



Институт экономики и регулирования
инфраструктурных отраслей НИУ ВШЭ

Актуальные экономические тенденции при развитии ЕЭС России

Москва 2025

www.ur.hse.ru

Факторы, определяющие эффективность инвестиционного процесса

- 01** Эффективная системы ценовых сигналов, формирующая инвестиционно привлекательные сектора на фоне дефицита ОС, удовлетворяющих потребительский спрос
- 02** Высокий уровень конкуренции среди инвесторов за возможность удовлетворить рост потребительского спроса
- 03** Возможность инвесторов вкладывать средства в наилучшие доступные технологии
- 04** Доступ инвесторов к дешевому заемному финансированию

Условия функционирования электроэнергетики делают отрасль инвестиционно непривлекательной

Инвестиционных ресурсов в секторе передачи э/э недостаточно для реализации запланированных мероприятий

Динамика инвестиций в ЭСХ в ценах 2012 г., млрд руб.



Инвестиции в электрогенерацию в 2022 г. сократились вдвое по сравнению с 2014 г.

Динамика инвестиций в генерацию электроэнергии в ценах 2012 г., млрд руб.



Источник: Росстат, отчет по форме 2-ИНВЕСТ, Индекс цен на продукцию (затраты, услуги) инвестиционного назначения. Расчеты НИУ ВШЭ.

Факторы, определившие ценовую динамику в электроэнергетике в 2007-2020 гг.

	2008	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	2020
▲ Факторы роста													
Политика «равной доходности» цен на газ	•	•	•	•	•	•							
Либерализация оптового рынка	•	•	•	•									
Внедрение долгосрочного регулирования в сетях			•	•									
Платежи ДПМ, ДКП (новые вводы)			•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Межтерриториальные дисбалансы (появление новых)										•		•	•
▼ Сдерживающие факторы													
Комплекс мер 2012 года					•		•	•					
Заморозка цен на газ							•		•				
Пересмотр ДПР в сетях							•	•		•	•		
«Инфляция минус» (газ, сети, РД)										•	•	•	•

Иные* факторы и регуляторные решения:

- Переход на котловое ценообразование в сетях (2008 с отложенным эффектом)
- Отказ от «последней мили» ЕНЭС
- Отказ от «последней мили» ТП в тарифе на передачу (2011), внедрение льготного ТП (2014)
- Тарификация сбытовой надбавки в % от цены оптового рынка (2012-2018)
- Переход на эталоны в сбытах (2018-2020)
- Либерализация ГЭС во 2 ЦЗ

* факторы, или имеющие влияние или на отдельные категории потребителей, или оказавшие малозначимое влияние на отраслевой показатель ввиду сложившейся структуры цены

Комплекс мер, реализованный в 2012 году, и приведший к снижению цены на электроэнергию:

- переход на индексацию регулируемых тарифов с июля (за счет этого также среднегодовой темп роста цен на газ 7,5%)
- изменение правил ценообразования на розничных рынках
- «заморозка» сетевых тарифов
- «заморозка» в регулируемом сегменте оптового рынка (в т.ч. РД), проведение КОМ без индексации цены

Сравнение доли выручки, направленной на инвестиции, в 2017-2023 гг. между секторами

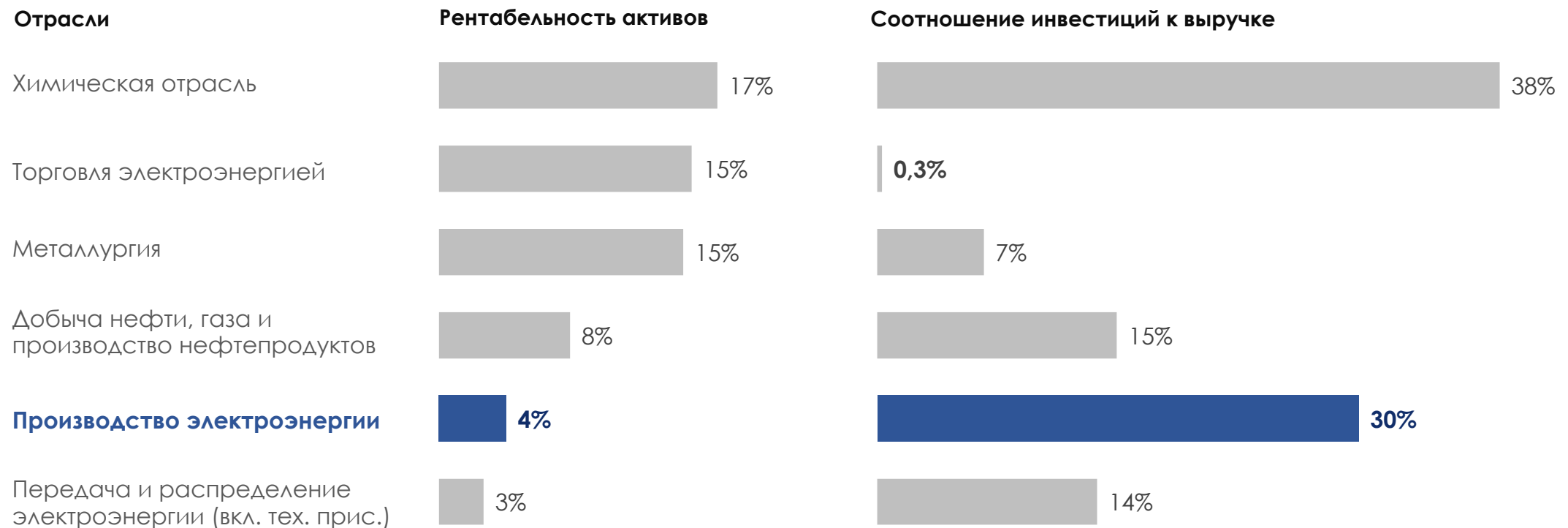
Анализ суммы инвестиций по виду деятельности в 2017-2023 в постоянных ценах, деленной на общий объем выручки за тот же период в постоянных ценах, показывает, что генерацию электроэнергии по доле выручки, направленной на инвестиции, опережают 3 вида деятельности из 29:

- «передача и распределение электроэнергии и технологическое присоединение к распределительным электросетям»,
- «добыча сырой нефти и природного газа»,
- «производство химических веществ и химических продуктов».



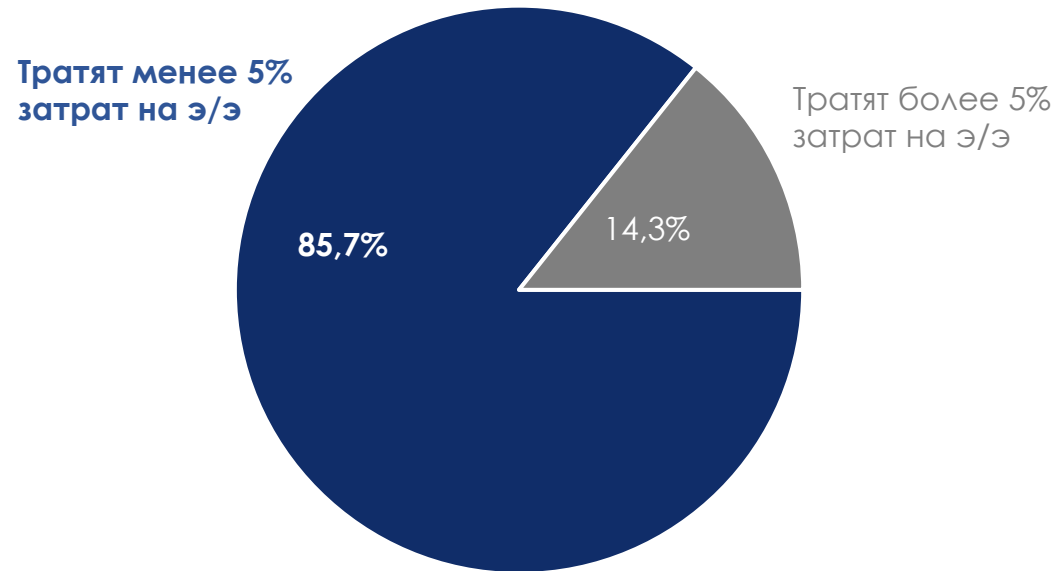
Рентабельность активов в электроэнергетике ниже, а инвестиционная активность выше

Показатели компаний с выручкой больше 1 млрд руб. за 2020-2022 гг.
среднеарифметический показатель



Вклад электроемких потребителей в выпуск промышленной продукции — незначителен

Предприятия, в затратах которых доля электроэнергии составляет менее 5% производят 85,7 % промышленной продукции



Доля выпуска промышленной продукции электроемких предприятий* — 14,3%

*затраты на электроэнергию свыше 5%

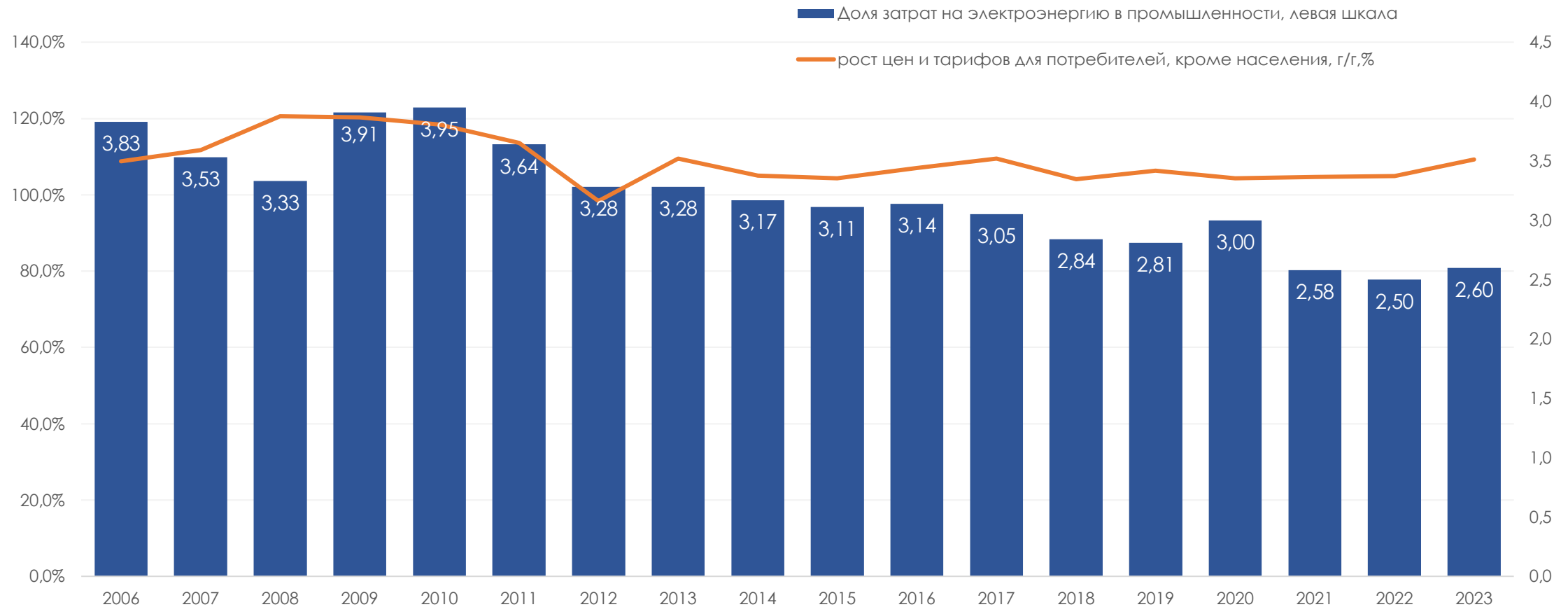


Столь низкие объемы продукции таких предприятий свидетельствуют о небольшой доле производств, испытывающих значимое давление цен на электроэнергию

Влияние стоимости э/э на затраты конечных потребителей

Доля затрат на электроэнергию в промышленности снижается на фоне постепенно затухающей траектории роста цен на э/э

Доля затрат на э/э и ценовые факторы, в %



Источник : Росстат, отчет по форме 1-ПРЕДПРИЯТИЕ «Основные сведения о деятельности организаций».
Индексы промышленного производства. Индексы цен производителей. МЭР, Расчеты НИУ ВШЭ.

Риски нового инвестиционного цикла «большой» энергетики

Системные риски сектора генерации

- низкий инвестиционный потенциал генерирующих компаний;
- потребности в инвестициях многократно превышают существующий уровень инвестиционного наполнения цены на мощность;
- заградительная стоимость капитала делает нерентабельными финансовые вложения генерирующих компаний;

Факторы роста прогнозной цены с опта

- необходимость учета возврата инвестиций, превышающих текущий уровень, приведет к росту цены на мощность;
- применение менее эффективных машиностроительных технологий приведет к росту удельного расхода газа, что обеспечит рост цены РСВ;
- в результате средняя одноставочная цена покупки существенно вырастет

При текущей логике планирования ЕЭС может утратить ценовое преимущество над розничной генерацией, что приведет к усилению неконтролируемой децентрализации энергосистемы



40 трлн.руб.

Требуется сектору генерации на обновление фондов до 2042 года

12 руб/кВт.ч.

Планируемый уровень оптовой цены на э/э к 2042 году

**Рост оптовой цены в 2
раза обеспечивает
окупаемость розничной
генерации**

Поскольку продажа электроэнергии розничной генерацией ГП осуществляется по цене, не превышающей цену трансляции с ОРЭМ, рост оптовой цены увеличивает маржинальность указанной продажи и повышает инвестиционную привлекательность строительства розничной генерации

Оценка фактического исполнения ранее ретроспективных планов по развитию ЕЭС



Параметры изменения мощности, ГВт

План генсхемы 2020 (всего)	136,6
План генсхемы 2020 (в среднем за год)	9,1
Фактический прирост мощности (всего)	37,5
Среднегодовой прирост мощности	2,5

Среднегодовой темп прироста ВВП

План в генсхеме 2020	6,6%
Факт (2005-2020)	1,2%
Сипр (2005-2020)	2,8%

Параметры изменения мощности в СиПР, ГВт

План до 2030 (всего)	20,4
План до 2030 (в среднем за год)	2,9
Инвестиции в СиПР, млрд руб.	
План до 2030	4 326

Инвестиции, млрд руб.

План генсхемы 2020	11616
Факт	6372

Среднегодовой темп прироста электропотребления

План в генсхеме 2020	4,1%
Факт (2005-2020)	0,4%
Сипр (2005-2020)	2,1%

Строительство кабельных воздушных линий, млрд руб.

План в генсхеме 2020	1872
Справочно: соотношение с КВА в генерацию, %	42%
Сипр (2005-2020)	1335
Справочно: соотношение с КВА в генерацию, %	31%

Уровень исполнения генсхемы 2020

27,5% по приросту мощности
55,0% по инвестициям

Стоимость каждого созданного гигаватта мощности по факту оказалась значительно выше запланированного

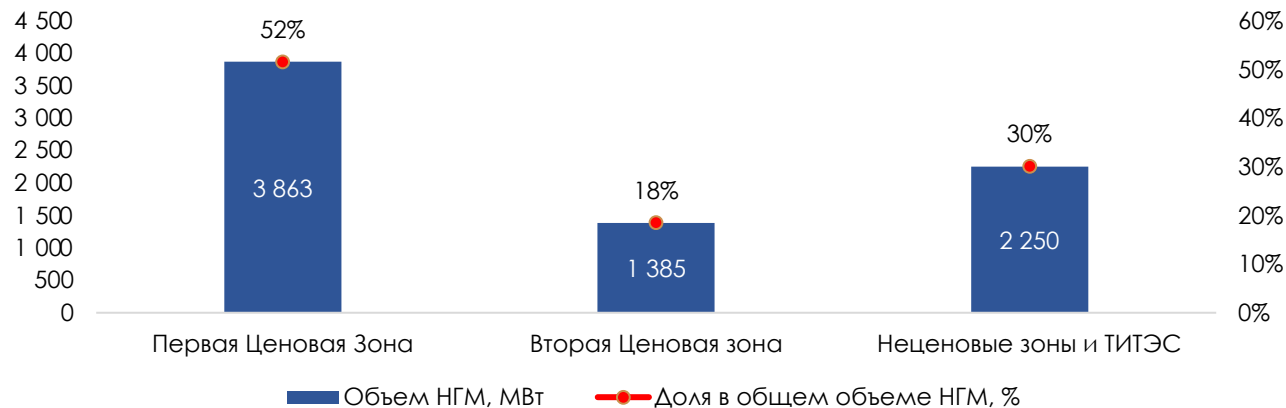
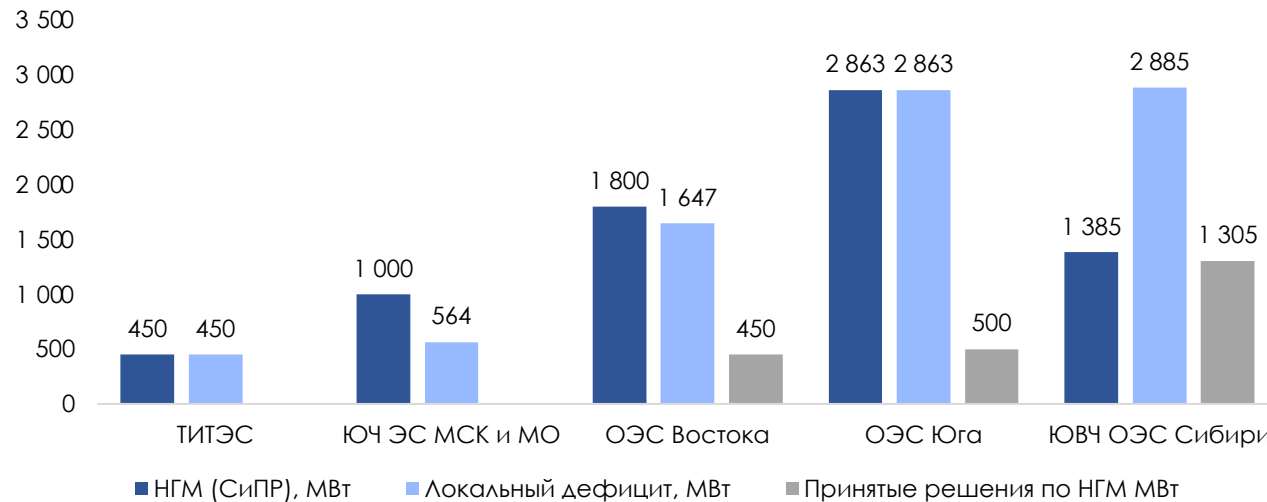
Прирост мощности на уровне 2,9 ГВт соответствует ежегодному приросту ВВП на уровне 1,4%

На 1% изменения ВВП изменение генерирующей мощности в ЕЭС России составляет 2,08 ГВт

Предусмотренные параметры изменения мощности генерации не соответствуют заявленным темпам экономического роста

Для обеспечения потребностей роста ВВП на 2,8% в год, ежегодный прирост мощности должен составлять 5,83 ГВт, что в 2 раза выше запланированных объемов

Ликвидация локальных дефицитов на 89% будет обеспечена строительством новой генерации



7,4 ГВт

объем новой генерации, для
покрытия локальных дефицитов

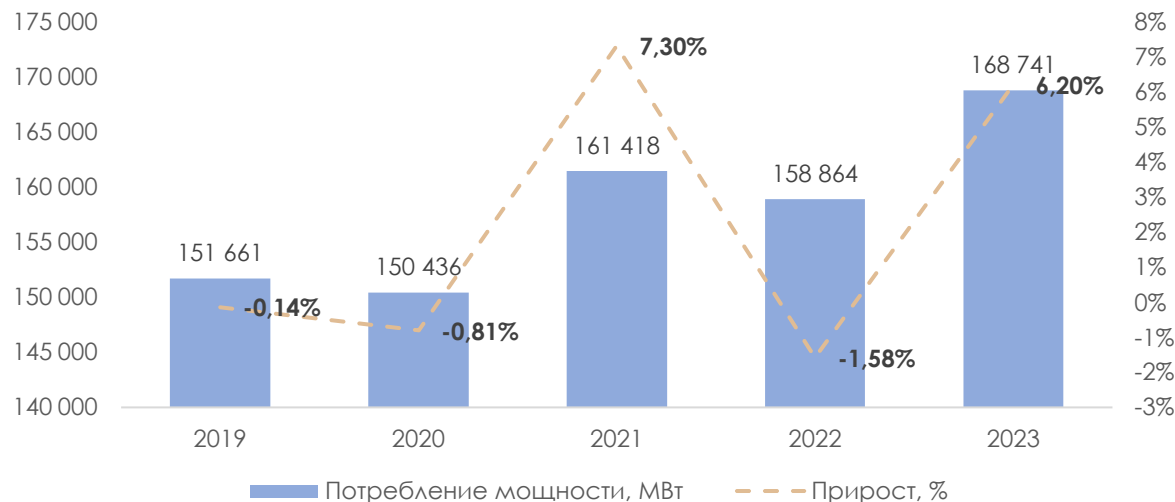
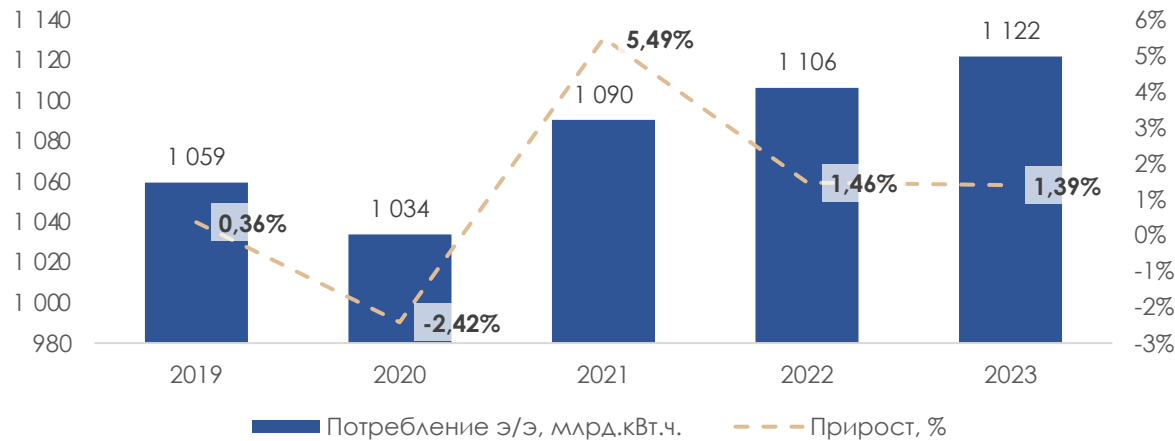
49,9 ГВт

профицит мощности в ЕЭС

**При величине
профицита в 28,7%
локальные дефициты
покрываются за счет
новых строек**

СиПР не предусматривает
сравнения строительства новой
генерации и развития сетей как
равноценных инвестиционных
решений по удовлетворению
потребностей в росте
электропотребления

Структурные изменения в экономике отражаются в характере потребления пиковой мощности



За период 2019–2023 гг. прирост потребления электроэнергии составил 6%, а прирост пиковой мощности за тот же период увеличился на 11%

Потребление пиковой мощности в среднем в 2 раза опережает потребление электроэнергии. Логика планирования ЕЭС исходит из необходимости гарантировать обеспечение пиковой мощности за счет строительства крупной генерации, что, с одной стороны, увеличивает потребность в резервных мощностях, а с другой – не исключает возникновение локальных дефицитов активной мощности

Специфика программных документов планирования

- 01** Генеральная схема направлена на реализацию технических потребностей за счет ограниченного набора технических решений.
- 02** Анализ экономической эффективности принимаемых решений не проводится
- 03** Оценка сравнительной эффективности альтернативных технических решений не проводится
- 04** Прогноз спроса на э/э и мощность в среднесрочной перспективе не соответствует параметрам экономического роста
- 05** Несмотря на требование законодательства о приоритете развития ко-генерации, строительство когенерационных источников осуществляется по остаточному принципу

Консервативные принципы перспективного планирования снижают экономическую эффективность принимаемых решений

1 Внедрение экономической оценки при планировании

Программные документы должны исходить не просто из необходимости реализовать техническую потребность, но и стремиться к максимизации экономической эффективности таких решений

Опережающий рост пиковой мощности необходимо покрывать за счет повышения гибкости энергосистемы

2

Превышение прироста пиковой мощности нужно обеспечивать, в том числе за счет:

- стимулирования использования генерации потребителей в пиковые часы нагрузок;
- создания специальных когенерационных пиковых генераторов;
- модернизации тепловых пунктов с переводом их в когенерационный режим работы

3

Необходимо повышать инвестиционное стимулирование для реализации более эффективных технических решений

При формировании инвестиционных инструментов проекты с большей экономической эффективностью должны получать более доходные надбавки

4

Снятие барьеров для развития ко-генерации

На сегодняшний день строительство эффективных когенерационных объектов затруднен за счет административных ограничений

5

Вовлечение новых участников в рынок мощности

Необходимо расширить распространение инвестиционных механизмов ОРЭМ на основе технологической нейтральности к участникам, которые могут обеспечить ликвидацию локальных дефицитов (сети, агрегаторы спроса)



В текущих условиях поиска новых инвестиционных механизмов и повышение гибкости работы ОРЭМ и розничных рынков электроэнергии являются залогом повышения инвестиционной привлекательности отрасли

Спасибо за внимание!



Наш Telegram-канал
«Вышка про тарифы»



Институт экономики и регулирования инфраструктурных отраслей НИУ ВШЭ

www.ur.hse.ru