



И П Е М

**ИНСТИТУТ
ПРОБЛЕМ
ЕСТЕСТВЕННЫХ
МОНОПОЛИЙ**

Экспертное мнение

Анализ
Схемы и программы
развития ЕЭС России
до 2025 года:
перспективы
и последствия

2019



Основные выводы:

- В 2019–2025 годах ожидается стабильный рост электропотребления, которому будет способствовать сохранение относительно высокой электроёмкости роста российской экономики (эластичности электропотребления по ВВП).
- В ближайшие семь лет ожидается гораздо меньший прирост генерирующих мощностей в сравнении с периодом 2012–2018 гг. при сохранении прежних объёмов выводов. Это приведёт к сокращению избытка мощностей, но замедлит процесс обновления оборудования, которому обычно сопутствует повышение эффективности и снижение негативного воздействия на окружающую среду.
- В перспективной структуре вводов новых мощностей в 2019–2025 годах доминирует безуглеродная энергетика¹, отличающаяся высокими капитальными затратами, а в случае ВИЭ – ещё и низкими коэффициентами использования мощности (КИУМ).
- Несмотря на опережающие темпы ввода ВИЭ-генерации доля ТЭС в структуре выработки электроэнергии будет увеличиваться под влиянием роста КИУМ.
- Как следствие, остаётся неясным, сможет ли уменьшение объёма вводов удержать темпы роста цен на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) ниже темпов роста цен на топливо.

Текущее состояние в сфере стратегического планирования электроэнергетики

В конце февраля 2019 года Минэнерго России утвердило новую Схему и программу развития ЕЭС России на 2019–2025 годы (далее – СиПР ЕЭС 2019)². СиПР ЕЭС является одним из важнейших документов стратегического планирования в отрасли и формально занимает подчинённое положение по отношению к таким долгосрочным документам верхнего уровня, как Энергетическая стратегия и Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики. Фактически же действующая редакция Энергостратегии (ЭС-2030) была принята почти 10 лет назад³, а обновленный вариант – ЭС-2035 – представлен только в виде проекта, при

¹ АЭС, ВЭС, СЭС, ГЭС

² Приказ Минэнерго России от 28.02.2019 № 174

³ Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р



этом уже двухлетней давности⁴. Актуализированная версия Генсхемы⁵, в свою очередь, была принята два года назад, но уже не вполне точно отражает перспективы развития отрасли, а именно:

- она устарела в части развития ВИЭ (предполагалось, что к 2035 году мощность ВИЭ-генерации составит всего 2,8 ГВт, что гораздо ниже даже тех объёмов, которые были отобраны на конкурсах ДПМ ВИЭ);
- она включает проекты, вероятность реализации которых является достаточно низкой (Алтайская КЭС, Славинская ТЭС, Нижне-Зейская ГЭС и т. д.);

Кроме того, в Генеральной схеме рассматриваются только наиболее крупные объекты электроэнергетики (ТЭС мощностью от 500 МВт, прочие электростанции мощностью от 100 МВт, сетевые объекты напряжением от 330 кВ и отдельные сетевые объекты напряжением 220 кВ), что значительно ограничивает возможности анализа перспектив развития электроэнергетики с использованием этого документа.

СиПР ЕЭС, в отличие от перечисленных документов, разрабатывается и актуализируется ежегодно, что делает её наиболее показательной в части реальных перспектив развития генерации. Кроме того, она достаточно детальна, так как включает информацию о развитии всех генерирующих объектов мощностью от 25 МВт, всех сетевых объектов напряжением от 220 кВ и отдельных – напряжением 110 кВ. Именно поэтому данный документ представляет особый интерес для определения среднесрочных перспектив развития отрасли. К недостаткам СиПР ЕЭС можно отнести относительно невысокий горизонт планирования (всего 7 лет), но в условиях постоянного изменения параметров регулирования электроэнергетики в России столь детальное планирование на более длительный срок объективно нецелесообразно.

Основные положения Схемы и программы развития ЕЭС на 2019–2025 годы

Итоги отборов в рамках программы модернизации ТЭС не учтены в СиПР ЕЭС по объективным причинам, так как согласно правилам⁶ СиПР ЕЭС разрабатывается и представляется в Минэнерго России ежегодно до 1 февраля, а утверждается

⁴ Проект Энергостратегии РФ на период до 2035 года (редакция от 01.02.2017) / Минэнерго России. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1920>

⁵ Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2017 № 1209-р

⁶ Постановление Правительства РФ от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»



до 1 марта. В свою очередь постановление Правительства РФ о проведении отборов было выпущено только 25 января 2019 года, а основные процедуры проведены в марте – апреле. Очень сжатые сроки также могли стать одной из причин низкой конкуренции на первом этапе отборов среди энергокомпаний (подробнее в экспертном мнении [«Отбор на модернизацию ТЭС: конкуренция ниже прогнозов ИПЕМ»](#), от 20 марта 2019 года).

Рассмотрим наиболее примечательные пункты СиПР ЕЭС 2019 в части оценки дальнейших перспектив развития генерации электроэнергии в стране.

1. Ожидается стабильный, но невысокий рост потребления электроэнергии. Среднегодовой прирост электропотребления в 2019–2025 годах ожидается на уровне 1,14%. Если рассмотреть период 2020–2025 годов (это позволит исключить фактор присоединения Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия) к ОЭС Востока в 2019 году), то среднегодовой прирост электропотребления будет ещё ниже – 1,05%). Фактически в 2016–2018 годах электропотребление в ЕЭС России росло более высокими темпами (на 1,29% в год⁷), хотя в 2009–2018 годах этот темп был заметно ниже (0,65% в год)⁸.

2. В прогноз электропотребления заложена исторически обоснованная эластичность электропотребления по ВВП⁹. Значение эластичности по прогнозу составляет 0,47 за 2019–2025 годы и 0,40 – за 2020–2025 годы. Для сравнения, в 1999–2008 годах данный показатель был на уровне 0,35, а в 2010–2014 годах – 0,49¹⁰.

Что касается последних лет, то в 2016–2018 годах эластичность приняла аномально высокое значение – 0,93¹¹. Это привело к тому, что прогноз электропотребления последних четырёх СиПР ЕЭС оказался превышен (рисунок 1): в них эластичность была заложена на уровне 0,3–0,5¹².

⁷ По данным отчёта о функционировании ЕЭС России в 2018 году

Без учёта электропотребления в энергосистеме Крыма, присоединённой к ЕЭС в 2016 году

⁸ По данным отчётов о функционировании ЕЭС России

Без учёта фактора присоединения энергосистемы Крыма к ЕЭС России

⁹ Более детально вопросы эластичности электропотребления по ВВП рассмотрены в статье Б. И. Нигматулина [«Анализ прогнозов электропотребления в различных программах Минэнерго России»](#)

¹⁰ По данным отчётов о функционировании ЕЭС России и Росстата

¹¹ По данным отчётов о функционировании ЕЭС России и Росстата

С исключением фактора присоединения энергосистемы Крыма к ЕЭС России

¹² Без исключения фактора присоединения изолированных энергосистем к ЕЭС

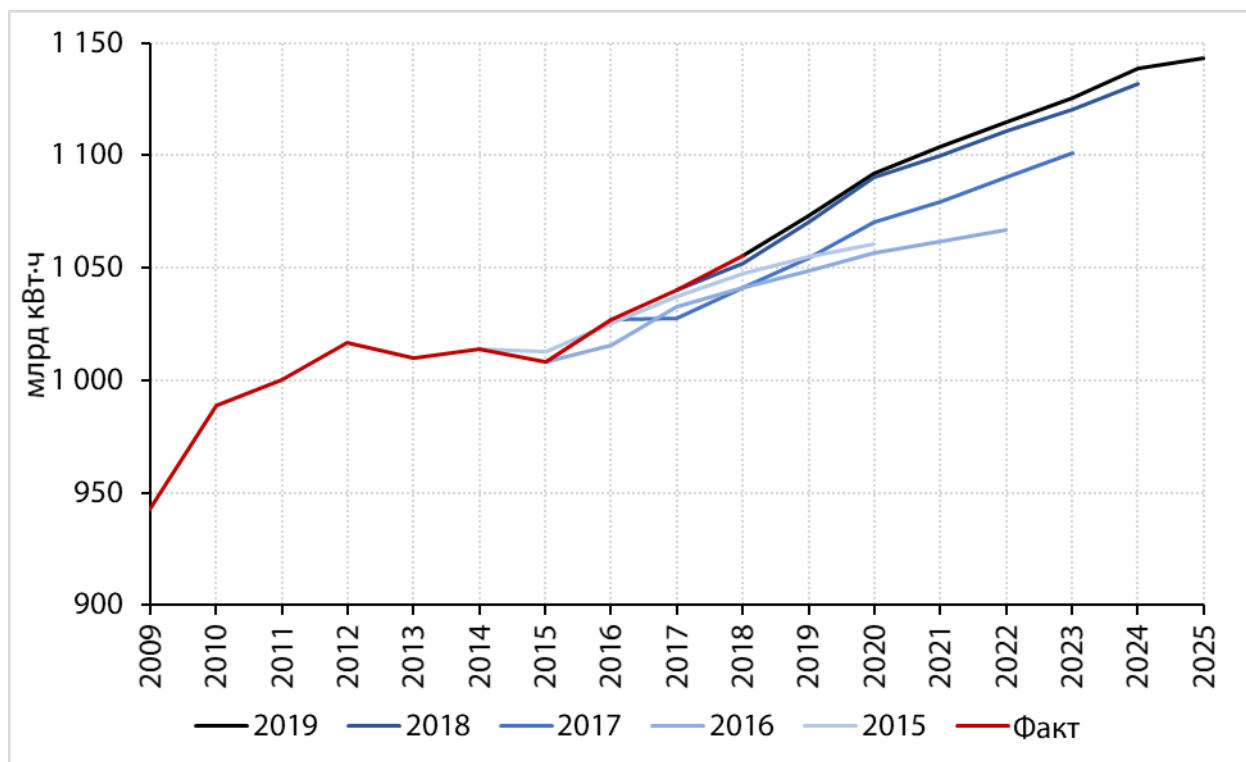


Рисунок 1. Фактический и прогнозный рост электропотребления в ЕЭС России

Составлено ИПЕМ по данным СиПР ЕЭС и отчётов о функционировании ЕЭС России¹³. Различные линии показывают прогнозные данные согласно СиПР ЕЭС соответствующих лет.

3. Ожидается гораздо меньший прирост генерирующих мощностей при сохранении прежних объёмов выводов. Фактически в 2012–2018 годах прирост мощностей за счёт ввода, модернизации и перемаркировок составил около 37 ГВт (рисунок 2), а в 2019–2025 годах этот показатель должен находиться на уровне 15,5 ГВт¹⁴ (ещё около 0,5 ГВт крупной генерации будет введено в этот период в изолированных энергорайонах)¹⁵. Для сравнения, объём выводов генерирующих мощностей в ЕЭС России в 2012–2018 годах составил 13,9 ГВт¹⁶, а за период действия СиПР ЕЭС 2019 должен достигнуть 12,8 ГВт.

¹³ Без исключения фактора присоединения изолированных энергосистем к ЕЭС

¹⁴ 36,8 ГВт по данным отчётов о функционировании ЕЭС России, 37,2 ГВт с учётом крупных объектов распределённой генерации

¹⁵ Здесь и далее ввод, вывод, модернизация и перемаркировка объектов согласно СиПР ЕЭС 2019 учитывались только по объектам с высокой вероятностью реализации

¹⁶ По данным отчётов о функционировании ЕЭС России и Росстата

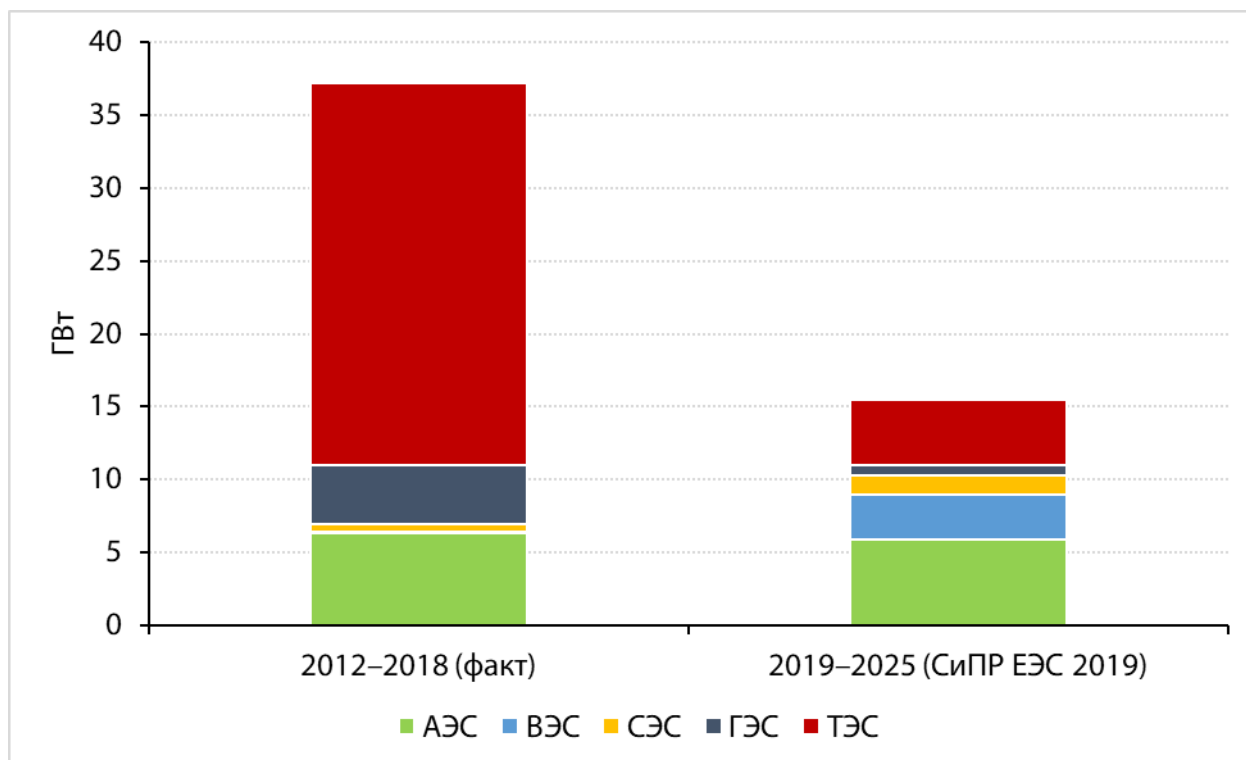


Рисунок 2. Прирост генерирующих мощностей за счёт ввода, модернизации и перемаркировок
Составлено ИПЕМ по данным СиПР ЕЭС 2019, отчётов о функционировании ЕЭС России, СиПР электроэнергетики субъектов Российской Федерации и генерирующих компаний

4. В результате ожидается сокращение избытка генерирующих мощностей: за 2020–2025 годы – с 29,6 до 17,9 ГВт (или с 12% до 7% от совокупной установленной мощности).

5. В перспективной структуре вводов доминирует безуглеродная энергетика. В десятки раз (с 0,1 ГВт в 2012–2018 годах до 3,2 ГВт в 2019–2025 годах) возрастут вводы ветрогенерации, в 2,4 раза (с 0,5 до 1,2 ГВт) – солнечной генерации. Таким образом, если в 2012–2018 годы на безуглеродные виды генерации пришлось лишь 29% прироста мощностей (за счёт ввода, модернизации и перемаркировок), то в 2019–2025 годах они обеспечат около 71% прироста. При этом новая безуглеродная генерация будет представлена почти полностью ВЭС, СЭС и блоками АЭС. Новые объекты гидроэнергетики будут включать лишь ряд малых ГЭС и единственный крупный проект – Зарамагскую ГЭС-1. Загорская ГАЭС-2 упоминается в СиПР ЕЭС 2019, но за рамками перечня проектов с высокой вероятностью реализации.

6. Доля ТЭС в структуре выработки будет расти: с 63,7% в 2018 году до 65,8% в 2025. Это связано с тем, что у ВЭС и СЭС низкий КИУМ, а новые блоки АЭС будут вводиться лишь для замещения старых блоков с реакторами РБМК. При этом в период действия СиПР ЕЭС 2019 один из выводимых блоков (4-й энергоблок



Ленинградской АЭС) не будет замещён новым. В свою очередь ТЭС по мере снижения избытка мощности в энергосистеме будут загружаться всё активнее. Ожидается, что КИУМ ТЭС возрастёт с 47% в 2018 году до 53 % в 2025.

*Ожидаемые эффекты от реализации Схемы и программы развития ЕЭС
на 2019-2025 годы*

Обычно в качестве целей развития электроэнергетики рассматривают три основных ориентира:

- надёжность электроснабжения;
- ценовая доступность для потребителей;
- минимизация негативного воздействия на окружающую среду (НВОС).

Надёжность электроснабжения не является приоритетной в СиПР ЕЭС 2019, учитывая имеющийся в ЕЭС России избыток генерирующих мощностей.

Качественного сокращения НВОС СиПР ЕЭС 2019 не предполагает. Прирост выработки на безуглеродных электростанциях ожидается всего в размере 23 млрд кВт·ч (2%), а выработка на ТЭС будет расти ещё сильнее в связи с планируемой дозагрузкой существующих мощностей. При этом полномасштабной модернизации природоохранного оборудования на них ожидать не приходится в силу отсутствия жёстких требований по ограничению выбросов загрязняющих веществ¹⁷ и парниковых газов. Данные СиПР ЕЭС 2019 об объёмах потребления топлива позволяют оценить перспективы изменения удельных выбросов парниковых газов (в расчёте на единицу выработки электроэнергии). Проведённые ИПЕМ расчёты показывают, что этот показатель снизится всего на 2,5% (с 518 кг CO₂/МВт·ч в 2019 году до 505 кг CO₂/МВт·ч в 2025)¹⁸, тогда как за период 2010–2016 гг. это снижение составило около 12%¹⁹.

Что касается цен на электроэнергию, то **предыдущая волна ввода генерирующих мощностей уже внесла существенный вклад в их рост за счёт**

¹⁷ Подробнее см. в следующем материале:

Угольная генерация: новые вызовы и возможности / Центр энергетики МШУ «Сколково». – 2019. – 83 с. – С. 21.

¹⁸ Расчёты проводились с использованием коэффициентов удельных выбросов CO₂ при сжигании топлива по данным приказа Минприроды России от 30.06.2015 № 300

¹⁹ Расчёт по данным форм «Технико-экономические показатели электростанций» за 2010 и 2016 годы. Расчёты проводились с использованием коэффициентов удельных выбросов CO₂ при сжигании топлива по данным приказа Минприроды России от 30.06.2015 № 300. Для сопоставимости данных использовалась структура видов топлива, указанная в форме за 2010 г.



платы за мощность: в 2017 году платежи по ДПМ (ТЭС, ГЭС/АЭС и ВИЭ) составили 365 млрд руб. или около 21% от совокупного объёма платежей на ОРЭМ²⁰.

С другой стороны, **фактор обновления парка генерирующих мощностей создаёт предпосылки для замедления роста цен на рынке «на сутки вперёд» (РСВ).** Цены на РСВ в среднем за последнее десятилетие росли медленнее, чем цены на топливо (рисунок 3). Подобное отставание можно интерпретировать как экономию потребителей: её объём составляет около 200 млрд руб. в год (по данным за 2015–2018 гг.), но в **последние годы она с излишком компенсируется платой по ДПМ**²¹.

В перспективе **платежи по ДПМ ТЭС будут сокращаться, но возрастут платежи по ДПМ более дорогостоящей генерации – атомной и возобновляемой.** В частности, только по текущей программе поддержки ВИЭ-генерации объём платежей может достигнуть 174 млрд руб.²² Доля затрат потребителей, приходящая на оплату мощности, будет только расти. Соответственно, доля ТЭС в структуре конечной цены будет снижаться, а доля ВИЭ – расти благодаря высокой плате за мощность (в 2017 г. средняя плата по объектам ДПМ ТЭС составила 933 руб./ГВт в мес., по ДПМ ГЭС/АЭС – 1 908 руб./ГВт в мес., по ДПМ ВИЭ – 3 241 руб./ГВт в мес.)²³. Таким образом, неочевидно, **сможет ли новая волна вводов генерирующих мощностей удержать темпы роста средневзвешенной цены электроэнергии (с учётом мощности) на ОРЭМ ниже темпов роста цен на топливо.**

С одной стороны, к положительным сторонам СиПР ЕЭС 2019 следует отнести то, что прогноз предполагает постепенное сокращение избыточных генерирующих мощностей при сохранении резерва, достаточного для обеспечения надёжности электроснабжения. С другой, документ предполагает снижение вводов, что объективно ограничивает возможности по обновлению парка установленного оборудования с обычно сопутствующими этому процессу повышением эффективности, снижением выбросов парниковых газов и иных видов НВОС. Как это ни парадоксально, потребители электроэнергии вряд ли смогут извлечь выгоду из снижения вводов (см. выше). **Потребителям придётся платить и за новые объекты**

²⁰ Оценка по данным годового отчёта АО «АТС» за 2017 год. Расчёт проведён без учёта свободных договоров, но с учётом неценовых зон ОРЭМ.

²¹ В данном материале понятие ДПМ включает как ДПМ ТЭС, так и договоры купли-продажи мощности новых ГЭС и АЭС (ДПМ ГЭС/АЭС) и ДПМ для ВИЭ-генерации (ДПМ ВИЭ). Иные виды платежей потребителей на оптовом рынке не учитываются.

²² По оценкам Сообщества потребителей энергии

²³ Оценка по данным годового отчёта АО «АТС» за 2017 год



ВИЭ, и за замещение старых энергоблоков АЭС, и за программу модернизации ТЭС.

Последняя может способствовать как сдерживанию роста цен (в первой ценовой зоне), так и снижению НВОС, хотя особых надежд на неё возлагать не следует (подробнее в экспертном мнении ИПЕМ [«Дисбалансы промежуточных результатов первого конкурсного отбора на модернизацию ТЭС»](#), 18 апреля 2019 года). Во-первых, она позволит обновить всего около 25 % мощности ТЭС. Во-вторых, прирост мощностей будет незначительным: по проектам, отобранным в результате первого конкурса, установленная мощность оборудования возрастет всего на 4%²⁴. В-третьих, она нацелена скорее на продление ресурса основного оборудования, чем на качественное повышение КПД и экологической эффективности. В частности, возможности качественной модернизации систем удаления и утилизации золошлаковых отходов (ЗШО) на угольных электростанциях правила проведения отборов для участия в программе модернизации ТЭС не предусматривают²⁵ (см. подробнее – [«Перспективы повышения эффективности утилизации золошлаковых отходов в контексте программы модернизации ТЭС»](#), А.В. Григорьев, 18 февраля 2019 года).

²⁴ Оценка по данным перечня генерирующих объектов, включенных в Предварительный график реализации проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, сформированный по итогам отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций на 2022–2024 годы

²⁵ Постановление Правительства РФ от 25.01.2019 № 43 «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций»

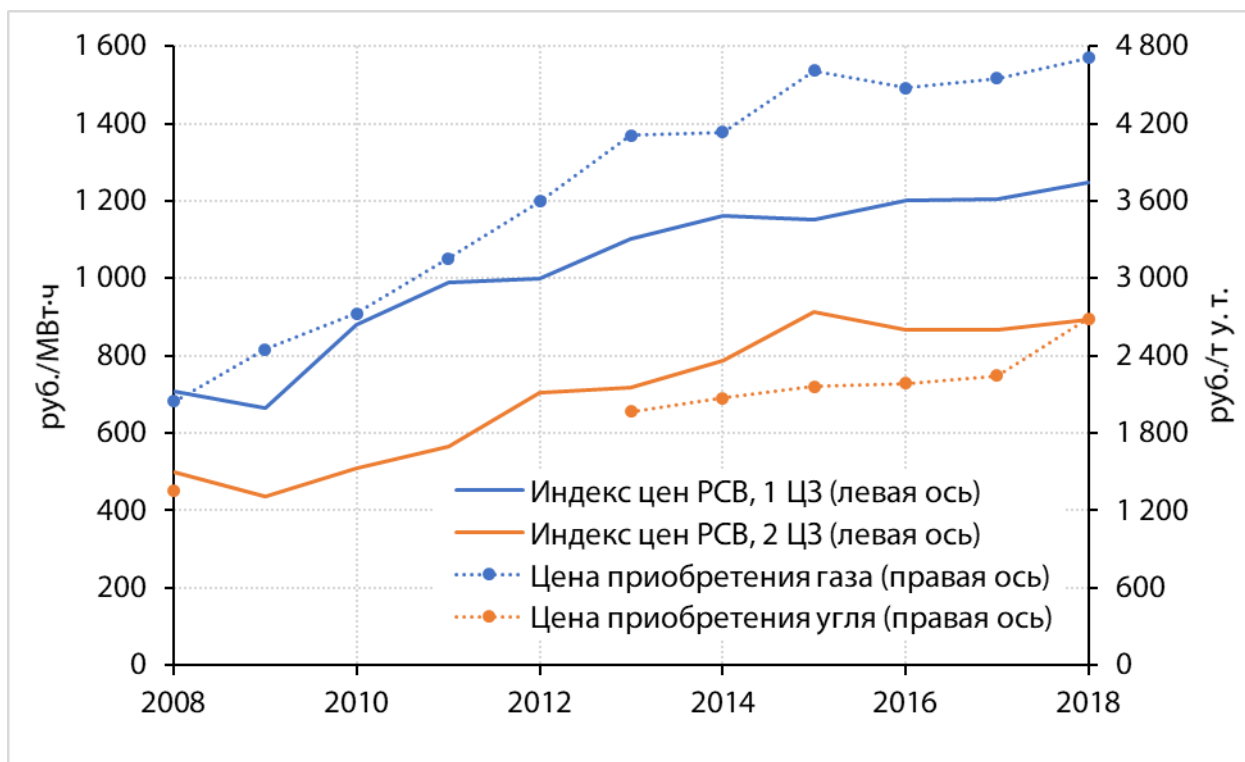


Рисунок 3. Динамика цен на РСВ и цен на энергетическое топливо.

Составлено ИПЕМ по данным годовых отчётов АО «АТС», Росстата и Ассоциации «НП «Совет рынка»

Примечания: цены топлива указаны согласно ценам приобретения промышленными организациями; пересчёт условного топлива осуществлён исходя из теплотворной способности газа 33,080 МДж/м³ и угля 0,768 т у.т./т; цена угля указана по каменному энергетическому углю; ЦЗ – ценовая зона.

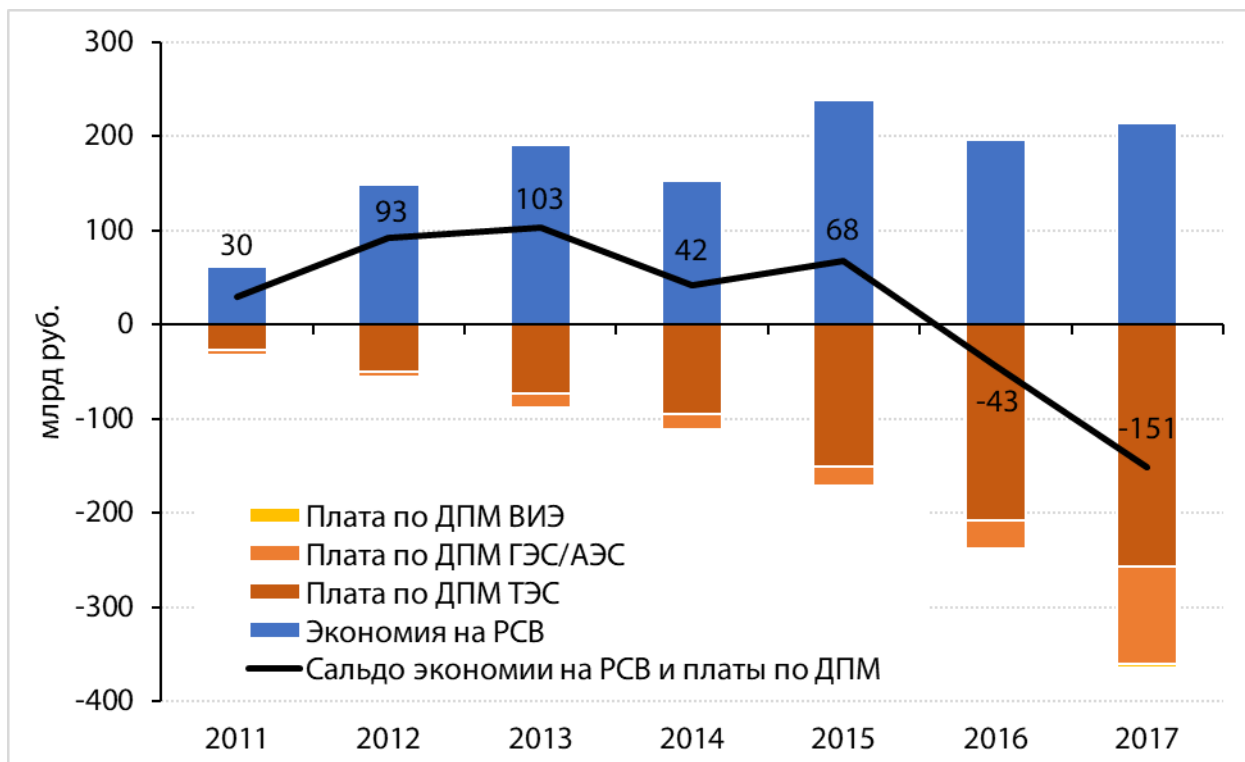


Рисунок 4. Соотношение платы по ДПМ и эффекта от снижения цен на РСВ

Составлено ИПЕМ по данным годовых отчётов АО «АТС» и Росстата



Основные источники:

1. Валовой внутренний продукт. Годовые данные (индексы физического объема, в % к предыдущему году). / Росстат. – URL: http://www.gks.ru/free_doc/new_site/vvp/vvp-god/tab3.htm
2. Годовые отчёты АО «Администратор торговой системы» / АО «Администратор торговой системы». – URL: <http://www.atsenergo.ru/ats/about/reports>
3. Дзюбенко В. Развитие ВИЭ в России: взгляд тех, кто за всё это платит. / РСПП; Ассоциация «Сообщество потребителей энергии». – URL: <http://media.rspp.ru/document/1/1/a/1a5d15be2f385b0b049829d604b39ad6.pdf>
4. Индексы РСВ в первой и второй ценовых зонах в 2018 году выросли на 3,6% и 3,4% соответственно / Ассоциация «НП «Совет рынка». – URL: <https://www.np-sr.ru/ru/press/news/45864-indeksy-rsv-v-pervoy-i-vtoroy-cenovyh-zonah-v-2018-godu-vyrosli-na-36-i-34>
5. Отчёты о функционировании ЕЭС России / АО «Системный оператор ЕЭС». – URL: https://so-ups.ru/index.php?id=tech_disc
6. Перечень генерирующих объектов, включенных в Предварительный график реализации проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, сформированный по итогам отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций на 2022–2024 годы / АО «Системный оператор ЕЭС». – URL: http://kom.so-ups.ru/Generic/Form_A.aspx?RecordId=undefined&EntityId=undefined&FormMode=undefined&Nav=undefined
7. Приказ Минэнерго России от 28.02.2019 № 174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019–2025 годы»
8. Разработка схем и программ перспективного развития электроэнергетики / АО «Системный оператор ЕЭС». – URL: https://so-ups.ru/index.php?id=dev_sch
9. Средние цены на приобретенные организациями отдельные виды товаров / Росстат. – URL: http://www.gks.ru/free_doc/new_site/prices/prom/tab-cena_tov.htm
10. Средние цены на приобретенные организациями отдельные виды товаров по 2011 г. (рубль) / ЕМИСС. – URL: <https://fedstat.ru/indicator/31449>
11. Техничко-экономические показатели электростанций / Росстат; НИУ ВШЭ. – URL: <http://sophist.hse.ru/rstat/>
12. Угольная генерация: новые вызовы и возможности / Центр энергетики МШУ «Сколково». – 2019. – 83 с. – URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Coal_generation_2019.01.01_Rus.pdf