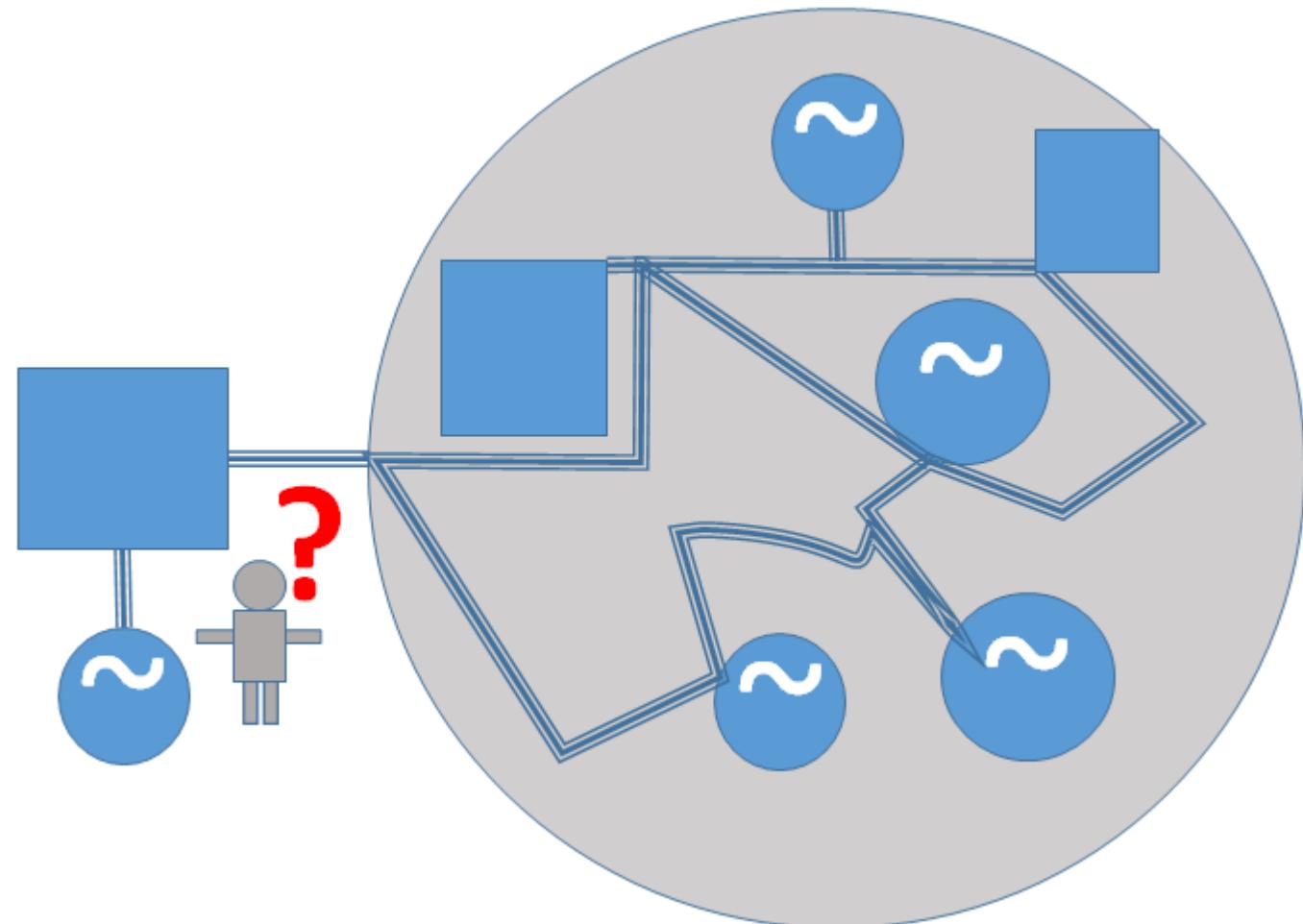


Материалы для обсуждения с членами Наблюдательного совета Ассоциации «НП совет рынка»



27 ноября 2020 года

«Карта» системных проблем, ограничений и решений

Системные проблемы:

- Перекрестное субсидирование и надбавки к цене мощности ОРЭМ



Возможные решения:

- Наличие большого объема не зависящих от спроса постоянных затрат
- В системе много неэффективности



- Снижение спроса из ЕЭС («бегство потребителей» + общее снижение объемов и платежеспособности)



Минимизация надбавок и перекрестного субсидирования

- Формализация порядка принятия решений о надбавках и контроля их использования
- Введение «блочных» тарифов для населения; отражение объема перекрестного субсидирования в счетах за э/э
- Совершенствование структуры сетевого тарифа
- Направление перекрестного субсидирования на повышение эффективности объектов электроэнергетики
- Бюджетное субсидирование части затрат инвесторов с соответствующим снижением платежей на оптовом рынке
- ...

Повышение эффективности

- **Максимальное использование механизмов конкуренции и рыночного ценообразования**
 - КОМ, ВСВГО, КОММод, ВИЭ-2, ТНО
 - ЕГТП
 - Участие в рынке потребителей, просьюмеров (ЦЗП, агрегаторы, СНЭ, АЭК, ...)
 - Дифференциация цен на РРЭ (цены с учетом топологии сети и загрузки)
 - ...
- **Не оплачивать не востребованные активы**
- **Новые подходы в регулировании монополий**
 - Эталоны, долгосрочные тарифы
 - «Альтгенерация»
 - ...
- **Повышение платежной дисциплины**

Увеличение потребления э/э

- **Привлечение нового ответственного платежеспособного потребления (без перекрестного субсидирования!)**
 - Развитие электротранспорта, ЦОД, электроотопления, водород и т.д.
 - ...

Ограничения:

Политика:

- недопущение социально-экономической нестабильности

- необходимость реализации политических проектов

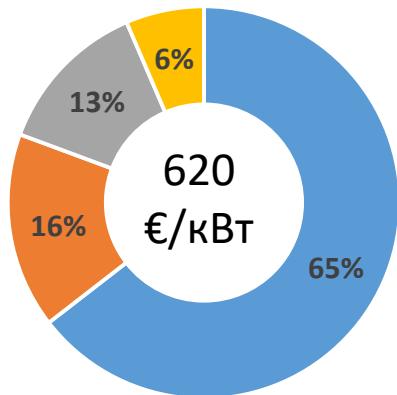
Рынок:

Потребители получили больше альтернатив – навязывать потребителю решения хуже альтернатив беспersпективно

**Предложения по оптимизации составляющих конечной цены э/э
для потребителей ЕЭС, основанные на сравнительном методе
альтернативного энергоцентра**

Расчет индикативного показателя LCOE РГ. Пример для потребителей на ВН

- Стоимость энергоцентра
- Стоимость ПНР и СМР
- Технологическое присоединение
- Дополнительные расходы



- Технологический состав РГ – газопоршневые агрегаты (ГПА);
- Требования к доходности проектов строительства РГ (IRR) устанавливаются на уровне 14%;
- Прогнозные индексы инфляции по соответствующим статьям финансово-экономической модели принимаются на основании данных Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года;
- Для сравнения используется средняя расчетная стоимость производства электрической энергии на протяжении жизненного цикла – LCOE*.

где :

E_t – выработка электроэнергии объектом генерации в году t;

I_t – инвестиции для строительства объекта генерации в году t;

$O&M_t$ – суммарные затраты на эксплуатацию объекта генерации, которые включают также топливные затраты и налоговые платежи в году t;

r – ставка дисконтирования (требуемая доходность) для проекта.

$$LCOE = \frac{\sum_t \frac{I_t + O&M_t}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

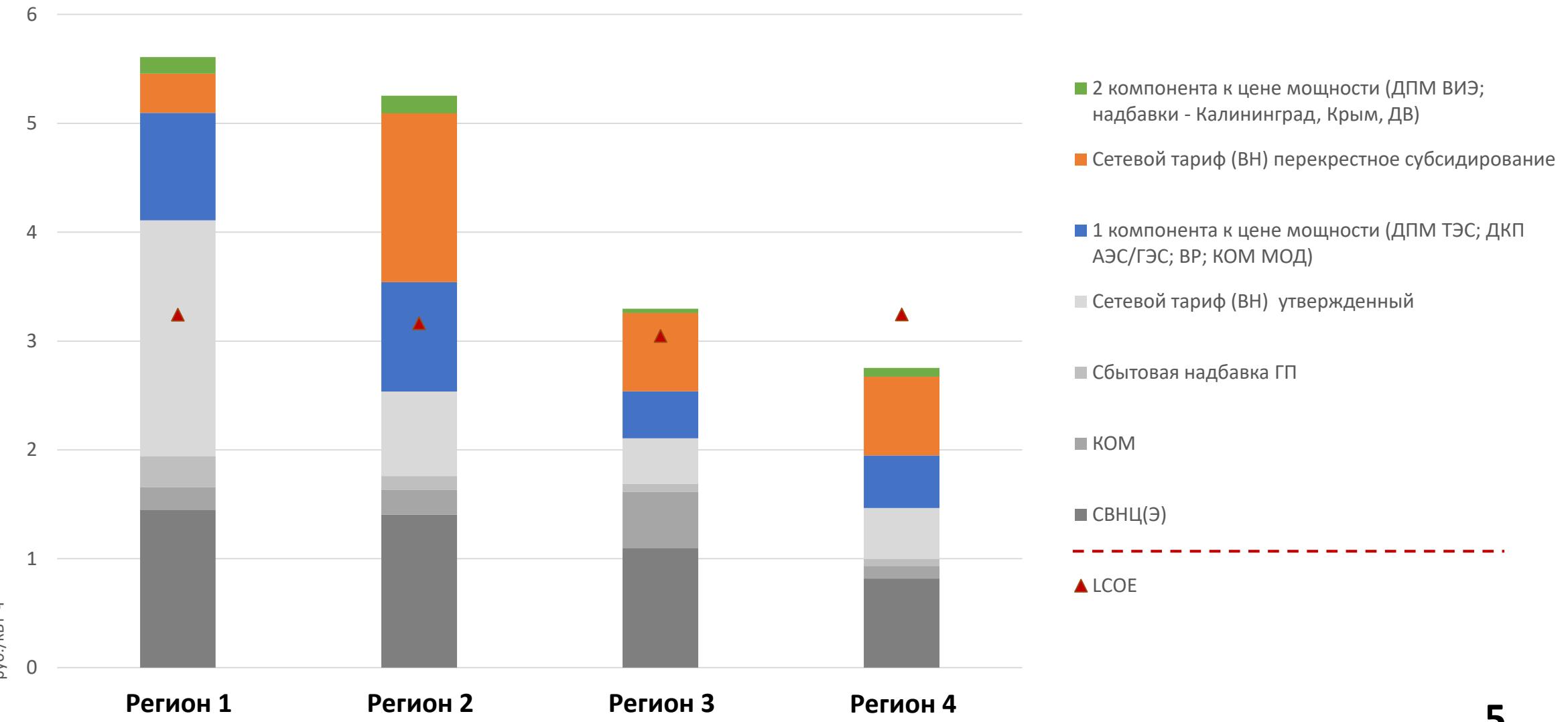
Параметры РГ	Значение
Количество, шт	2
Установленная эл. мощность , кВт	9 521
Располагаемая эл. мощность, кВт	9 235
КПД, %	
электрический	48,2%
Расход топлива, м3/час	
100 % нагрузки	2 150
Расход масла, г/кВтч	0,30
Потребление эл. энергии на собственные нужды, кВт	286

Входные параметры	Значение
Природный газ:	
Цена, ₽/нм3	Оптовая цена в субъекте РФ
Калорийность, Ккал/нм3	7 900
Затраты на персонал, ₽/год	1 920 000
Средняя зарплата, ₽	40 000
Количество человек (окладов)	4
Цена моторного масла, ₽/кг	320
Налог на имущество	2,2%
Амортизация, лет	7
Ставка дисконтирования	14%
Курс ₽/€	81

Ремонты и ТО:	
ТО 2.000 ЗИП, €	5 602
ТО 2.000 Стоимость работ, €	877
ТО 6.000 ЗИП, €	25 150
ТО 6.000 Стоимость работ, €	994
ТО 10.000 ЗИП, €	18 110
ТО 10.000 Стоимость работ, €	6 432
ТО 20.000 ЗИП, €	143 556
ТО 20.000 Стоимость работ, €	9 765
ТО 30.000 ЗИП, €	455 794
ТО 30.000 Стоимость работ, €	19 063
КР 64000 ЗИП, €	1 070 357
КР 64000 Стоимость работ, €	152 908

* Параметр LCOE носит индикативный характер, принятие решения потребителями по переходу на РГ зависит от множества факторов, которые необходимо анализировать для каждого случая в отдельности

Сравнение индикатива LCOE (РГ) с конечной ценой для потребителей э/э



Возможные действия регулятора

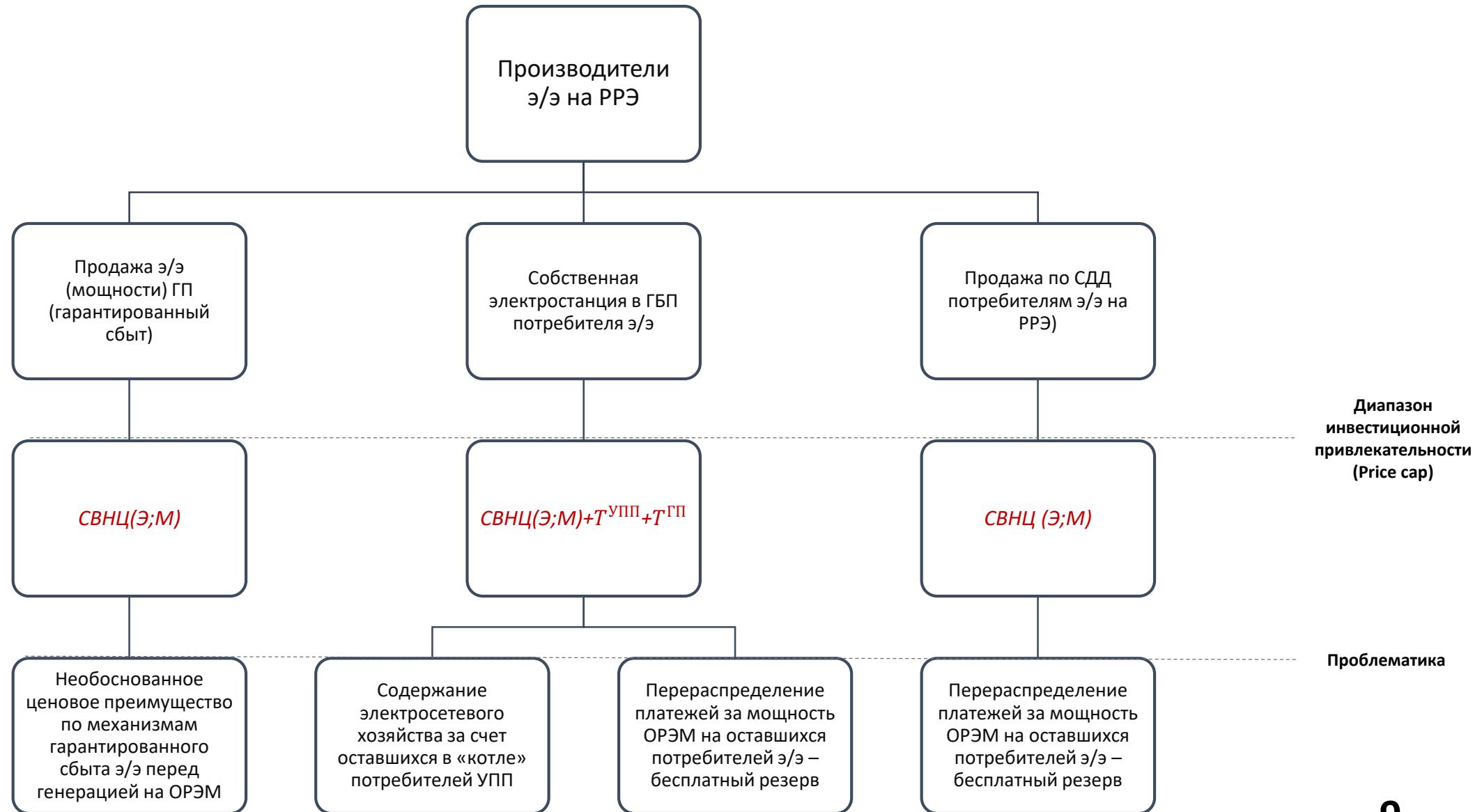


Предлагаемые действия

1. Утверждение методологии расчета индикативного показателя LCOE РГ для различных групп потребителей, дифференцированных по уровням напряжения;
2. Прогнозирование конечной одноставочной цены на электрическую энергию (мощность) для конечных потребителей по всем субъектам РФ 1 и 2 ЦЗ ОРЭМ на следующий период регулирования;
3. Ежегодная актуализация и опубликование данных по сравнению LCOE и прогнозной конечной цены ЕЭС на сайте НП СР и рассылка материалов в ФОИВы;
4. Рекомендации по устранению ситуации в тех субъектах РФ, где наблюдается критическое превышение Ц(ЕЭС) над LCOE РГ

Предложения по выравниванию экономических стимулов функционирования генерирующих объектов на оптовом и розничных рынках электрической энергии (мощности)

Текущие ценные условия функционирования РГ и проблематика



Предлагаемые изменения

Продажа э/э (мощности)
ГП

Определение цены покупки производимой э/э по цене РСВ (БР) и надбавки ($\Delta Ц_{КОМ}^{ПЧПН}$) к цене э/э

$$\text{Price cap } Ц(РСВ; БР) + \Delta Ц_{КОМ}^{ПЧПН} *$$

Выравнивание экономических условий продажи электрической энергии на оптовом и розничных рынках

Эффект для рынка

Собственная
электростанция в ГБП
потребителя э/э

Оплата услуги за содержание электрических сетей по максимальной/присоединенной мощности потребителями услуг по передаче э/э

$$\text{Price cap } СВНЦ(Э; М) + T_{УПП}^{**} + T_{ГП}$$

Появление стимулов для владельцев РГ отказываться от неиспользуемых объемов сетевой мощности, также ограничивая возможности резервирования из ЕЭС

Эффект для рынка

Продажа по СДД
потребителям э/э на РРЭ

Вариант 1

Оплата мощности ОРЭМ потребителями э/э, заключившими договор с РГ, у ГП по принципу «take or pay» ($\max(P_{заявл}, P_{Факт})$). Штраф за превышение заявленной мощности

$$\text{Price cap } СВНЦ(Э; М) ***$$

Ответственное и предсказуемое потребление мощности из ЕЭС при сохранении экономических стимулов для РГ

Эффект для рынка

Вариант 2

Оплата мощности ОРЭМ (все надбавки сверх составляющей КОМ) для потребителей (ЭСК, ГП), заключивших договор с РГ в объеме, указанном в договоре с РГ

$$\text{Price cap } СВНЦ(Э) + Ц(КОМ)$$

Отсутствие возможностей «ухода» от оплаты надбавок к цене мощности ОРЭМ

Эффект для рынка

Примечание:

* $\Delta Ц_{КОМ}^{ПЧПН}$ определяются как средняя выработка э/э за ПЧПН в рабочие дни месяца. Оплачивается по цене КОМ

** $T_{УПП}$ при полном отказе от резервирования из ЕЭС ($P_{макс} = 0$)

*** СВНЦ(М) при полном отказе от покупки э/э (мощности) с ОРЭМ ($P_{заявл} = 0$)