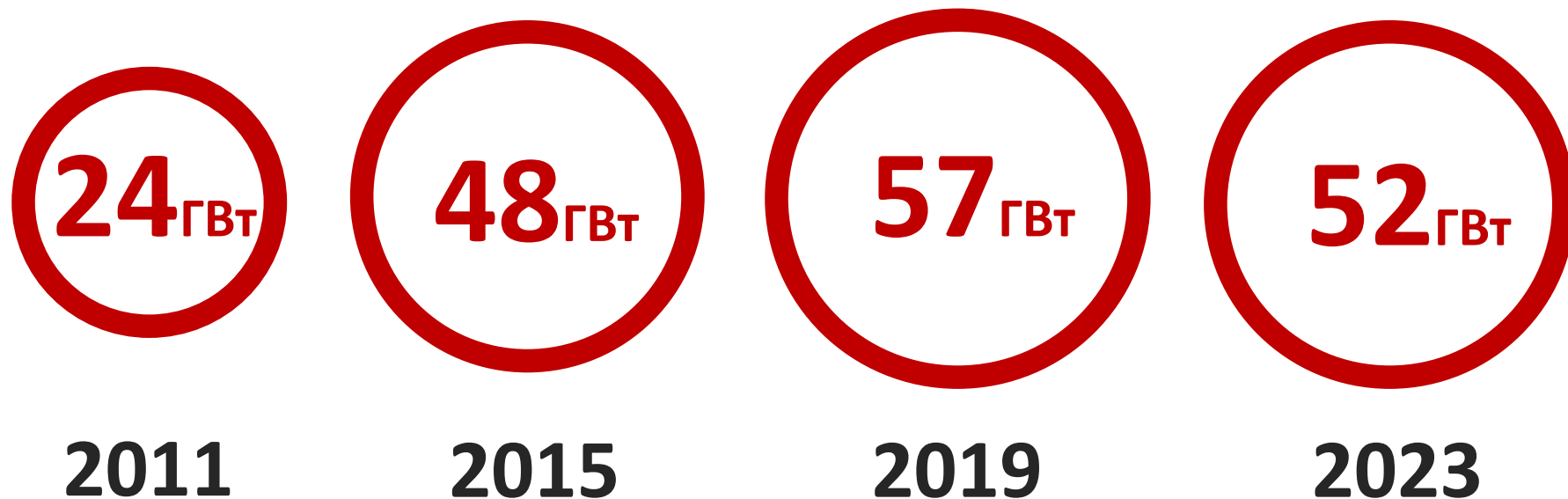


Комплексный механизм привлечения инвестиций в модернизацию тепловых электрических станций

Предложение Ассоциации
«Сообщество потребителей энергии»

Значительный профицит генерирующей мощности на горизонте, как минимум, 2025 года, позволяет без спешки разработать и внедрить в отрасли сбалансированный инвестиционный механизм на основе рыночных инструментов, покончив с ДПМ

Объем избытка генерирующей мощности в энергосистеме России (без ОЭС Востока)



Чистый избыток мощности в 2017-2023 гг., согласно Схеме и программе развития ЕЭС России, с учетом ремонтов и ограничений, составит более **26 ГВт**

Источники информации:

1. Схема и программа развития ЕЭС России на 2017 – 2023 гг., утв. приказом Минэнерго России от 01.03.2017 № 143
2. Схема и программа развития ЕЭС России на 2015 – 2021 гг., утв. приказом Минэнерго России от 09.09.2015 № 627
3. Схема и программа развития ЕЭС России на 2011 – 2017 гг., утв. приказом Минэнерго России от 29.08.2011 № 380
4. Годовые отчеты АО «СО ЕЭС» о функционировании ЕЭС России

Более дешёвым и эффективным (в сравнении с ДПМ) решением для обновления тепловой генерации является комплексный механизм, включающий:

1. Использование потенциала существующих рыночных механизмов (РСВ, КОМ)

+12,6 ГВт к 2035 году за счет увеличения выручки генерации и повышения эффективности в конкурентном отборе мощности

+16,7 ГВт к 2035 году за счет реинвестирования части прибыли, полученной от реализации первой программы ДПМ, совершенствование дивидендной политики государственных энергокомпаний, приоритетное финансирование инвестпрограмм

2. Снятие «барьеров» и ограничений для развития когенерации, распределенной энергетики, новых технологий производства, передачи, хранения энергии и управления спросом

+ 36 ГВт к 2035 году за счёт постепенного замещения старых выбывающих объектов ТЭС когенерацией, распределенной генерацией и высокотехнологичными элементами новой энергетики

3. Рыночные конкурсные процедуры

+ 5 ГВт через конкурсы на замещение неэффективной «вынужденной» генерации и покрытие локального дефицита

Механизм: договор с обязательствами поставщиков по будущей загрузке (не менее 75-85%) в течение 15-20 лет (отбор по минимальному значению себестоимости электроэнергии) и выводу из эксплуатации неэффективной мощности

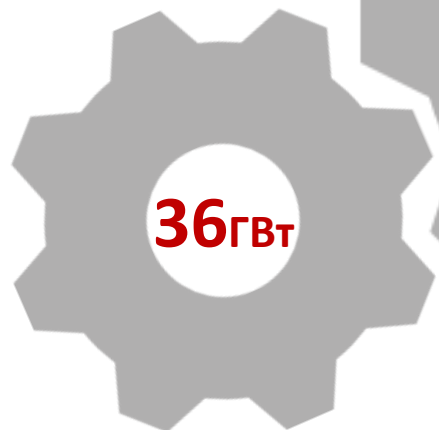
4. Стимулирующее техническое регулирование

- внедрение НДТ, усиление технических требований, повышение энергоэффективности, локализация технологий
- использование мер государственной поддержки (налоговые льготы, специальные инвестиционные контракты – СПИК, государственные гарантии, механизмы ГЧП и др.)

ИТОГО: 70,3 ГВт обновленной мощности в энергосистеме России к 2035 году

Комплексный механизм привлечения инвестиций в модернизацию тепловых электростанций позволит гарантированно обновить **70,3 ГВт** мощности без ДПМ, развивая рыночные инструменты и стимулируя технологическое развитие отрасли

1. Потенциал существующих рыночных механизмов (РСВ+КОМ)



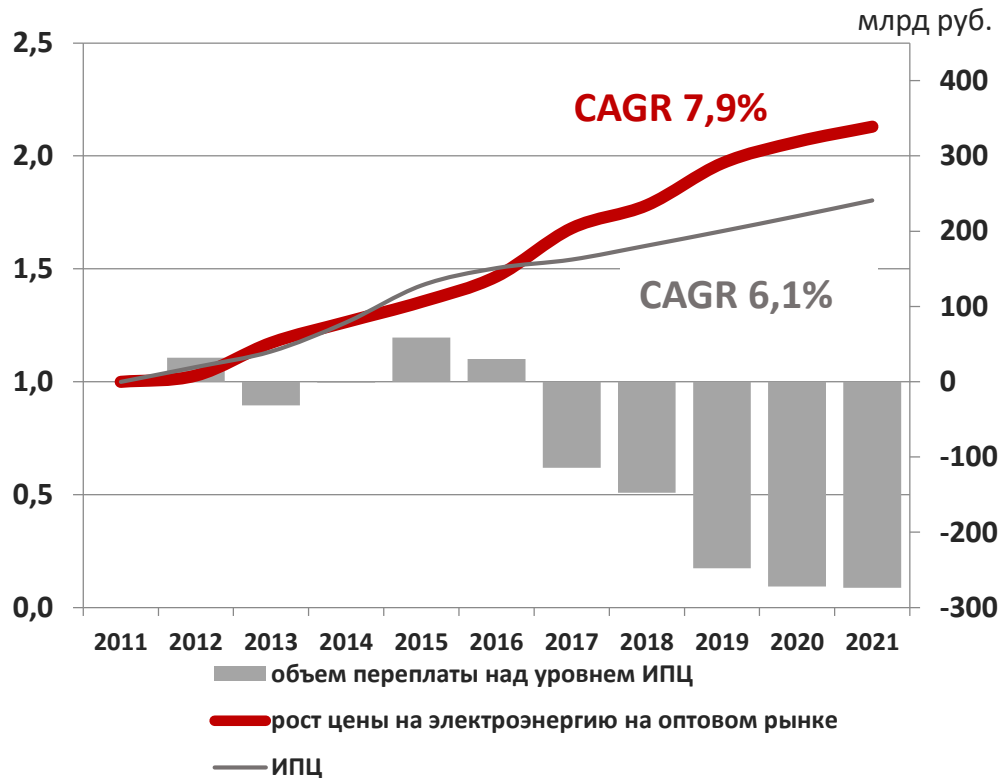
2. Потенциал развития когенерации, распределенной энергетики и новых технологий

3. Покрытие локального дефицита с использованием рыночных процедур и обязательствами поставщиков по будущей загрузке и выводу старой мощности

4. Техническое регулирование: внедрение НДТ, использование СПИК, развитие новых технологий, господдержка

Объём превышения платежей за электроэнергию над инфляцией в период 2018 – 2021 гг. составит **970 млрд руб.**, для сглаживания ценового роста необходимы сдерживающие меры

Динамика роста оптовой цены на электроэнергию в сравнении с ИПЦ (накопительным итогом)



Источник информации: Росстат, Минэкономразвития России, Ассоциация «НП Совет рынка», оценка Ассоциации «Сообщество потребителей энергии»

Предложения по сдерживанию роста цены на электроэнергию до уровня инфляции:

- продлить срок действующих ДПМ с тепловой генерацией с 10 до 15 лет
- продлить срок действующих договоров с новыми АЭС и ГЭС с 20 до 35-45 лет, и снижением базовой величины доходности
- отложить ввод новых энергоблоков на Курской АЭС-2 и Смоленской АЭС-2
- исключить продление надбавки для субсидирования тарифов в ДвФО, а также расширение ДПМ для поддержки ВИЭ и ТБО
- стимулировать ликвидацию перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе
- «заморозить» сооружение энергоблока по технологии БН-1200 на Белоярской АЭС до 2030 г.

Механизм ДПМ («отнять и поделить») более дорогостоящий (+ 1,5 - 3,5 трлн руб.), но не позволяет достичь даже части тех эффектов, которые гарантирует комплексный механизм на основе рыночных инструментов

Риски и параметры	ДПМ (предложение Минэнерго)	Комплексный механизм
Возложение капитальных затрат на потребителей	Допускается	Не допускается
Риск низкой загрузки и неэффективной работы модернизированных ТЭС в будущем	Не контролируется	Отсутствует
Рост цены выше инфляции в период 2018 – 2021 гг.	Допускается	Не допускается
Снижение цен (тарифов) после 2021 года	Не предусматривается	Предусматривается
Технологическое развитие российской электроэнергетики	Ограничивается	Стимулируется
Гибкость и надёжность энергосистемы	Остаётся на прежнем уровне	Возрастает
Развитие рыночных механизмов ценообразования (КОМ, РСВ)	Ограничивается	Стимулируется
Риск ценовых всплесков и ошибок прогнозирования на энергорынке при «залповых отборах» по ДПМ	Не контролируется	Минимальный

Необходимо разработать и реализовать план нормативного обеспечения («дорожная карта») по реализации Комплексного механизма привлечения инвестиций в электроэнергетику на основе рыночных инструментов