишь на 1 – 5 %.

В целом по стране на конец 2024 г. общая протяжённость тепловых сетей, нуждающихся в замене в соответствии со сроками эксплуатации, составляла более 50 тыс. км, в том числе протяжённость ветхих сетей (имеющих износ более 60 %) достигала более 40 тыс. км [18].

Устаревшее оборудование практически не выводится из эксплуатации и часто работает в режиме вынужденной генерации. Об этом свидетельствует анализ коэффициентов ввода и выбытия мощностей (рис. 3), а также динамики средних коэффициентов использования установленной мощности (КИУМ) в различных ОЭС (рис. 4), в первую очередь ТЭС, которые за последние 10 лет медленно, но устойчиво снижаются — и это при росте электропотребления.

В то же время обращает внимание, что по существу, текущий уровень износа производственных активов электро-

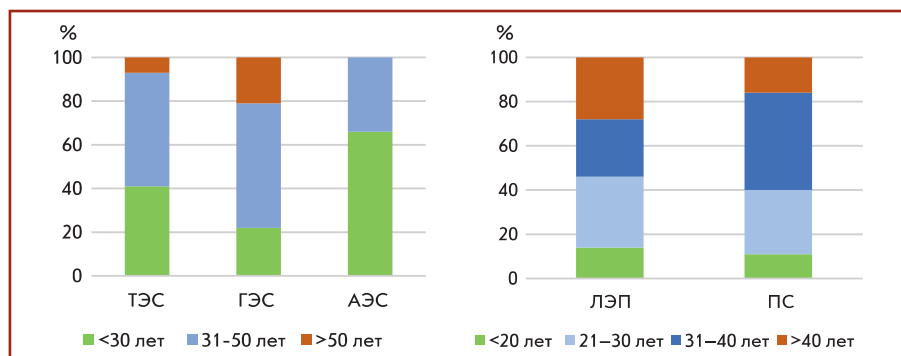


Рис. 1. Диаграмма возрастного состава основного оборудования электроэнергетики (составлено по [14, 15])

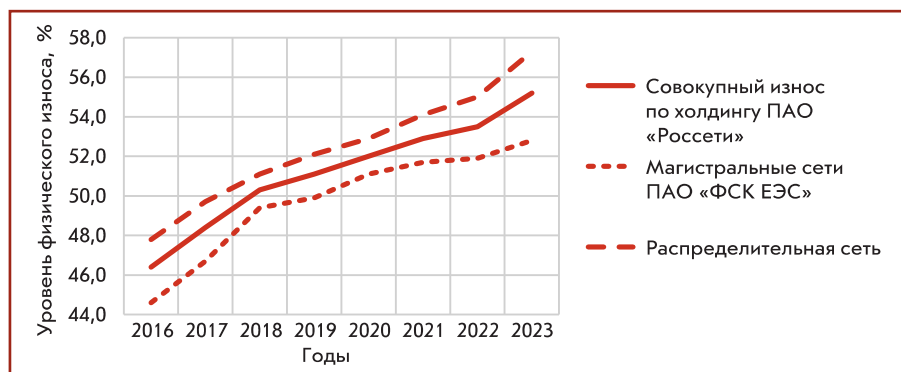


Рис. 2. Динамика износа основных фондов в электрических сетях (составлено на основе [16, 17] и данных с официальных сайтов филиалов ПАО «Россети»)

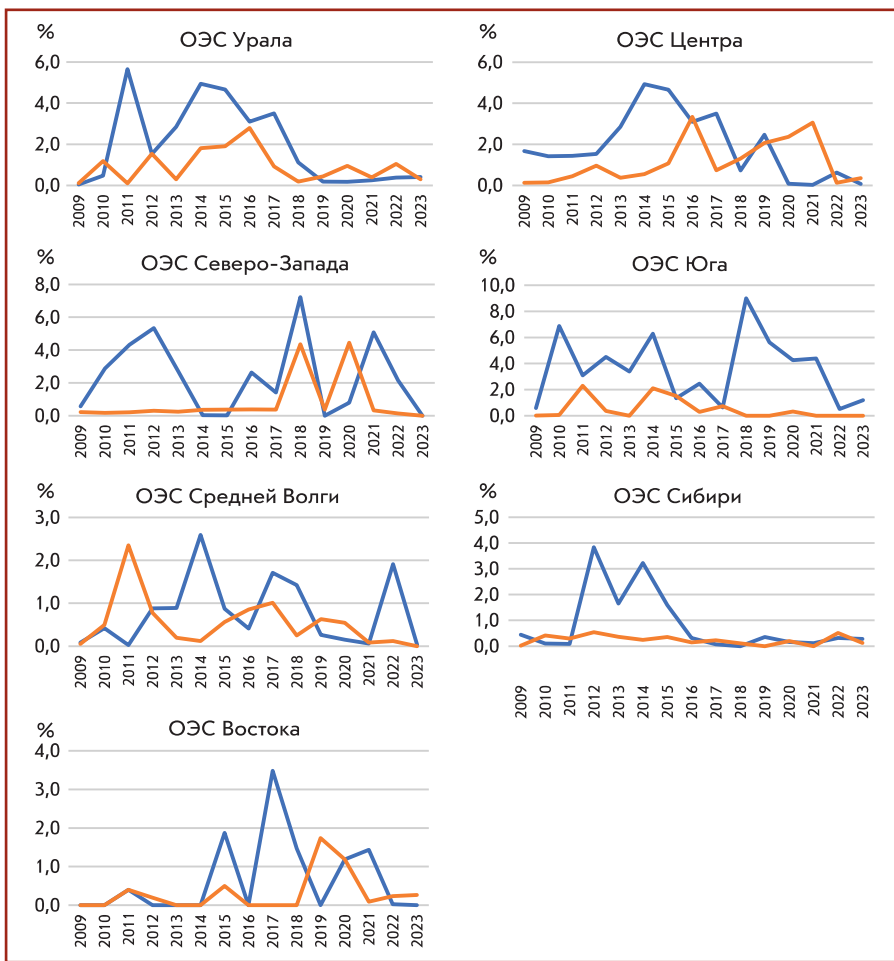


Рис. 3. Динамика коэффициентов ввода (синяя линия) и выбытия (оранжевая линия) мощностей в разрезе ОЭС:

средний коэффициент ввода по ЭЭС России за указанный период — 1,73 %. Средний коэффициент выбытия почти в три раза меньше — 0,64 %

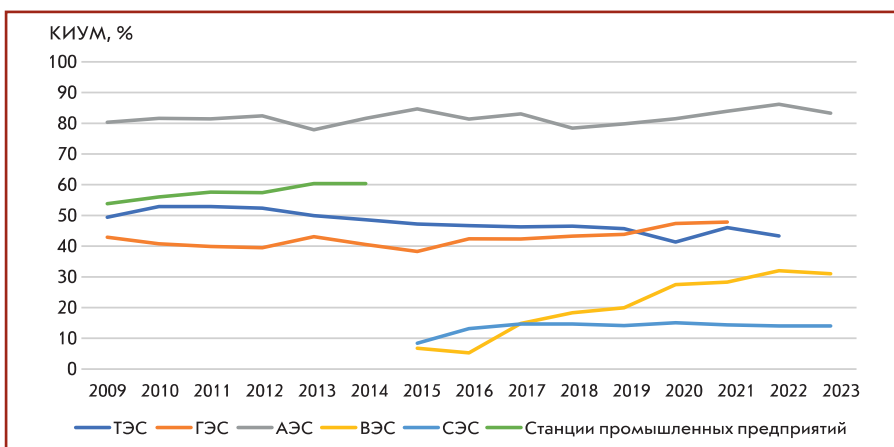


Рис. 4. Изменение коэффициента использования установленной мощности электростанций ЭЭС России в 2009 – 2023 гг.

станций и электрических сетей находится на уровне конца 2000-х гг.

Коэффициент использования установленной мощности источников теплоснабжения в отопительный период составляет всего около 30 %. Он немного выше у электростанций — 35 %, ниже у городских котельных — 29 %, а у котельных в сельской местности нахо-

дится на уровне 17 – 18 %. В тёплое время года в среднем по России значение данного КИУМ составляет 17 % [19].

Можно сделать неутешительный вывод о том, что в электроэнергетике РФ наметился тренд на накопление изношенного оборудования, которое не выводится из эксплуатации, не реконструируется и в лучшем случае отправля-

ется в резерв — естественно с сохранением сопутствующих расходов на его поддержание в работоспособном состоянии. Понятно, что когда при росте спроса на электроэнергию эти избыточные низкоэкономичные мощности загружаются, они оказывают негативное воздействие на эффективность энергетического производства, надёжность энергоснабжения и потребительские цены.

В результате вследствие износа и перегрузки электрических сетей растут технологические потери, величина которых сегодня превышает нормативные значения, а в генерации так и не удалось выйти на «эталонное» среднее значение удельного расхода топлива в 300 г/(кВтч) [20]. Также существуют большие объёмы ремонтов оборудования, электростанций и сетей, как плановых, так и внеплановых. В связи с высоким износом оборудования электросетей наблюдается высокий расход электроэнергии на собственные нужды трансформаторных подстанций. Всё это, в свою очередь, сказывается на финансовом положении энергокомпаний.

2. Финансовые результаты деятельности энергокомпаний противоречивы. С одной стороны, в отрасли нет большого числа откровенно убыточных субъектов, но, с другой, почти все игроки рынка демонстрируют весьма низкую рентабельность продаж и активов. В целом электроэнергетика проигрывает многим отраслям промышленности в части эффективности использования финансовых ресурсов (табл. 1).

Дефицит финансирования наблюдается не только в части перспективных проектов, но и текущей деятельности — прежде всего, ремонтов энергооборудования [21, 22]. Как известно, затраты на текущий ремонт относят к себестоимости, и энергокомпании в своём стремлении её снизить сокращают объёмы ремонтных фондов [23].

Наблюдается значительное недофинансирование электросетевого комплекса, особенно в части развития распределительных сетей. В итоге отсутствует необходимая синхронизация с развитием комплекса генерирующего, что крайне негативно влияет не только на повышение эффективности энергетического производства, но и электропотребляющий комплекс и инвестиции в проекты электрификации.

Низкую эффективность деятельности показывают и энергосбытовые организации, что выражается в сверхнормативной дебиторской задолженности и высоких коммерческих потерях в электрических сетях.

3. Инвестиции, поступающие в отрасль, «съедаются» инфляционными процессами и направляются не на качественное обновление её производственного аппарата, а на «латание дыр» и поддержание работоспособности

Таблица 1

Сравнение средней рентабельности продаж и активов за период с 2021 по 2023 г. предприятий электроэнергетики и других отраслей (составлено по данным Федеральной службы государственной статистики)

Отрасль	Средняя рентабельность продаж, %	Средняя рентабельность активов, %
Электроэнергетика	14,0	7,1
Нефтегазовая промышленность	28,2	13,3
Металлургия	22,9	15,6
Химическая промышленность	40,0	17,4
Машиностроение	12,1	6,2
Электронная промышленность	15,6	5,2

электроэнергетических комплексов в более-менее приемлемом состоянии. Так, обращает на себя внимание, что с 2012 по 2023 г. объём инвестиций в электроэнергетике в текущих ценах вырос в 1,7 раза, а инфляция за этот же период выросла по официальным данным в 2,2 раза.

При этом в структуре источников финансирования капиталовложений растёт доля заёмных средств. Если в 2000 – 2010 гг. она составляла в среднем 10 – 15 %, то в настоящее время — уже 20 – 25 %, что в совокупности с существенным ростом стоимости кредитования снижает инвестиционные возможности энергокомпаний.

Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетических систем России» [10] объём инвестиций в отрасли должен составить до 2029 г. порядка 4 трлн руб., что в годовом исчислении составляет менее 1 трлн. Казалось бы, солидная сумма, однако, по экспертным оценкам [31], только в поддержание основных фондов необходимо ежегодно вкладывать в два раза больше — около 2,2 трлн руб. Накопленный же за прошедшие 30 лет дефицит инвестиций уже составляет порядка 40 трлн руб.

Следовательно, необходимы значительные инвестиции, соответствующие стратегическим задачам (экономический рост и перевооружение отрасли), но при этом очевидно, что возможности госбюджета ограничены. Поэтому **резко актуализируется вопрос о способе привлечения частных инвестиций в развитие электроэнергетики.**

Противники частной собственности в такой действительно специфичной отрасли, должны осознать: столь колоссальных финансовых ресурсов в госбюджете не будет!

При этом очень важно обеспечить определённый баланс между потребительскими ценами на электроэнергию и рентабельностью производственных активов энергопредприятий. Имеется в виду, что цены должны поддерживать экономический рост и способствовать электрификации промышленного производства при финансовой результативности энергокомпаний, применяемой для потенциальных собственников — инвесторов. Поэтому, например, определённую часть экономического эффекта от капиталовложений в инновационные технологии, получаемого энергокомпаниями в данной ОЭС, возможно будет целесообразно передавать потребителям в форме снижения цен на электроэнергию; другую часть оставлять в распоряжении инвесторов.

4. Отчётливо прослеживаются диспропорции в финансово-инвестиционном обеспечении развития различных ОЭС. Наилучшая ситуация наблюдается в центральной части страны и в Приволжье — в регионах, где проводили наиболее массовые вводы новых мощностей и при этом возник существенный сверхнормативный резерв мощности. Хуже всего дело обстоит на юге, в Сибири и на Дальнем Востоке, то есть в энергодефицитных регионах страны. Причём именно в ОЭС Востока Системным оператором прогнозируется самый вы-

сокий рост электропотребления — до 50 % к 2030 гг.

Особо критическая ситуация — в республиках Северного Кавказа, прежде всего в электросетевом комплексе. Совокупные потери электроэнергии в сетях здесь достигают 30 – 35 %, а региональный филиал ПАО «Россети», — единственный из всех филиалов привлекающий бюджетные ассигнования для финансирования необходимых капиталовложений — генерирует значительные убытки на протяжении последних лет. При этом обращает внимание, что именно этот филиал имеет наилучшее техническое состояние сетей — по официальным данным физический износ подстанций и линий электропередачи оценивается на уровне всего 20 %.

Выявленные диспропорции создают ненужные перетоки электроэнергии между различными ОЭС, а это, в свою очередь, создаёт дополнительную нагрузку на магистральные сети. В этой связи заметим, что пропускная способность ЛЭП будет являться одним из сдерживающих факторов развития не только электрификации отдельных производств, но и всей экономики страны в условиях роста электропотребления в промышленности, транспортном, коммерческом и бытовом секторах.

5. Возрастает напряжённость с ценами на электроэнергию для конечных потребителей. Как показывает анализ, в период с 2010 по 2022 г. регулятору и Федеральной антимонопольной службе удавалось стабилизировать тарифы и удерживать их темпы роста на уровне ниже инфляционных индексов [32]. Однако в последние годы тарифы снова начали расти опережающими по отношению к инфляции темпами (табл. 3), при этом в 2025 – 2026 гг. этот тренд может приобрести неконтролируемый характер.

Рост оптовых и розничных цен на энергию сопровождается, как было показано выше, понижением рентабельности активов энергокомпаний, что является следствием низкой технико-

Таблица 2

Динамика объёмов инвестиций в электроэнергетике РФ (составлено на основе данных Федеральной службы государственной статистики, аналитического портала InfoLine и публикаций [24 – 30])

Показатель \ Год	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Инфляция в РФ, %	20,2	18,58	15,06	11,99	11,74	10,91	9	11,87	13,28	8,8	8,78	6,1
Инвестиции, млрд руб.	45,2	56,9	79,2	н/д	н/д	150	170	380	н/д	550	602	650
Показатель \ Год	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Инфляция в РФ, %	6,58	6,45	11,36	12,91	5,38	2,52	4,27	3,05	4,91	8,39	11,92	7,42
Инвестиции, млрд руб.	881	896	924	739	681	805	863	889	995	1031	1158	1516

Динамика темпов роста цен на электроэнергию и природный газ в сравнении с ростом инфляции в некоторых ОЭС в 2021 – 2023 гг.

Показатель	ОЭС Центра			ОЭС Урала			ОЭС Сибири		
	2021	2022	2023	2021	2022	2023	2021	2022	2023
Темп роста стоимости электроэнергии для потребителей, T_z	1,04	1,05	1,12	1,04	1,04	1,12	1,02	1,05	1,19
Темп роста стоимости транспорта электроэнергии, $T_{тр}$	1,04	1,05	1,12	1,04	1,04	1,17	1,00	0,97	1,12
Темп роста цен на природный газ, $T_{пр.газ}$	1,28	1,05	1,26	1,11	1,05	1,26	1,02	1,05	1,08
Темп роста инфляции, T_i	1,77	1,51	0,59	1,67	1,41	0,65	1,94	1,34	0,66

экономической эффективности энергетического производства при росте цен практически на все виды ресурсов.

С одной стороны, рост тарифов в какой-то степени может позитивно повлиять на объёмы финансово-инвестиционного обеспечения текущих и перспективных проектов энергетических предприятий (впрочем, это объективно не решит проблему целиком и опять же относится только к квалифицированным собственникам). С другой стороны, существует риск запуска опасных спиральных процессов, когда рост цен на электроэнергию приведёт к значительному удорожанию производства в энергоёмкой промышленности и высокотехнологичных секторах экономики, что, в свою очередь, станет главным фактором роста цен на конечную продукцию. В условиях, когда государству необходимо обеспечить экономический рост и достичь технологического суверенитета, спрос на товары, производимые именно в этих секторах, будет определяющим и, очевидно, его активизирует. Но в таком случае начнётся новый виток разгона инфляции, что неминуемо отразится на росте тарифов, чего электроэнергетика как стратегически значимая и социально ответственная отрасль не должна допустить.

В итоге создаётся неблагоприятная ситуация для экономического роста и развития промышленного производства, ухудшаются перспективы привлечения в электроэнергетику необходимых объёмов частных инвестиций.

Следует подчеркнуть, что именно в ценах «франко-потребитель» фокусируются практически все проблемы, не получившие адекватного разрешения в действующей системе управления электроэнергетикой.

Между тем появляются новые факторы, способствующие росту потребительских цен. Во-первых, это капиталоемкие структурные сдвиги в энергосистемах [8]. Во-вторых, повышение цен на топливно-энергетические ресурсы. Так, уже известно о повышении в 2025 г. стоимости природного газа и угля для энергокомпаний на 20 – 25 % [33]. В-третьих, увеличение цен на энерго-

оборудование в процессе импортозамещения. В-четвертых, ужесточение требований к сокращению эмиссии парниковых газов на ТЭС, внедрение налога на выбросы CO_2 и введение соответствующих санкций за отклонение от нормативов (в этом случае, если тарифы защищены регулятором, финансовые показатели энергокомпаний со старыми ТЭС неминуемо ухудшатся).

В целом, можно сделать вывод, что рыночная модель организации электроэнергетики, внедрённая в результате реформы отрасли, показала свою неэффективность в отношении решения трёх ключевых задач:

- 1) обновление своих производственных фондов на прогрессивной технической основе (что уже приводит к росту аварийности как на электростанциях, так и в сетях);
- 2) сбалансированное развитие генерирующих и электросетевых комплексов в отдельных ОЭС;
- 3) формирование цен на электроэнергию на основе экономических интересов потребителей и поставщиков энергии.

Более того, на оптовом и розничном рынках электроэнергии сложилась модель олигополии, при которой рыночные сегменты поделены между небольшим числом генерирующих и сбытовых энергокомпаний. В результате не оправдались надежды на то, что экономический эффект конкуренции на энергетических рынках перекроет рост издержек, обусловленный разделением вертикально интегрированных энергокомпаний. Конкуренция между ними фактически имеет место только в области привлечения инвестиций и трудовых ресурсов.

Выводы для принятия решений

С момента окончания реформирования электроэнергетики России прошло уже более 15 лет, и очевидно — данный временной период является достаточным для того, чтобы судить о его конкретных результатах.

Можно констатировать, что либерализация отрасли не привела к радикальной коррекции её состояния. Говорить

о каком-либо значимом качественном улучшении показателей, характеризующих функционирование электроэнергетики, не приходится. Практически нет показателей, которые бы демонстрировали стабильную положительную динамику. Более того, анализ показал наличие ряда негативных тенденций «тлеющего» характера, которые уже в ближайшей перспективе могут стать реальной угрозой экономическому развитию страны.

Следует дать некоторое пояснение, поскольку существует мнение, что реформа дала положительный результат — привлечение частных инвестиций в отрасль. Да, в непродолжительный период середины 2000-х гг. так и было. Однако любой организационно-экономический механизм обладает определённым потенциалом эффективности, в рамках которого он способен реализовывать новые цели развития объекта управления и противодействовать внешним вызовам и угрозам.

Таким образом, при возникновении новых факторов и условий организационно-экономический механизм автоматически проходит тест на свои функциональные возможности, по результатам которого он оценивается как более или менее надёжный и универсальный инструмент управления.

Конкурентно-рыночная модель организации электроэнергетики, внедрённая в процессе реформирования отрасли, подобную проверку временем пройти успешно не смогла, показав весьма ограниченный потенциал результативности, причём в узких временных границах; сейчас она явно не отвечает современным проблемам, стоящим перед электроэнергетикой. Следовательно, существующий организационно-экономический механизм нуждается в соответствующих преобразованиях, которые потребуют пересмотра некоторых концептуальных положений (базовых понятий) и включения дополнительных элементов государственного регулирования.

Вывод очевиден. *Необходимы системные преобразования в отрасли, основанные на технологических и органи-*

зационно-экономических инновациях. При этом последние следует рассматривать в качестве первоочередных и основополагающих и обратить особое внимание на их разработку. Существующая система управления электроэнергетикой не нацелена в должной мере на задачи модернизации отрасли. Она не подготовлена к созданию сложного многоцелевого комплекса технических нововведений, его экономической оптимизации и обеспечения необходимыми инвестициями и, что становится чрезвычайно важным — кадрами с необходимыми компетенциями. Следовательно, главные задачи организационно-экономических инноваций состоят в стимулировании технического развития отрасли в направлении целей модернизации и снабжения соответствующими ресурсами.

Понятно, что наиболее подходящим для крупных технологических инноваций является период, когда в энергосистеме появляются избыточные мощности (сверхустановленного норматива резерва). Сегодня в отдельных ОЭС эти резервы пока есть, поэтому модернизационные процессы необходимо инициировать в кратчайший срок.

Устранение накопленного критического износа основных фондов электростанций и сетевых предприятий на прогрессивной научно-технологической основе, а также диспропорций в развитии генерирующего и сетевого комплексов должно происходить в строгом исполнении в рамках государственной программы комплексной модернизации электростанций. Подобная программа в форме «инновационного прорыва» должна быть в ранге приоритетных задач государства. Стратегической нацеленностью программы является её совмещение с декарбонизацией и широкомасштабной экономией топливно-энергетических ресурсов, в первую очередь природного газа.

Указанная программа потребует весьма значительных объёмов инвестиций. В этом отношении возможности госбюджета уже сейчас ограничены, причём ожидается нарастание этих ограничений в обозримой перспективе. Следовательно, единственный выход — привлечение частных инвестиций. Для этого, в свою очередь, необходимо создать соответствующий мотивационный механизм, включающий методы активного инвестиционного, ценового, налогового и экологического регулирования энергокомпаний.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гальперова Е. В. Анализ перспектив применения цифровых технологий в секторах экономики и их влияние на электропотребление // Информационные и тематические технологии в науке и управлении. 2019. № 3. С. 20 — 30.
2. Digital economy and climate impact. A bottom-up forecast of the IT sector energy consumption and carbon footprint to 2030. General Electric, 2021. URL: <https://perspectives.se.com/research/digital-economy-climate-impact>.
3. Жилкина Ю. В. Регулирование криптовалют и майнинговой деятельности в России // Энергетик. 2024. № 9. С. 18 — 22.
4. Черноокий В. Гринфляция: цены на энергоносители и климатическая политика. URL: <https://clck.ru/3M4Wmb>.
5. Жилкина Ю. В. Обеспечение технологического суверенитета в электроэнергетике в условиях санкционного давления // Энергетик. 2023. № 7. С. 27 — 30.
6. Минаков А. В., Иванова Л. Н. Факторы развития инфляционных процессов в российской экономике и способы их нивелирования // Аудиторские ведомости. 2024. № 1. С. 102 — 108.
7. Перевощикова М. С какими рисками столкнется экономика России в 2025 году. URL: <https://clck.ru/3M4WPr>.
8. Гительман Л. Д., Кожевников М. В. Концептуальное представление энергетического перехода в электроэнергетике региона в новых реалиях // Экономика региона. 2022. Т. 19. № 3. С. 844 — 859.
9. Чазов А. В., Чазова Т. Ю. Энергоэффективность в системе инновационного развития // Энергетик. 2024. № 1. С. 3 — 8.
10. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2024 — 2029 годы. Сводный отчет по ЕЭС России. URL: <https://clck.ru/3M4WUS>.
11. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 г.; утв. Распоряжением Правительства РФ от 30 декабря 2042 г. № 4153-р. <https://clck.ru/3M4WVh>.
12. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. URL: <https://clck.ru/3M4WY5>.
13. Свидетельство о государственной регистрации базы данных. Цифровая база знаний «Впереди времени» для опережающей подготовки менеджеров и инженеров к инновационной деятельности / Л. Д. Гительман, А. П. Исаев, М. В. Кожевников, А. В. Гамбург, Г. С. Чеботарева; заявитель и правообладатель Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина». — № 2024623521; заявл. 01.08.24; опубл. 12.08.24.
14. Внедрение механизма привлечения инвестиций в модернизацию (реконструкцию) тепловых электростанций и увеличение сроков проведения конкурентного отбора мощности до начала поставки мощности. Министерство энергетики Российской Федерации, 2019. URL: <https://clck.ru/3M4Wbe>.

15. Паламарчук С. И., Стенников В. А. Состояние и перспективы развития рынка электроэнергии в России // Энергетик. 2018. № 6. С. 43 — 47.

16. Репетюк С. В., Шеваль Ю. В. Электросетевой комплекс Российской Федерации: анализ состояния и организационная структура. — М.: Институт экономики естественных монополий РАНХиГС, 2020. — 37 с.

17. Степанов В. Почему ФСК и «Россети» только сейчас сливаются в единую компанию // Газета «Ведомости», 17 июля 2022. URL: <https://clck.ru/3M4Wdj>.

18. Комитет ГД рассмотрит законопроект о готовности теплосетей к отопительному сезону. URL: <https://tass.ru/ekonomika/19698223>.

19. Семикашев В. В. Теплоснабжение в России: текущая ситуация и проблемы инвестиционного развития // ЭКО. 2019. № 9. С. 23 — 47.

20. Воздвиженская А. Расход топлива при выработке электроэнергии в России снизился // Российская газета. Федеральный выпуск. 2019. № 48 (7806). URL: <https://clck.ru/3M4Wfh>.

21. Грабчак Е. П. Цифровая трансформация электроэнергетики. М.: Русайнс, 2020. 338 с.

22. Трунин Е. С., Николаев В. В. Энергоремонт. Вчера — сегодня — завтра // Энергетик. 2019. № 9. С. 26 — 28.

23. Гительман Л. Д., Ратников Б. Е. Экономика и бизнес в электроэнергетике. М.: Экономика, 2014. 432 с.

24. Правительство РФ вдвое увеличивает инвестиции в энергетику. URL: <https://clck.ru/3M4Wm2>.

25. Правительство РФ в целом одобрило инвестпрограмму электроэнергетики на 2006 г. (обобщенное сообщение). URL: <https://clck.ru/3M4Wnj>.

26. Инвестпрограмма в электроэнергетике на 2009 — 2011 годы сокращена на 10%. URL: <https://ria.ru/20090408/167554017.html>.

27. Ленская Т. Инвестиции в энергетике: планы и перспективы // Энергетика и промышленность России. 2024. № 01 — 02. URL: <https://www.eprussia.ru/epr/477-478/6483666.htm>.

28. Инвестиции в электроэнергетику России достигли минимума с 2010 года. URL: <https://clck.ru/3M4Wqm>.

29. Правительство РФ одобрило инвестиционную программу электроэнергетики на 2010 год. URL: <https://clck.ru/3M4Wrg>.

30. Лобов П. В. Инвестиционные потребности российской электроэнергетики // Финансы и кредит. 2009. № 15. С. 49 — 54.

31. Астахов К. Россия готовится к обновлению энергетической стратегии. URL: <https://clck.ru/3M4Wu4>.

32. Щеглов А. Играть — так вдолгую: большая определенность в тарифной сфере поможет увеличить поток инвестиций в ЖКХ. URL: <https://clck.ru/3M4Wva>.

33. Правительство РФ утвердило индексацию оптовых цен на газ в 2025 г. на 10,3 %. URL: https://www.interfax.ru/business/997441m=in_f_cards.