

СПУСТЯ ЧЕТВЕРТЬ ВЕКА ПОСЛЕ НАЧАЛА ЭНЕРГОРЕФОРМЫ

DOI: <https://doi.org/10.24891/eibtej>EDN: <https://elibrary.ru/eibtej>

Яков Петрович ФЕДОРОВ

кандидат экономических наук, доцент кафедры корпоративных финансов и корпоративного управления, Финансовый университет при Правительстве РФ, Москва, Российская Федерация
e-mail: JaFedorov@fa.ru

ORCID: 0000-0001-5780-0533

SPIN: 6389-0011

История статьи:

Рег. № 840/2025

Получена 17.12.2025

Одобрена 13.02.2026

Доступна онлайн

30.03.2026

Специальность: 5.2.3,
5.2.4

УДК 336.6

JEL: G30

Ключевые слова:

реформа
электроэнергетики,
генерирующая
компания,
консолидация,
манипулирование
ценами, перекрестное
субсидирование

Аннотация

Предмет. Финансово-экономические условия развития электрогенерирующей отрасли и предпосылки интеграционных процессов.

Цели. Раскрыть финансово-экономические условия развития электрогенерирующей отрасли России и причины интеграционных процессов, выявить наиболее типичные проблемы отрасли.

Методология. Использованы эмпирические и логические построения, анализ и синтез, обобщение, системный подход, методы сравнительного анализа.

Результаты. Генерирующие компании обладают высокой финансовой стабильностью, что позволяет реализовывать инвестиционные программы, однако у компаний зачастую отсутствует мотивация на снижение затрат, а издержки перекладываются на плечи потребителей. Ключевой тренд развития электрогенерирующей отрасли связан с ростом рыночной власти крупнейших компаний, что создает предпосылки к манипулированию ценой. Компании, принадлежащие одному собственнику, участвуют в торгах на оптовом рынке электроэнергии в качестве продавца и покупателя, тем самым создают риски завышения цены. Неуклонно растет доля нерыночного вмешательства через ограничения для участников торгов в части формирования цены, надбавки к мощности, которые носят фискальный характер для потребителей, вынужденных на непрозрачной основе финансировать инвестиционные проекты в электроэнергетике, субсидировать отдельные группы потребителей.

Область применения. Результаты могут использоваться для совершенствования государственного регулирования отрасли и оценки перспектив ее развития специалистами аналитических служб профильных органов государственной власти и энергетических компаний.

Выводы. Сохранение конкурентной среды наряду с совершенствованием государственного регулирования является главным условием развития электроэнергетической отрасли, повышения надежности энергосистемы, ограничения роста цен на электроэнергию.

© Издательский дом ФИНАНСЫ и КРЕДИТ, 2025

Для цитирования: Федоров Я.П. Спустя четверть века после начала энергореформы // Финансы и кредит. – 2026. – № 3. – С. 100 – 119. DOI: 10.24891/eibtej EDN: EIBTEJ

В следующем году исполнится четверть века как стартовала одна из самых масштабных структурных реформ в экономике современной России – реформа электроэнергетики, получившая неоднозначную общественную оценку¹ как в виде многочисленных критических отзывов экспертов и общественников, так и восторженных оценок достигнутых результатов от отраслевых специалистов. Но что совершенно точно – считавшаяся нерформируемой государственная электроэнергетика стала превращаться в рыночную отрасль, основанную на конкуренции и частной собственности.

В ходе приватизации в 1990-е гг. главной сферой интересов отечественных и иностранных собственников электростанций как инвесторов выступали генерирующие активы, поскольку именно этот сегмент был наиболее капитализирован и обещал стать самым доходным и быстро растущим в условиях прогнозируемого в то время значительного роста потребления и острого дефицита энерго мощностей. В настоящей статье раскрыты основы современного оптового рынка электроэнергии и мощности, проанализировано текущее финансово-экономическое состояние генерирующих компаний, изучена структура владения компаниями и предпосылки консолидации, выявлены проблемы и тренды развития отрасли.

Несмотря на значительное количество научных работ, связанных с изучением энергетической реформы и проблем энергетических рынков, в настоящее время практически отсутствуют исследования, посвященные анализу экономики и финансов генерирующих компаний и их систем корпоративного управления.

При этом проблемы функционирования энергетических рынков и развития розничного и оптового рынков электроэнергии изучались в трудах отечественных и зарубежных исследователей О.Г. Баркина², Е.Д. Волковой, А.А. Захарова, С.В. Подковальникова, В.А. Савельева, К.А. Семенова, Л.Ю. Чудинова [1], Л.С. Беляева [2], Э.П. Волкова, В.А. Барина, А.С. Маневич [3], А.А. Тукенова [4], Я.П. Федорова³ [5, 6], Р. Gramton⁴.

Вопросам реформирования единой энергетической системы страны и перспективам развития отрасли посвящены также многочисленные труды Э.П. Волкова, А.С. Маневича, В.А. Барина [3], И.С. Кожуховского [7], Б.Д. Сюткина [8], Е.В. Гальперова, Ю.Д. Кононова, О.В. Мазуровой [9].

В научных работах В.Я. Афанасьева, В.В. Кузьмина [10], В.Э. Воротницкого, В.В. Кузьмина [11], В.О. Головщикова, В.А. Стенникова, С.И. Паламарчук [12], А.А. Макарова [13], С. Knittel [14] значительное внимание уделяется вопросам конкурентных отношений в электроэнергетике, эффективности и совершенствования государственного регулирования рынка. Научные исследования Е.В. Гальперовой, О.В. Мазуровой, Ю.Д. Кононова [9], Н.Г. Кутового [15] посвящены проблематике совершенствования тарифной политики в области энергетики и вопросам ценообразования.

¹ Старт реформе был дан принятым Постановлением Правительства РФ от 01.07.2001 № 526 «О реформировании электроэнергетики РФ», которое определило основные направления реформирования отечественной электроэнергетики.

² Современная рыночная электроэнергетика Российской Федерации. 2-е изд. / под ред. О.Г. Баркина. М.: АНО «УЦ Совет рынка»; Перо, 2015. 379 с.

³ Федоров Я.П. Финансовые предпосылки интеграционных процессов в энергосбытовом бизнесе России // Финансы и кредит. 2018. Т. 24. № 12. С. 2876–2897. DOI: 10.24891/fc.24.12.2876 EDN: YQJXZZ

⁴ Cramton P. Electricity Market Design: The Good, the Bad, and the Ugly. Proceedings of the 36th Hawaii International Conference on System Sciences, January, 2003. DOI: 10.1109/HICSS.2003.1173866

Важнейшим принципом реформы энергетики стало выделение сегментов электроэнергетики, где возможно развитие конкурентных отношений (генерация и сбыт) с широким привлечением инвесторов в отрасль и постепенной либерализацией рынков, механизма ценообразования и развития конкурентных отношений, и естественно-монопольных видов деятельности (электросети, диспетчеризация) под контролем и регулированием со стороны государства.

В рамках реализуемой реформы в 2008 г. было ликвидировано РАО «ЕЭС России», на базе которого незадолго до этого были созданы приватизированные генерирующие компании⁵ – 5 оптовых и 16 территориальных генерирующих компаний (ОГК и ТГК).

Генерирующие ОГК включали в себя крупнейшие электростанции, находящиеся в разных регионах страны, в целях развития конкурентных отношений в рамках механизма оптового рынка и исключения злоупотреблений, связанных с ценообразованием. В свою очередь, ТГК включали в себя остальные, преимущественно локальные, электростанции, кроме гидроэлектростанций, находящиеся в регионах и снабжающие местных потребителей электроэнергии и тепла⁶. В «ГидроОГК», впоследствии переименованное в «Русгидро», были включены практически все гидроэлектростанции.

Возможность проинвестировать в стратегическую, самую капиталоемкую и, как тогда казалось, многообещающую отрасль с огромным потенциалом роста доходов и прибыли, но нуждающуюся в инвестициях на модернизацию, привело к тому, что практически сразу генерирующие компании попали в орбиту интересов как отечественных финансово-промышленных групп, так и иностранных стратегических и портфельных инвесторов, благодаря чему в отрасль было привлечено около 25 млрд долл. США⁷.

В настоящее время генерирующие компании действуют как обособленный бизнес, который не должен совмещаться ни с электросетевым, ни с энергосбытовым. Конечный потребитель не взаимодействует напрямую с генерирующими компаниями, поскольку покупаемая электроэнергия поставляется посредством заключения договора энергоснабжения или купли-продажи электроэнергии с энергосбытовыми компаниями.

При этом генерирующие компании мощностью свыше 25 МВт обязаны продавать электроэнергию на оптовом рынке электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ) по нерегулируемым ценам (за исключением объемов населения). Генерирующие станции мощностью ниже 25 МВт могут продавать энергию вне ОРЭМ – путем заключения прямых договоров с потребителями.

В настоящее время реализация электроэнергии на ОРЭМ происходит в рамках следующих сегментов. На рынке регулируемых договоров (РД) генераторы реализуют электроэнергию по устанавливаемым ФАС РФ ценам и в рамках объемов, определенных балансом электроэнергии (мощности), энергосбытовыми компаниям в целях энергоснабжения населения – доля сегмента составляет 7–19%⁸.

⁵ Генерирующие компании, за исключением ОАО «РусГидро» и ФГУП «Росэнергоатом» (преобразовано в ОАО «Концерн Энергоатом»), были приватизированы в течение 2006–2008 гг.

⁶ Помимо ТГК и ОГК были созданы компании, не прошедшие реформирование на общих основаниях, – «Янтарьэнерго» (Калининградская область), «Якутскэнерго» и «Дальневосточная генерирующая компания», «Татэнерго» и «Башкирэнерго», «Иркутскэнерго», «ЕвроСибЭнерго» и «Новосибирскэнерго».

⁷ Точка невозврата // Ведомости. 2007. № 248.

⁸ Рынок электроэнергии и мощности. URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm>

Основной объем электроэнергии (около 70%) продается на рынке на сутки вперед (далее – РСВ), представляющем собой конкурентный отбор оператором (АО «АТС») ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час суток⁹. При этом цена формируется на основе баланса спроса и предложения и рассчитывается для всех участников торгов (рис. 1).

Участники ОРЭМ совершают сделки на РСВ исходя из плановых объемов производства и потребления, сделки с отклонениями фактических объемов производства/потребления от плановых совершаются на балансирующем рынке (далее – БР), доля в общем объеме торговли составляет около 5%.

Отклонения фактического потребления от планового могут быть вызваны собственными действиями участника рынка (потребителя или поставщика) либо внешними инициативами – командами системного оператора. Отличие фактического объема производства электроэнергии от запланированного на РСВ в меньшую сторону (поставщик выработал меньше графика – отклонение вниз) приводит к покупке им на БР объема электроэнергии, равного соответствующему отклонению. При выработке объема, превышающего запланированный на РСВ (отклонение вверх), поставщик продает на БР соответствующее отклонение¹⁰.

Таким образом, наказываются участники рынка, допускающие отклонения фактических объемов потребления и выработки от плановых по собственной инициативе, и поощряются участники, придерживающиеся планового потребления и максимально точно выполняющие команды системного оператора¹¹ (рис. 2).

Кроме купли-продажи электрической энергии между продавцами – генерирующими компаниями и покупателями в лице энергосбытовых компаний и крупных потребителей – участников ОРЭМ, отдельно совершаются сделки по оплате мощности генерирующих объектов¹², представляющей собой распределяемую плату среди всех потребителей ценовой

⁹ На РСВ осуществляется маржинальное ценообразование, то есть цена определяется на основании баланса спроса и предложения и распространяется на всех участников. Цена РСВ определяется для каждого из более чем 10 000 узлов обеих ценовых зон. При этом в первую очередь в объемы планового производства включаются объемы электроэнергии, в отношении которых поданы заявки с предложением наиболее низких цен, а в объемы планового потребления – объемы, которые покупатели готовы купить по наиболее высокой цене или включенные в ценопринимающие заявки (отражает готовность покупателя купить объем электроэнергии по любой цене, сложившейся на РСВ).

¹⁰ Аналогичным образом объемы покупки и продажи отклонений на БР определяются для покупателей с той разницей, что покупатель, потребивший больше планового объема РСВ, покупает электроэнергию на БР, а потребивший меньше – продает. Стоимость отклонений формируется так, чтобы стимулировать участников к более точному исполнению планового потребления и производства электроэнергии, определенного на РСВ, и к выполнению команд системного оператора.

¹¹ На основе стоимости отклонений определяются предварительные требования и предварительные обязательства БР, разница между которыми формирует небаланс балансирующего рынка. Отрицательный небаланс распределяется между участниками пропорционально их собственным инициативам. Положительный небаланс распределяется между поставщиками пропорционально величине исполнения внешних инициатив и потребителями, максимально точно придерживающимися планового потребления. Такая система распределения небаланса является дополнительным стимулирующим и дисциплинирующим фактором для участников рынка.

¹² Мощность – особый товар, покупка которого предоставляет участнику оптового рынка право требования к продавцу мощности поддержания в готовности генерирующего оборудования для выработки электроэнергии установленного качества в объеме, необходимом для удовлетворения потребности в электрической энергии данного участника. Цена мощности соответствует максимуму из цен в отобранных заявках и цены, при которой функция спроса принимает значение, равное совокупному объему отобранной мощности

зоны в целях покрытия постоянных затрат электростанций, которые взамен получения платы за мощность гарантируют готовность генерирующего оборудования вырабатывать электроэнергию.

Конкурентный отбор мощности (КОМ) проводится системным оператором на четыре года, по его итогам определяется перечень объектов электрогенерации, чья мощность будет оплачиваться на оптовом рынке.

Генерирующие компании (поставщики) подают ценовые заявки¹³ по существующим и по проектируемым генерирующим объектам, а потребители могут подавать ценопринимающие заявки на ценозависимое снижение потребления¹⁴.

Не прошедшие конкурсный отбор электростанции могут получить статус мощности в вынужденном режиме по цене, установленной ФАС РФ, при необходимости сохранения мощности электростанции для обеспечений надежности и бесперебойности поставок электрической энергии локальным потребителям.

Частью рынка мощности являются вызывающие многочисленные споры из-за своего фискального и нерыночного характера оплачиваемые всеми потребителями доплаты (надбавки) к мощности – на строительство новых объектов генерации, в том числе объектов возобновляемой энергетики (ВИЭ) и теплогенерацию, на финансирование строительства заводов по переработке твердых бытовых отходов (ТБО) и строительства электростанций в Крыму и Калининграде, надбавки на выравнивание тарифов на Дальнем Востоке.

По своей сути упомянутые платежи представляют собой форму целевого сбора со всех потребителей в целях субсидирования отдельно взятых групп потребителей, а также нерыночный, и, следовательно, непрозрачный способ финансирования и поддержки инвестиционных проектов в электроэнергетике, в числе прочего связанные с переработкой ТБО и возобновляемой энергетикой.

В период с 2000 по 2024 г. производство электроэнергии в России увеличилось на 34,5% или на 303 млрд кВт/ч (с 877 млрд кВт/ч в 2020 г. до 1 181 млрд кВт/ч в 2024 г.), среднегодовой темп роста (CAGR) составил всего 1,24% в год (рис. 3). Причем в 2024 г. зафиксирован исторический максимум потребления электроэнергии за всю историю Российской Федерации.

Мощность электростанций за тот же период (с 2020 по 2024 г.) увеличилась почти на 51 ГВт или на 24%, составив в 2024 г. 263,7 ГВт, среднегодовой темп роста (CAGR) был равен всего 0,9% в год, что стало следствием реализации масштабных проектов строительства и модернизации станций, в числе прочего на основе возобновляемых источников энер-

(включая мощность, подлежащую оплате вне зависимости от результатов КОМ). Цена КОМ для каждой ценовой зоны одинакова для всех отобранных генерирующих объектов. Мощность, не прошедшая конкурентный отбор, не оплачивается.

¹³ Спрос на конкурентном отборе мощности задается наклонной кривой спроса: по более низкой цене покупатель готов приобрести больший объем мощности, по более высокой цене – меньший. График функции спроса представляет прямую линию, проходящую через две точки, значения которых определяются отдельно для каждой ценовой зоны и для каждого КОМ. В первой точке объем спроса определяется методикой Минэнерго России исходя из прогноза пикового потребления в ценовой зоне и планового коэффициента резервирования.

¹⁴ Мощность генерирующих объектов, работа которых необходима для поддержания технологических режимов работы энергосистемы или поставок тепловой энергии (вынужденные генераторы), и мощность, планируемая к поставке в соответствующем году по договорам ДПМ и аналогичным договорам с новыми АЭС и ГЭС, при проведении КОМ учитывается как обязательная к отбору (включается в ценопринимающую часть предложения).

гии (ВИЭ). При этом максимум потребления мощности в энергосистеме страны был зафиксирован в 171,1 ГВт¹⁵. При этом остается дискуссионным вопрос о том, являются ли почти 92,6 ГВт мощности резервом или выброшенными на ветер деньгами?

В рамках настоящей работы проанализировано финансово-экономическое состояние 299 генерирующих компаний страны¹⁶ – изучена динамика производства и продаж, прибыльность (рентабельность), долговая нагрузка и структура капитала, эффективность управления оборотным капиталом, динамика инвестиционной деятельности компаний и дивидендная политика.

Крупнейшие игроки на генерирующем рынке – государственные «Концерн Энергоатом», «ИНТЕР РАО» и «Русгидро», «Газпром энергохолдинг», а также энергоактивы частных компаний – Лукойл (В. Алекперова), «Т плюс» (В. Вексельберга), «СГК» (А. Мельниченко), ЭН + Генерация (О. Дерипаски). Иностранные компании в последние два года либо продали свои акции в генерирующих активах (доля итальянской Enel в ОГК-5), либо их доли переданы Росимуществу (немецкая UNIPER, финская Fortum).

За последние пять лет выручка ведущих генерирующих компаний выросла на 50,5% – с 2,4 трлн руб. в 2020 г. до 3,6 трлн руб. в 2024 г., среднегодовой темп роста (CAGR) составил около 11% в год (рис. 4). Динамика выручки сложилась несколько выше динамики индекса потребительских цен за тот же период (ИПЦ за период 2020–2024 гг. накопительным итогом составил 49,74%, средняя годовая инфляция – 8,43%).

За период с 2020 по 2024 г. чистая прибыль всех генерирующих компаний выросла почти вдвое – с 202 млрд руб. до 402 млрд руб. в 2024 г., среднегодовой темп роста (CAGR) составил около 14% в год (рис. 5). При этом прибыльность отрасли не является абстрактным и исключительно бухгалтерским показателем – почти вся прибыль компаний обеспечена денежным потоком, в 2024 г. чистый операционный денежный поток всех генерирующих компаний составил 337 млрд руб. Самые прибыльные компании отрасли, согласно российской отчетности, – Росэнергоатом, Русгидро, ИНТЕР РАО, Эн+ гидро, хотя Русгидро является одновременно и самой убыточной компанией, судя по отчетности по МСФО из-за деятельности своей дальневосточной дочерней компании.

Наиболее эффективными (рентабельными) среди генерирующих компаний являются компании, производящие электроэнергию на основе возобновляемых источников, имеющие незначительные операционные затраты, зато требующие серьезных капитальных затрат на этапе строительства, а также преимущественно гидроэлектростанции и атомные станции (рис. 6).

Несмотря на прибыльность отрасли, весьма существенной для нее остается проблема долговой нагрузки – кредитный портфель компаний к 2024 г. достиг 2 237 млрд руб., увеличившись с 2020 г. на 61% – среднегодовой рост задолженности перед банками составил 12,6% (рис. 7). Стоит отметить, что на четыре крупнейшие компании в лице Русгидро, ИНТЕР РАО, Эн+ и Т плюс приходится 64% кредитного портфеля.

¹⁵ Узнать за 30 минут: энергосистема России в цифрах и фактах.

URL: <https://www.so-ups.ru/news/press/press-view/news/24275/>

¹⁶ В рамках исследования были проанализированы крупнейшие 299 компаний, отобранных по ОКВЭД 35.11 «производство электроэнергии» с объемом выручки свыше 100 млн руб. за 2024 г. Выборка сформирована на основе сервиса системы СПАРК. Использовалась неконсолидированная финансовая отчетность, составленная согласно отечественным стандартам бухгалтерского учета (РСБУ).

Около 80% долга сформировано за счет банковских кредитов, около 20% – за счет облигационных заимствований, основная часть которых приходится на ценные бумаги Русгидро, Эн+ Гидро и ТГК-14.

В относительных показателях долговая нагрузка генерирующих компаний также высока (рис. 8), но неуклонно снижается вследствие роста показателей прибыльности – в среднем по отрасли показатель долг/ЕБИТ снизился с 22 в 2020 г. до 6 в 2024 г. при рекомендуемом аналитиками уровне показателя не более 3-4. Беспрецедентно высокие процентные ставки на рынке заставляют компании сокращать кредитный портфель и более жестко контролировать свои финансовые ковенанты.

Динамика инвестиций полностью повторяет динамику чистой прибыли генерирующих компаний с задержкой на один год. Впрочем, в этом нет ничего удивительного, поскольку основным источником инвестиций компаний является прибыль прошлого года. Так, рекордная сумма инвестиционных затрат в 2024 г. в сумме 537 млрд руб. стала результатом рекордной прибыли компаний в 2023 г.

За последние пять лет инвестиции генерирующих компаний выросли на 59,4% (с 337 млрд руб. в 2020 г. до 537,5 млрд руб. в 2024 г.), среднегодовой темп роста (CAGR) составил около 12,4% в год (рис. 9). Динамика инвестиций в отрасли несколько уступает динамике инвестиций в основной капитал в целом по стране за тот же период (средний темп роста инвестиций в основной капитал за период 2020–2024 гг. в РФ составил 14,4%), что характерно для традиционных отраслей с устойчивым спросом и слабо меняющимися технологиями, но явно недостаточно для осуществления планов по модернизации и обновлению изношенных основных фондов энергетических компаний, а также для реализации проектов цифровой трансформации.

Важнейшим элементом в деятельности генерирующих компаний, влияющим на ликвидность и долговую нагрузку, выступает эффективность управления рабочим капиталом¹⁷.

В 2024 г. средняя оборачиваемость дебиторской задолженности составила 130 дней, оборачиваемость запасов – 52 дня, кредиторской задолженности – 144 дня. Таким образом, чистый рабочий капитал (net working capital) составил 38 дней. Среди лидеров по эффективности управления рабочим капиталом в 2024 г.: En+, АО «Томская генерация», ООО «НСТЭЦ», ТГК-14.

Основной фактор высокой средней оборачиваемости дебиторской задолженности по отрасли – задолженность лишившихся статуса участников ОРЭМ энергосбытовых компаний, успевших накопить долги незадолго до своего ухода с рынка, компании Северного Кавказа, а также тепловая составляющая в выручке компаний. Механизм функционирования ОРЭМ практически не допускает иных вариантов возникновения просрочки перед компаниями со стороны покупателей.

Сопоставимый уровень средней оборачиваемости кредиторской задолженности формируется за счет задолженности перед компаниями в основном газовой отрасли за поставляемое топливо (газ, мазут, уголь), а также задолженности перед подрядчиками по ремонтной и инвестиционной программам.

¹⁷ Чистый рабочий капитал (net working capital) равен сумме оборачиваемости запасов и оборачиваемости дебиторской задолженности минус оборачиваемость кредиторской задолженности. Отрицательное значение свидетельствует об эффективном управлении рабочим капиталом, но создает риски для компании.

Динамика выплаты дивидендов представлена на *рис. 10*, из него видно, что график примерно повторяет динамику чистой прибыли генерирующих компаний за исключением весьма щедрого на дивиденды 2023 г. Стремительный рост дивидендов в 2023 г. в основном связан с желанием собственников поддержать иные свои бизнесы, пострадавшие с момента введения санкций, а также желанием властей за счет дивидендов от компаний с госучастием пополнить бюджетный дефицит. Последовавшее в 2024 г. снижение дивидендных выплат обусловлено как некоторой корректировкой прибыли в целом в отрасли в силу опережающего роста затрат над выручкой, так и большим объемом средств, направленных в 2024 г. на инвестиции.

Дивидендная политика компаний, как правило, предусматривает выплату дивидендов в размере 25-50% чистой прибыли, однако немногие компании следуют подобной политике. ПАО «Русгидро» не платит дивиденды в последние годы в связи с высокой кредитной нагрузкой и неудовлетворительным финансовым состоянием своей дальневосточной дочерней компании, генерирующей существенный убыток для групповой отчетности, некоторые компании не платят дивиденды из-за присутствия в составе акционеров иностранных лиц. Среди лидеров по дивидендным выплатам в 2024 г. были частная En+ и окологосударственные ИНТЕР РАО и Мосэнерго.

Генерирующие компании не отличаются высоким уровнем дивидендных выплат вследствие высокой концентрации структуры владения в руках стратегических собственников, которые могут выводить прибыль через иные инструменты (договор единоличного исполнительного органа, консалтинговые договоры между дочерней и материнской компанией), не делясь при этом прибылью с миноритариями. Нервозность среди миноритарных акционеров создают заявления правительства о необходимости введения моратория на выплаты в связи с необходимостью снижения долговой нагрузки компаний и финансирования инвестиционных затрат.

Так или иначе, значительного интереса поддерживать ликвидность и капитализацию своих акций не замечено, поскольку в отрасли в основном доминирует банковское или облигационное финансирование. За последние 10 лет в электроэнергетике не произошло ни одного значимого привлечения капитала за счет IPO или SPO, с миноритарными акционерами в основном стараются не ссориться из-за того, что они могут помешать одобрению внутригрупповых сделок (сделки с заинтересованностью) и формируют общественное мнение относительно инвестиционной привлекательности компаний, что имеет значение с точки зрения облигационного рынка.

Проведенный анализ сегмента генерирующих компаний электроэнергетики позволил выделить следующие тренды и проблемы рынка.

Концентрация и олигополизация рынка генерирующих компаний. Существенная доля рынка сосредоточена в руках крупнейших компаний (En+, Росатом, Газпром, Интер РАО, Т-плюс др.), которые могут оказывать существенное влияние на рынок, в том числе допуская манипулирование ценами на ОРЭМ¹⁸.

¹⁸ ФАС осенью 2021 г. обвинила «Т Плюс» в манипулировании ценами на РСВ. Компания в ценовых заявках превышала затраты на производство электроэнергии в среднем на 70-90%, в некоторых случаях более чем в два раза. Это сказывалось на равновесной цене на электроэнергию в зоне свободного перетока «Вятка» первой ценовой зоны, а в дальнейшем – и на стоимости электроэнергии на оптовом энергорынке. Финансовая нагрузка на потребителей в итоге оценочно составила 66,8 млн руб. в месяц. Однако Арбитражный суд Москвы отменил решение и предписание ФАС, которым «Т Плюс» была признана виновной в манипулировании ценами на ОРЭМ. Первая инстанция постановила, что компании могут включать в цену заявки рента-

В последнее время концентрация на рынке еще более выросла в связи с получением отечественными компаниями в управление или покупкой активов, принадлежащих ранее иностранным собственникам. Текущая структура владения российской генерацией представлена в *табл. 1*.

Рост рыночной власти крупнейших генерирующих компаний, оказавшихся под единым началом контролирующего собственника, создает предпосылки к манипулированию ценами на ОРЭМ путем подачи подконтрольных одному лицу генераторами согласованных ценовых заявок в ходе торгов на ОРЭМ, тем самым завышаются цены на электроэнергию в узлах расчетной модели.

Формирование вертикально-интегрированных структур. Несмотря на разделение РАО ЕЭС в ходе реформы на генерацию, сети и энергосбыты, в настоящее время сформировались корпорации, включающие в себя все упомянутые сегменты отрасли, выделенные в ходе реформы. Хотя присутствует явный конфликт интересов, выражающийся в том, что компании участвуют в торгах на ОРЭМ одновременно со стороны продавцов и покупателей и в результате возникают риски завышения цены на электроэнергию, генерация и энергосбытовой бизнес очень часто объединяются в рамках одной группы компаний. Электросетевые компании поглощают энергосбытовые компании, что также создает предпосылки манипулирования и злоупотребления в вопросах ценообразования, формирования локальных балансов электроэнергии и мощности, искажая статистику полезного отпуска и потерь электроэнергии.

Рост числа нерыночных инструментов. Рынок генерации долгое время оставался сегментом электроэнергетики с наиболее рыночным подходом к регулированию, где в отличие от электросетевого и энергосбытового бизнеса ценообразование формировалось преимущественно на конкурентной основе на оптовом рынке электроэнергии. Однако в последние годы неуклонно растет доля нерыночного вмешательства и нерыночных инструментов, например, ограничения для участников торгов на ОРЭМ в части формирования цены, надбавки и доплаты к мощности, которые носят фискальный характер для потребителей, потребители на нерыночной и непрозрачной основе вынуждены финансировать инвестиционные проекты в электроэнергетике (строительство ВИЭ и заводов по переработке ТБО) и даже субсидировать некоторые группы потребителей, например, Дальний Восток.

Перекрестное субсидирование. Наиболее известной является разновидность перекрестного субсидирования, реализуемая через тариф на передачу путем уменьшения тарифа на передачу для населения и увеличения тарифа для прочих потребителей. Таким образом, бытовые потребители субсидируются за счет перекладывания части затрат на передачу электроэнергии на промышленных потребителей и организации. Однако немалая доля перекрестного субсидирования скрыта в перекладывании затрат между электроэнергией и теплом. Регулируемые тарифы на тепло, в отличие от нерегулируемых цен на электроэнергию для бытовых потребителей, при справедливом распределении затрат зачастую не позволяют генерирующим компаниям, работающим в режиме производства тепла и электроэнергии, покрывать собственные издержки на производство тепла, хотя иногда бывает и наоборот. Несмотря на законодательно установленные требования вести отдельный учет затрат, выявить подобное перекрестное субсидирование между теплом и электроэнергией весьма непросто.

бельность, причем ее величина не ограничена.

Финансово-экономическая стабильность и устойчивость генерирующего сегмента электроэнергетики. Приемлемое финансово-экономическое положение ведущих игроков рынка свидетельствует о стабильном положении в отрасли, прежде всего сформированных вертикально-интегрированных структур, несмотря на нерегулируемые цены для прочих потребителей и регулирование в части населения. Таким образом, крупнейшие компании могут за свой счет или за счет кредитных средств реализовывать инвестиционные программы без перекладывания инвестиционной нагрузки на потребителей.

Как показывает проведенный финансово-экономический анализ, ведущие компании отрасли превратились в околосударственные вертикально-интегрированные структуры с высокими показателями операционной эффективности и прибыльности с отсутствующей мотивацией по снижению цен на электроэнергию, однако компании зачастую завышают закупочные цены, а издержки перекладываются на потребителей.

Поэтому остается настаивать на выводе о том, что только сохранение конкурентной среды наряду с совершенствованием регулирования, а не отказ от рыночных механизмов в отрасли, является главным условием развития электроэнергетической отрасли, повышения надежности энергосистемы и ограничения роста цен на электроэнергию.

Таблица 1

Структура собственности российских генерирующих активов

Table 1

Ownership structure of Russian generating assets

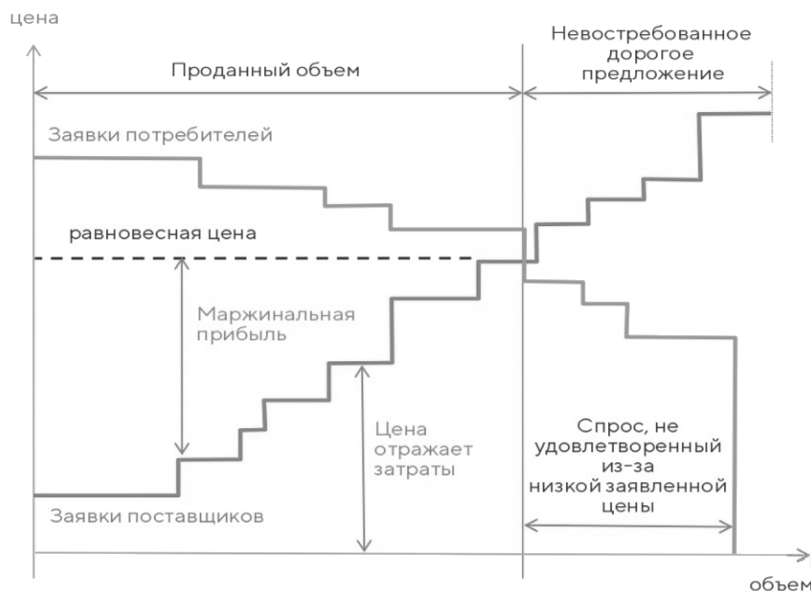
Наименование	Собственник
«Эн+ Генерация»	En+ Group (100% акций), контролирующий бенефициар – О. Дерипаска
ОГК-1, ОГК-3, ТГК-11	ПАО «ИНТЕР РАО»
ОГК-2, ОГК-6, ТГК-2, ПАО «Мосэнерго» (ТГК-3), ТГК-1	ООО «Газпром энергохолдинг»
ОГК-4 (ПАО «Юнипро»), ПАО «Форвард Энерго» (ОАО «ТГК-10»), ТГК-1 (доля Фортум)	Доли переданы во временное управление Росимущества
ОГК-5 (ПАО «ЭЛ5-Энерго»), ТГК-8	Лукойл
ТГК-4 (ПАО «Квадра»)	Росатом
ТГК-6, ТГК-5, ТГК-9, ТГК-7	ПАО «Т Плюс» (В. Вексельберг)
ТГК-12 (АО «Кузбассэнерго»), ТГК-13	ООО «Сибирская генерирующая компания» (СГК), входила в СУЭК А. Мельниченко
ТГК-14	Контролировалось ОАО «РЖД», затем было выкуплено АО «ДУК»
АО «Татэнерго»	Правительство Татарстана

Источник: авторская разработка

Source: Authoring

Рисунок 1
Ценообразование на рынке на сутки вперед (PCB)

Figure 1
Pricing in the day-ahead market (DAM)

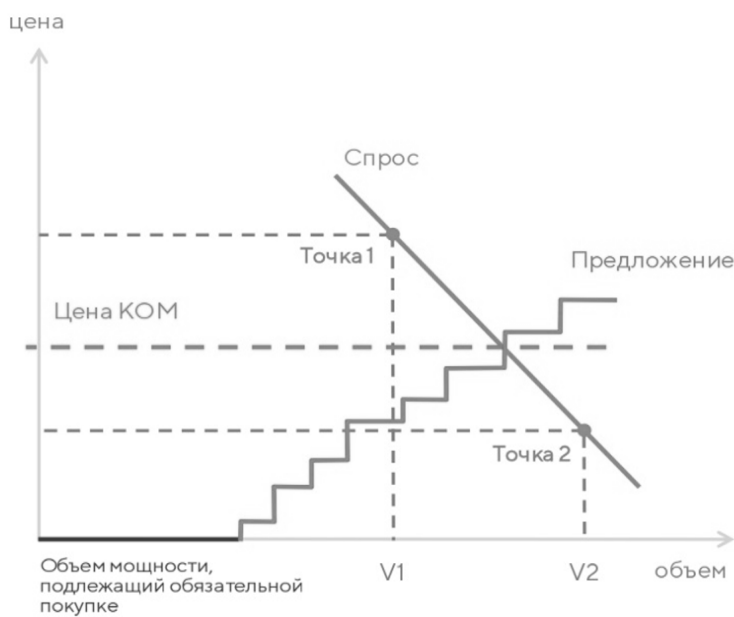


Источник: НП «Совет рынка». URL: www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm

Source: NP "Sovet Rynka". URL: www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm

Рисунок 2
Ценообразование на рынке конкурентного отбора мощности (КОМ)

Figure 2
Pricing in the competitive capacity selection market (CCSM)



Источник: НП «Совет рынка». URL: www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm

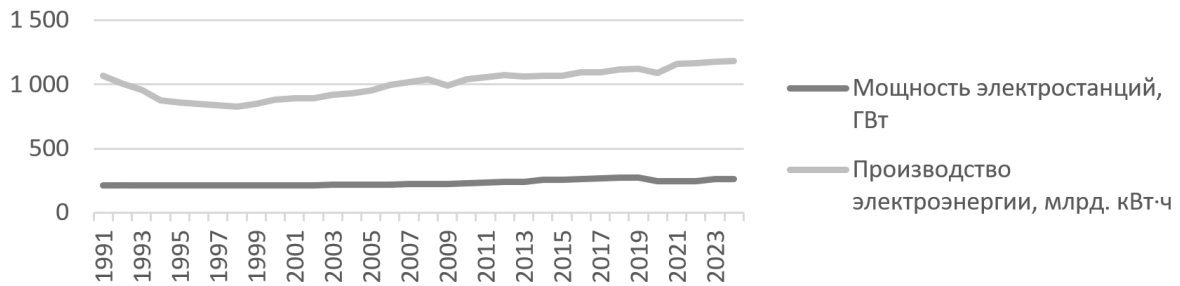
Source: NP "Sovet Rynka". URL: www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm

Рисунок 3

Динамика производства электроэнергии и мощности электростанций

Figure 3

Dynamics of electricity and power production of power plants



Источник: авторская разработка

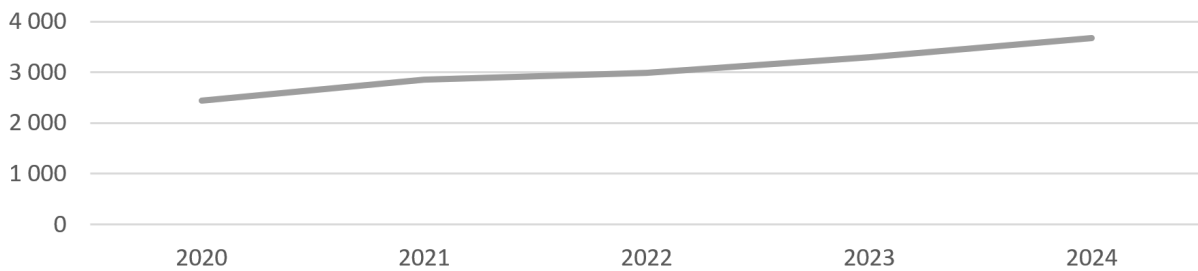
Source: Authoring

Рисунок 4

Динамика совокупной выручки генерирующих компаний, млрд руб.

Figure 4

Dynamics of total revenue of generating companies, billion RUB



Источник: авторская разработка

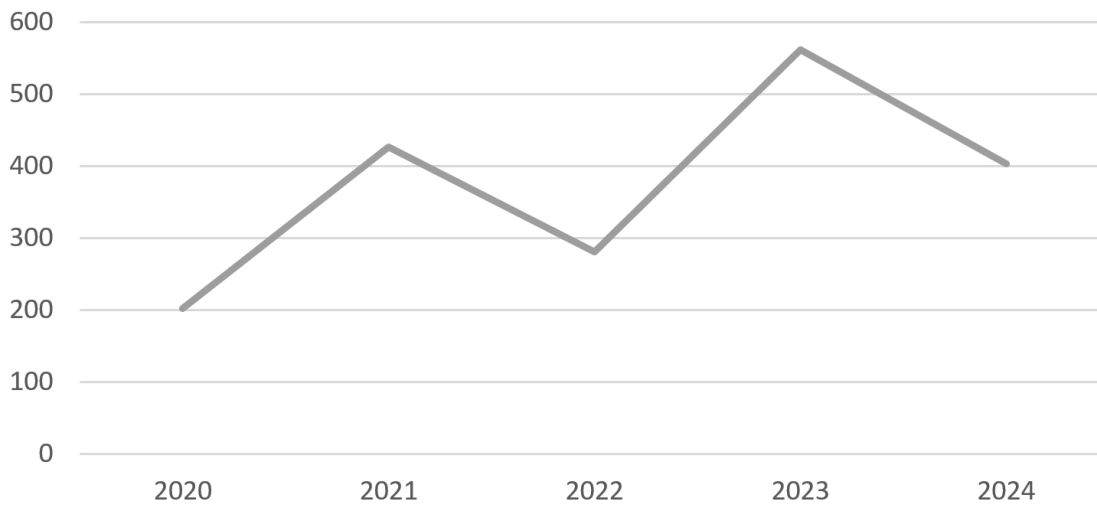
Source: Authoring

Рисунок 5

Динамика чистой прибыли генерирующих компаний, млрд руб.

Figure 5

Dynamics of net profit of generating companies, billion RUB



Источник: авторская разработка

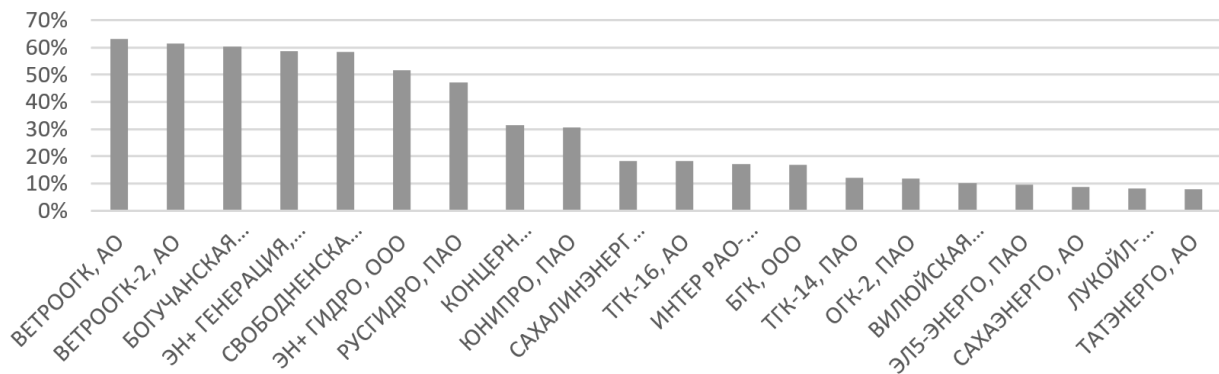
Source: Authoring

Рисунок 6

Наиболее рентабельные генерирующие компании РФ в 2024 г.

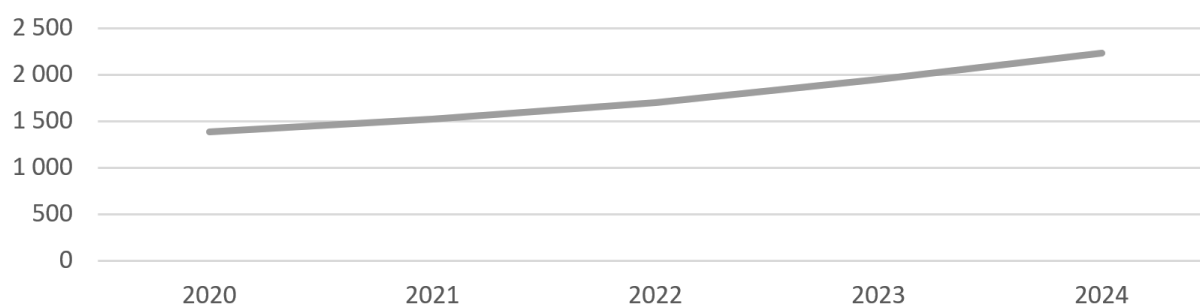
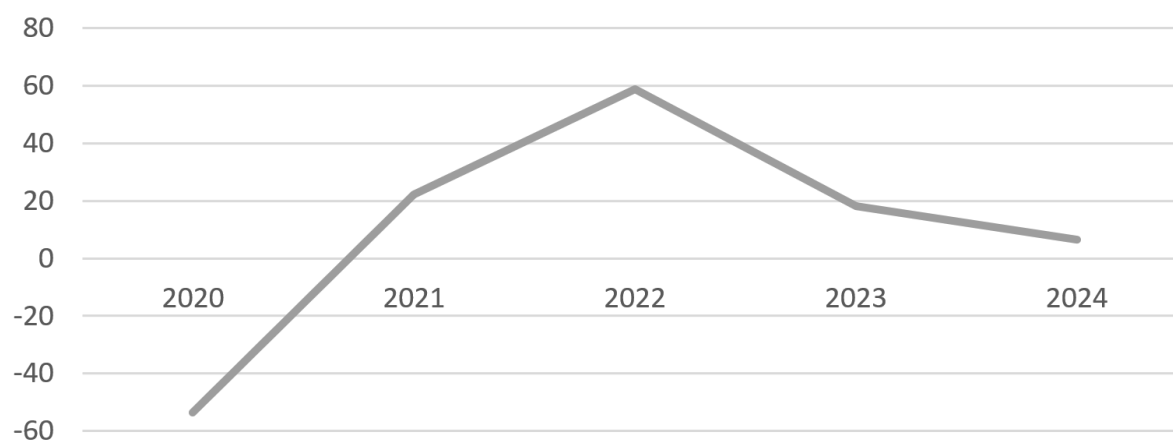
Figure 6

Most profitable generating companies of the Russian Federation in 2024



Источник: авторская разработка

Source: Authoring

Рисунок 7**Величина долговой нагрузки генерирующих компаний, млрд руб.****Figure 7****Debt burden of generating companies, billion RUB***Источник:* авторская разработка*Source:* Authoring**Рисунок 8****Динамика показателя долг/ЕБИТ генерирующих компаний****Figure 8****Dynamics of the debt/EBIT ratio of generating companies**

Примечание. Долг/ЕБИТ – показатель, отражающий, за сколько лет может быть погашен долг компании за счет прибыли до уплаты налогов и процентов (ЕБИТ). Измеряется как отношение краткосрочных и долгосрочных кредитов к прибыли до уплаты процентов и налогов (ЕБИТ).

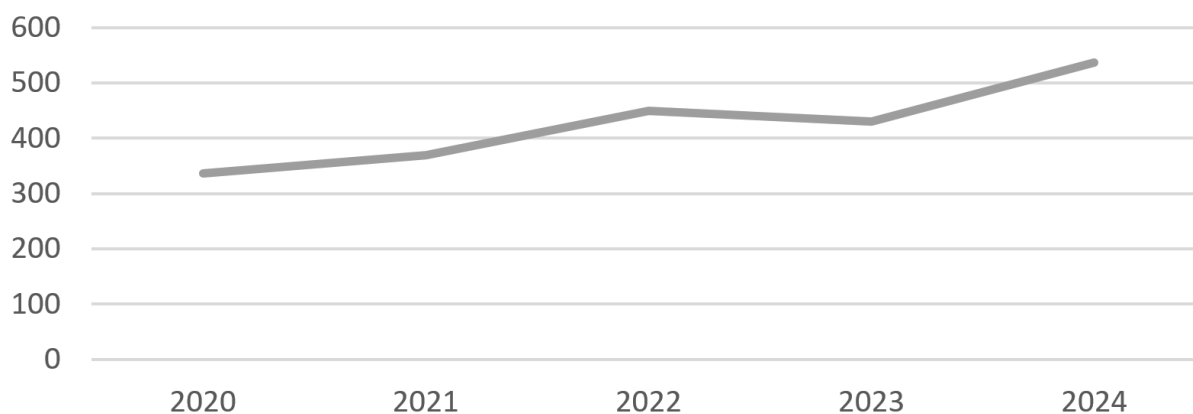
Источник: авторская разработка*Source:* Authoring

Рисунок 9

Динамика инвестиций генерирующих компаний РФ, млрд руб.

Figure 9

Investment dynamics of Russian generating companies, billion RUB



Источник: авторская разработка

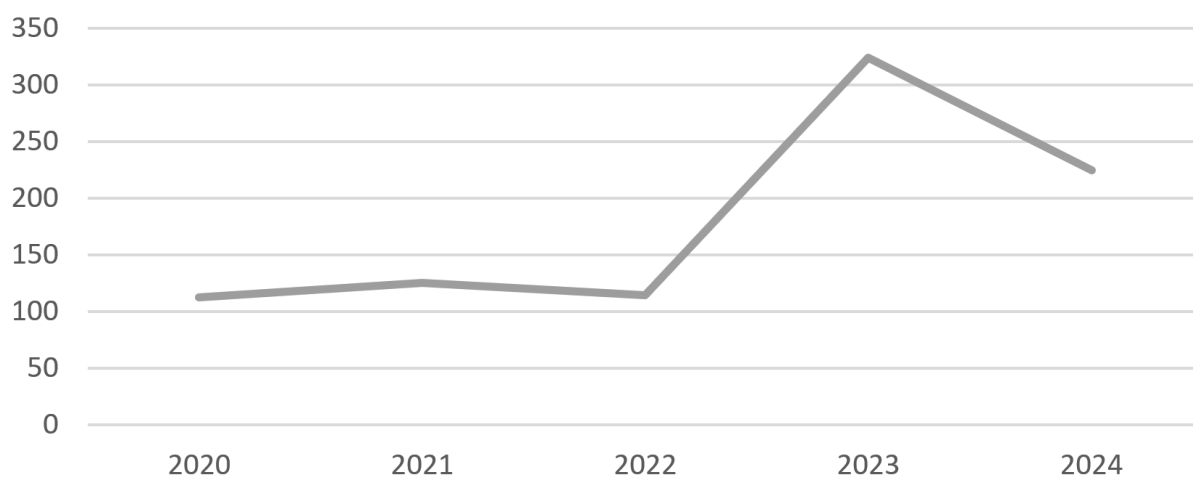
Source: Authoring

Рисунок 10

Динамика дивидендных выплат генерирующих компаний, млрд руб.

Figure 10

Dynamics of dividend payments of generating companies, billion RUB



Источник: авторская разработка

Source: Authoring

Список литературы

1. Волкова Е.Д., Захаров А.А., Подковальников С.В. и др. Система и проблемы управления развитием электроэнергетики России // Проблемы прогнозирования. 2012. № 4. С. 53–65. EDN: PИATJ
2. Беляев Л.С. Проблемы электроэнергетического рынка: монография. Новосибирск: Наука, 2009. 295 с. EDN: QTХНРТ
3. Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С. Проблемы и перспективы развития электроэнергетики России. М.: Энергоатомиздат, 2001. 430 с.
4. Туменов А.А. Рынок электроэнергии: от монополии к конкуренции. М.: Энергоатомиздат, 2005. 413 с.
5. Федоров Я.П. Энергосбытовой бизнес: 10 лет спустя ликвидации РАО «ЕЭС России» // Российское предпринимательство. 2019. Т. 20. № 1. С. 173–184. DOI: 10.18334/tp.20.1.39753 EDN: ZDPCNZ
6. Федоров Я.П. Электросети: возможна ли конкуренция с естественной монополией? // Экономический анализ: теория и практика. 2024. Т. 23. № 7. С. 1317–1336. DOI: 10.24891/ea.23.7.1317 EDN: BNGDNQ
7. Кожуховский И.С. Ключевые результаты реформы электроэнергетики // Региональная энергетика и энергосбережение. 2018. № 4. С. 8–15. EDN: ZDNIVV
8. Сюткин Б.Д., Получальников М.К. Развитие электроэнергетики в России в 1920–1991 годах и формирование оптового рынка электроэнергии в ЕЭС России в 1989–2000 годах. М.: МЭИ, 2016. 185 с.
9. Гальперова Е.В., Кононов Ю.Д., Мазурова О.В. Прогнозирование спроса на энергоносители в регионе с учетом их стоимости // Регион: экономика и социология. 2008. № 3. С. 207–219. EDN: JVIVFZ
10. Афанасьев В.Я., Кузьмин В.В. Об актуальных исследованиях и разработках проблем развития конкурентных отношений на электроэнергетических рынках // Вестник университета. 2015. № 11. С. 5–16. EDN: VJFFHD
11. Воротницкий В.Э., Кузьмин В.В. О повышении эффективности электроэнергетики на основе развития механизмов конкурентного электроэнергетического рынка // Энергетик. 2016. № 5. С. 3–10. EDN: WBGBVX
12. Стенников В.А., Паламарчук С.И., Головщиков В.О. Создание эффективных розничных рынков электрической и тепловой энергии – важнейшая задача отечественной электроэнергетики // Энергетик. 2018. № 2. С. 3–6. EDN: YQYWJS
13. Макаров А.А. Электроэнергетика России в период до 2030 года: контуры желаемого будущего: монография. М.: Институт энергетических исследований РАН, 2007. 192 с. EDN: RAXCLL
14. Knittel C. The Origin of State Electricity Regulation: Revisiting an Unsettled Topic. University of California Energy Institute, Berkeley, 1999, vol. PWP-048. URL: <https://haas.berkeley.edu/wp-content/uploads/pwp048.pdf>

15. Кутовой Г.П. Современная тарифная политика в электроэнергетике РФ или почему для бизнеса актуален вопрос перехода на самоэнергообеспечение // Энергетик. 2018. № 6. С. 36–42. EDN: LZFRID

Информация о конфликте интересов

Я, автор данной статьи, со всей ответственностью заявляю о частичном и полном отсутствии фактического или потенциального конфликта интересов с какой бы то ни было третьей стороной, который может возникнуть вследствие публикации данной статьи. Настоящее заявление относится к проведению научной работы, сбору и обработке данных, написанию и подготовке статьи, принятию решения о публикации рукописи.

A QUARTER OF A CENTURY AFTER THE START OF THE ENERGY REFORM

DOI: <https://doi.org/10.24891/eibtej>EDN: <https://elibrary.ru/eibtej>

Yakov P. FEDOROV

Financial University under Government of Russian Federation, Moscow, Russian Federation

e-mail: JaFedorov@fa.ru

ORCID: 0000-0001-5780-0533

Article history:

Article No. 840/2025

Received 17 Dec 2025

Accepted 13 Feb 2026

Available online

30 Mar 2026

JEL Classification: G30

Keywords: electricity sector reform, generating company, consolidation, price manipulation, cross-subsidization

Abstract

Subject. Financial and economic conditions for the development of the power generation industry and the prerequisites of integration processes.

Objectives. To reveal the financial and economic conditions for the development of Russia's power generation industry and the causes of integration processes, as well as to identify the most typical challenges facing the sector.

Methods. The study employed empirical and logical reasoning, analysis and synthesis, generalization, a systems approach, and comparative analysis methods.

Results. Power generation companies demonstrate high financial stability, which enables them to implement investment programmes. However, these companies often lack motivation to reduce costs, and the resulting expenses are passed on to consumers. The key development trend in the power generation sector is linked to the growing market power of the largest companies, which creates prerequisites for price manipulation. Companies owned by a single entity participate in wholesale electricity market trading both as sellers and buyers, thereby creating risks of inflated prices. There is a steady increase in non-market intervention through restrictions imposed on market participants regarding price formation, as well as capacity surcharges that have a fiscal nature for consumers. As a result, consumers are obliged — on a non-transparent basis — to finance investment projects in the power sector and subsidize certain consumer groups.

Scope of application. The findings can be used to improve state regulation of the sector and to assess its development prospects by specialists from analytical departments of relevant government authorities and energy companies.

Conclusions. Maintaining a competitive environment alongside improved state regulation is the key condition for the development of the power industry, enhancing the reliability of the energy system, and curbing the rise in electricity prices.

© Publishing house FINANCE and CREDIT, 2025

Please cite this article as: Fedorov Ya.P. A quarter of a century after the start of the energy reform.

Finance and Credit, 2026, iss. 3, pp. 100–119. DOI: 10.24891/eibtej EDN: EIBTEJ

References

1. Volkova E.D., Zakharov A.A., Podkovalnikov S.V. et al. [System and management problems of the electric power industry's development in Russia]. *Problemy prognozirovaniya*, 2012, no. 4, pp. 53–65. (In Russ.) EDN: PIIATJ

2. Belyaev L.S. *Problemy elektroenergeticheskogo rynka: monografiya* [Problems of the electricity market: a monograph]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2009, 295 p. EDN: QTXHPT
3. Volkov E.P., Barinov V.A., Manevich A.S. *Problemy i perspektivy razvitiya elektroenergetiki Rossii* [Problems and prospects of the Russian electric power industry development]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 2001, 430 p.
4. Tukenov A.A. *Rynok elektroenergii: ot monopolii k konkurentсии* [Electricity market: from monopoly to competition]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 2005, 413 p.
5. Fedorov Ya.P. [Financial and economic aspects of power: 10 years after liquidation of RAO UES]. *Rossiiskoe predprinimatelstvo*, 2019, vol. 20, no. 1, pp. 173–184. (In Russ.) DOI: 10.18334/rp.20.1.39753 EDN: ZDPCNZ
6. Fedorov Ya.P. [Can there be competition with a natural monopoly? Electricity grids]. *Ekonomicheskii analiz: teoriya i praktika*, 2024, vol. 23, iss. 7, pp. 1317–1336. (In Russ.) DOI: 10.24891/ea.23.7.1317 EDN: BNGDNQ
7. Kozhukhovskiy I.S. [Key results of the electricity sector reform]. *Regionalnaya energetika i energosberezhenie*, 2018, no. 4, pp. 8–15. (In Russ.) EDN: ZDNIVV
8. Syutkin B.D., Poluchalnikov M.K. *Razvitie elektroenergetiki v Rossii v 1920–1991 godakh i formirovanie optovogo rynka elektroenergii v EES Rossii v 1989–2000 godakh* [Development of the electric power industry in Russia in 1920–1991 and the formation of the wholesale electricity market in the Unified Energy System of Russia in 1989–2000]. Moscow, MEI Publ., 2016, 185 p.
9. Galperova E.V., Kononov Yu.D., Mazurova O.V. [Forecasting the demand for energy sources in balance with their prices]. *Region: ekonomika i sotsiologiya*, 2008, no. 3, pp. 207–219. (In Russ.) EDN: JVIVFZ
10. Afanasiev V.Ya., Kuzmin V.V. [About the current research and development of the evolution's problems of competitive relations in the electricity markets]. *Vestnik universiteta*, 2015, no. 11, pp. 5–16. (In Russ.) EDN: VJFFHD
11. Vorotnitskiy V.E., Kuzmin V.V. [On improving the efficiency of the electric power industry through the development of competitive electricity market mechanisms]. *Energetik*, 2016, no. 5, pp. 3–10. (In Russ.) EDN: WBGBVX
12. Stennikov V.A., Palamarchuk S.I., Golovshchikov V.O. [Creation of efficient retail markets for electric and thermal energy is the most important task of the domestic electric power industry]. *Energetik*, 2018, no. 2, pp. 3–6. (In Russ.) EDN: YQYWJS
13. Makarov A.A. *Elektroenergetika Rossii v period do 2030 goda: kontury zhelaemogo budushchego: monografiya* [Electric power industry of Russia until 2030: contours of the desired future: a monograph]. Moscow, Institute for Energy Research of RAS Publ., 2007, 192 p. EDN: RAXCLL
14. Knittel C. *The Origin of State Electricity Regulation: Revisiting an Unsettled Topic*. University of California Energy Institute, Berkeley, 1999, vol. PWP-048. URL: <https://haas.berkeley.edu/wp-content/uploads/pwp048.pdf>
15. Kutovoi G.P. [Modern tariff policy in the electricity sector of the Russian Federation or why the business question of switching to self-energy supply is relevant]. *Energetik*, 2018, no. 6, pp. 36–42. (In Russ.) EDN: LZFRID

Conflict-of-interest notification

I, the author of this article, bindingly and explicitly declare of the partial and total lack of actual or potential conflict of interest with any other third party whatsoever, which may arise as a result of the publication of this article. This statement relates to the study, data collection and interpretation, writing and preparation of the article, and the decision to submit the manuscript for publication.