



Полная стоимость интеграции ВИЭ в ОЭС Юга России: влияние факторов геопространственной оптимизации

Аналитическое исследование

Июль 2023 г.

kept



Об исследовании

Объем интеграции ВИЭ в ОЭС Юга России возрастает. Текущие отборы ДПМ ВИЭ 2.0 проходят по критерию минимума приведенных затрат производства электроэнергии (LCOE). При этом затраты по интеграции ВИЭ в энергосистему не учитываются.

В данном исследовании сделана первая попытка выполнить укрупненную оценку полной стоимости интеграции ВИЭ (System LCOE) в ОЭС Юга России с учетом влияния фактора геопространственной оптимизации на стоимость.

В работе рассмотрены сценарии интеграции значительных объемов ветровой и солнечной генерации - 30/50/70% к пику потребления в энергосистеме.

Исследование подготовлено Кепт в 2023 году исключительно в информационных целях с учетом допущений на базе анализа публичной и прочей доступной информации.

Кепт не несет ответственности за последствия и результаты использования информации из данного отчета.

Отдельно хотим поблагодарить Регину Лянзберг за участие в подготовке обзора.



Содержание

01



Основные выводы
и рекомендации

04



Полные затраты энергорынка
на интеграцию ВИЭ

02



Методологический
подход System LCOE

05



Заключение

03



Оценка полной стоимости
интеграции ВИЭ в ОЭС
Юга России

06



Приложение

01

Основные выводы и рекомендации

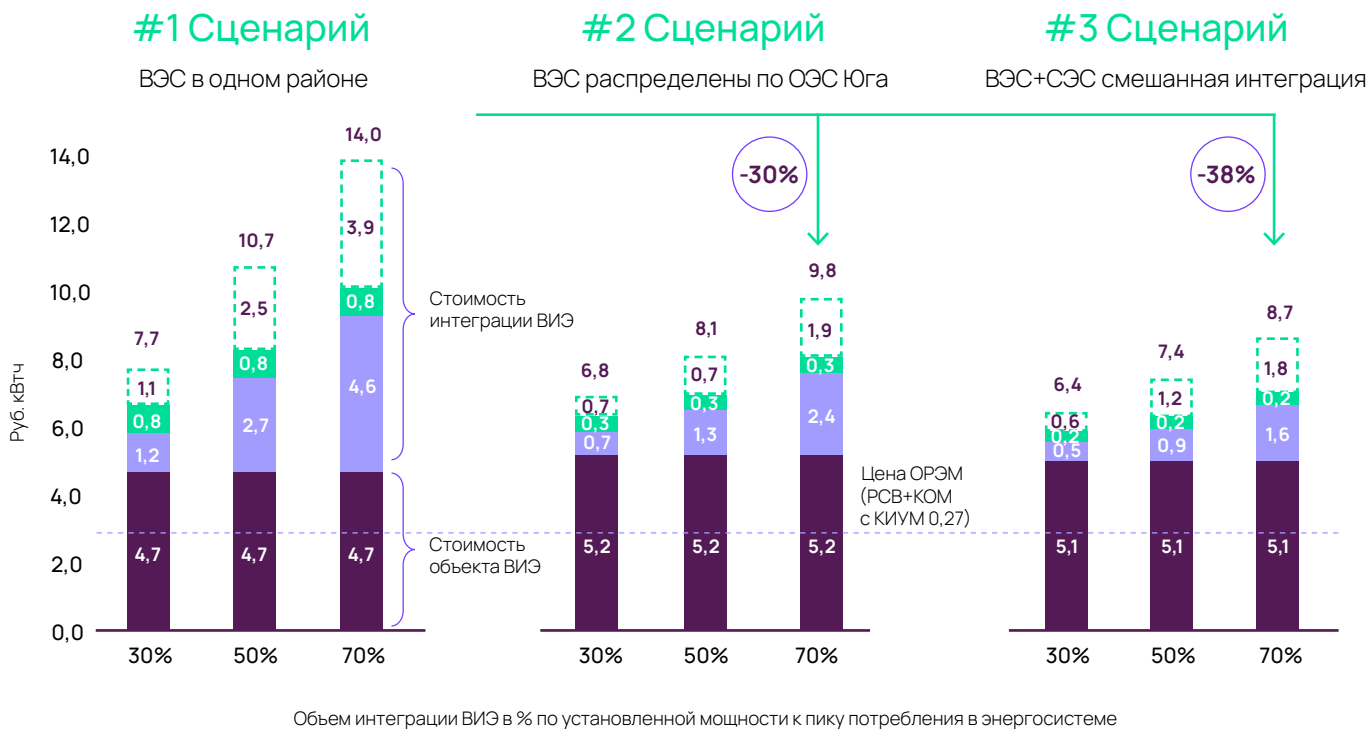
Выводы

- 1 Полная стоимость интеграции ВИЭ (System LCOE) является значимым фактором энергетического и экономического планирования:** при увеличении установленной мощности ВИЭ существенно возрастают затраты на их интеграцию. Так, для ОЭС Юга России при доле ВИЭ в **30–70%** полная стоимость их интеграции может превышать LCOE в **1,3–3 x LCOE** (6,4–14,0 руб./кВтч при себестоимости производства ВИЭ LCOE 4,7–5,2 руб./кВтч).
- 2 Геопространственное разнесение площадок ВИЭ по стране снижает затраты на их интеграцию:** оптимальное распределение по территории позволяет сократить расходы на интеграцию на **46–61%** и полную стоимость ВИЭ на величину до **12–38 %**, а также повысить надежность и топливную эффективность энергосистемы в целом.
- 3 Энергокомпании и потребители несут существенные «скрытые» расходы:** при доле ВИЭ 30–70% от общего баланса мощности в системе дополнительные расходы потребителей и энергорынка на сетевое строительство, балансирование и компенсацию перепроизводства могут достигать **17–339 млрд руб.** в год и будут существенно зависеть от выбранной геопространственной модели интеграции ВИЭ.
- 4 Затраты на интеграцию являются затратами «публичной стороны»:** стоимость финансирования затрат на интеграцию может быть существенно выше, а доступность ограничена по сравнению с финансированием строительства самого объекта ВИЭ.
- 5 Оптимум девелопера и «публичной стороны» не совпадают:** ориентация девелоперов на «экономию масштаба» – рост единичной мощности ВИЭ и выбор площадок по критерию максимального КИУМ – ведет к непропорциональному росту затрат на интеграцию для потребителей. Это требует взвешенного подхода при дизайне программ развития ВИЭ для обеспечения баланса интересов и минимизации системных затрат (System LCOE).

Рекомендации

- 1 Территориальная концепция развития ВИЭ:** полные затраты на интеграцию ВИЭ могут быть снижены в 2–3 раза за счет разработки мастер-плана интеграции объектов ВИЭ (ВЭС и СЭС). Применительно к ОЭС Юга такой мастер-план может включать определение **50–100 площадок** (зон) размещения станций единичной мощностью не более **50–250 МВт суммарным объемом до 12 ГВт**, разнесенных по территории на **100–200 км и более** и разбитых на фазы по годам и этапам реализации.

Полная стоимость интеграции ВИЭ в ОЭС Юга (System LCOE)



● Производство э/э на ВИЭ (LCOE) ● Режимные ограничения ● Балансирование ● Развитие сетей (сценарий)

2 Механизм конкурсных отборов ВИЭ по «полной стоимости»: для создания стимулов оптимизации затрат для девелоперов и участников энергорынка может быть произведена корректировка правил конкурсных отборов ВИЭ на ОРЭМ с переходом к сравнению проектов по «полной стоимости» интеграции для конкретной ОЭС вместо сравнения по приведенной себестоимости производства (LCOE).

3 Подход «Плетение ковра» сети объектов ВИЭ: дополнительным экономическим стимулом может стать введение понятия опционов на строительство парных географически разнесенных площадок по принципу 1+1 с опционом увеличения мощности «по кругу» с шагом **3-4 года** по мере наращивания мощностей в энергосистеме и накопления фактической информации о характере выработки ВИЭ по локациям.

4 Оптимизация стоимости интеграции ВИЭ через смежные программы: дополнительно затраты энергорынка могут быть снижены через координацию смежных отраслевых программ, включая программы технологического развития CO₂, повышение пропускной способности магистральных сетей, повышения маневренности парка ТЭС и ГЭС (в том числе выполнение работ по снижению технического минимума ТЭС в рамках КОММод), а также интеграцию энергорынков стран Закавказья и РФ для снижения режимных ограничений.

02

Методологический подход System LCOE

Полная стоимость интеграции ВИЭ в энергосистему (System LCOE) включает в себя:

- 1 Тип 1. Затраты на строительство и эксплуатацию** непосредственно объекта ВИЭ (LCOE).
- 2 Тип 2. Затраты на интеграцию ВИЭ** – дополнительные затраты субъектов энергорынка, связанные с режимными ограничениями, дополнительными затратами на балансирование и развитие электросетей.

Затраты на строительство и эксплуатацию ВИЭ (Тип 1) являются «расходами девелопера» и явно отображаются в стоимости поставки электроэнергии на рынок (в случае ОРЭМ затраты учтены в цене мощности). Стоимость интеграции (Тип 2), напротив, не выделяется в явном виде и зачастую является дополнительными расходами «публичной стороны», скрыто транслируемыми на потребителей в цене электроэнергии.

В исследовании представлена оценка стоимости интеграции ВИЭ в зависимости от факторов:



Объем интеграции ВИЭ по мощности (30/50/70%)

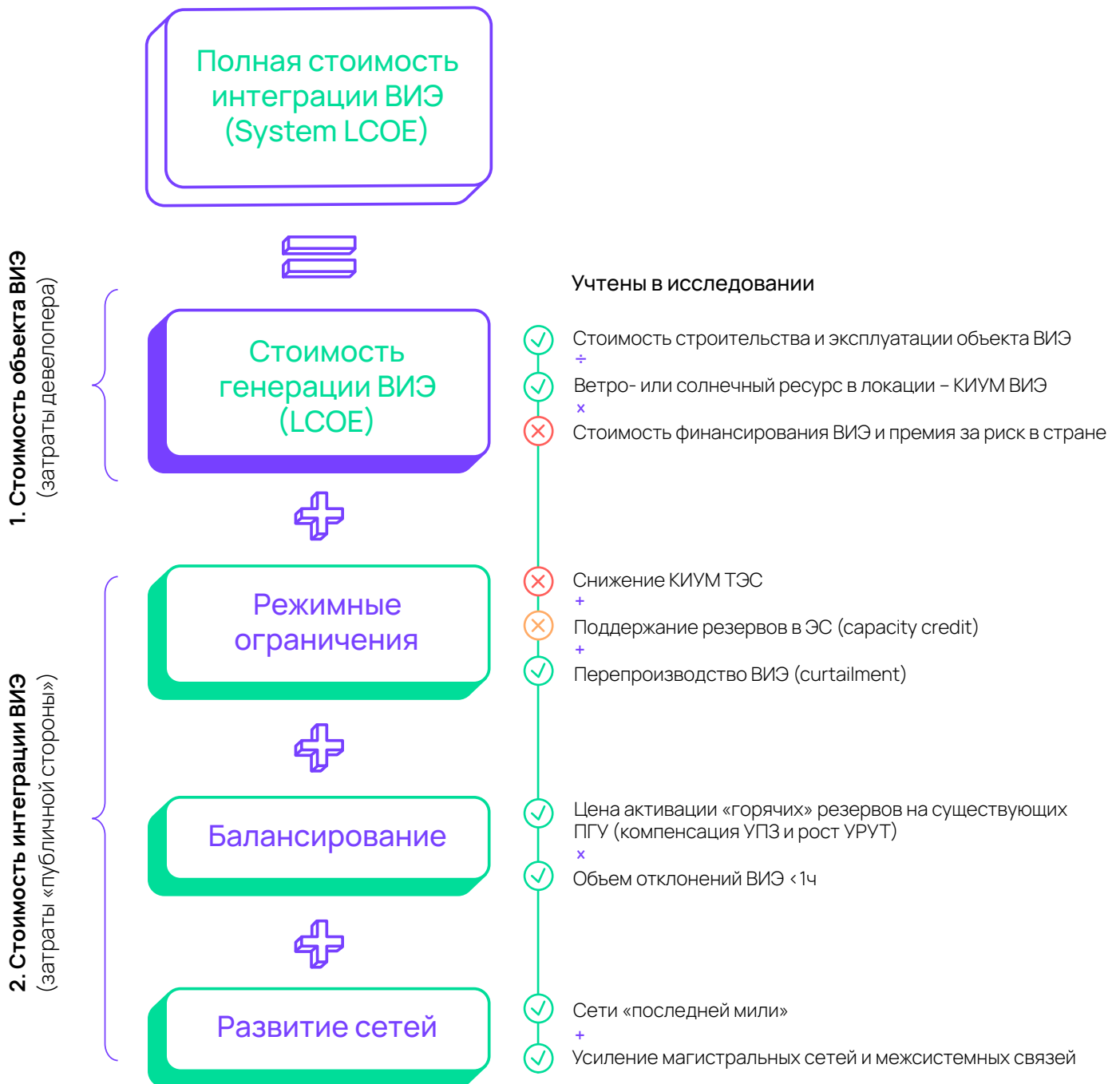


Геопространственная концепция размещения (локализовано и распределено на 10 локаций)



Оптимальное соотношение ВЭС и СЭС в доли ВИЭ

Подход к оценке полной стоимости интеграции ВИЭ (System LCOE)



✓ Фактор учтен в анализе
 ✗ Фактор учтен качественно
 ✗ Фактор не учитывался в анализе

Источник: методика Potsdam-Institute for Climate Impact Research, адаптированная Кепт

Подход к выбору модельных площадок

Модельные площадки ВИЭ



Размещение солнечных электростанций (СЭС)

- Количество площадок: **10 шт.**
- Радиус размещения объектов: **470 км**
- Солнцепотенциал (КИУМ):
 - Максимальный: **18,0%**
 - Средний (10 площадок): **16,7% (93% от максимального)**



Размещение ветроэлектростанций (ВЭС)

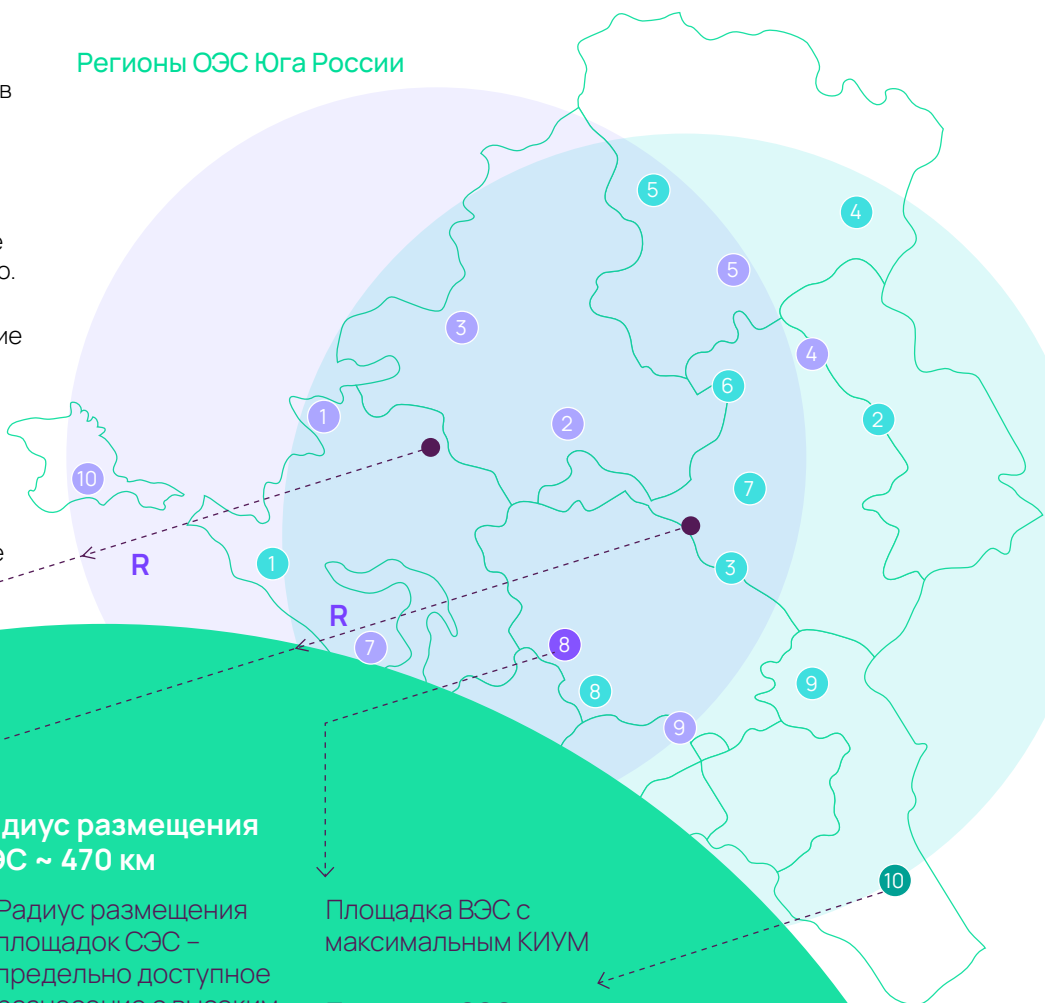
- Количество площадок: **10 шт.**
- Радиус размещения объектов: **485 км**
- Ветропотенциал (КИУМ):
 - Максимальный: **38,6%**
 - Средний (10 площадок): **31,9% (83% от максимального)**

Принцип выбора модельных площадок: для модельных расчетов потенциала выработки выбраны по 10 площадок для ВЭС и СЭС, исходя из следующих критериев:

- Высокий потенциал ветро- и солнечной выработки: КИУМ не менее 30% и 15% соответственно.
- Максимальное геопространственное разнесение площадок друг от друга, которое позволяет территория ОЭС Юга: радиус размещения 485 и 470 км для ВЭС и СЭС соответственно.

Ограничения по доступности площадок и/или доступности точек присоединения к энергосистеме не принимались в расчет.

Регионы ОЭС Юга России



Радиус размещения ВЭС ~ 485 км

- Радиус размещения площадок ВЭС – предельно доступное разнесение с высоким ветропотенциалом

Радиус размещения СЭС ~ 470 км

- Радиус размещения площадок СЭС – предельно доступное разнесение с высоким солнцепотенциалом

- Площадка ВЭС с максимальным КИУМ
- Площадка СЭС с максимальным КИУМ

Доля ВИЭ от пика нагрузки



Установленная мощность ВИЭ (ВЭС+СЭС), ГВт

5,2 8,7 12,2

*1) В состав ОЭС Юга входят 13 региональных энергетических систем: Астраханская, Волгоградская, Дагестанская, Кубанская, Калмыцкая, Крымская, Ростовская, Ингушская, Кабардино-Балкарская, Карачаево-Черкесская, Северо-Осетинская, Чеченская, Ставропольская. При этом Кубанская энергосистема объединяет Республику Адыгея и Краснодарский край.

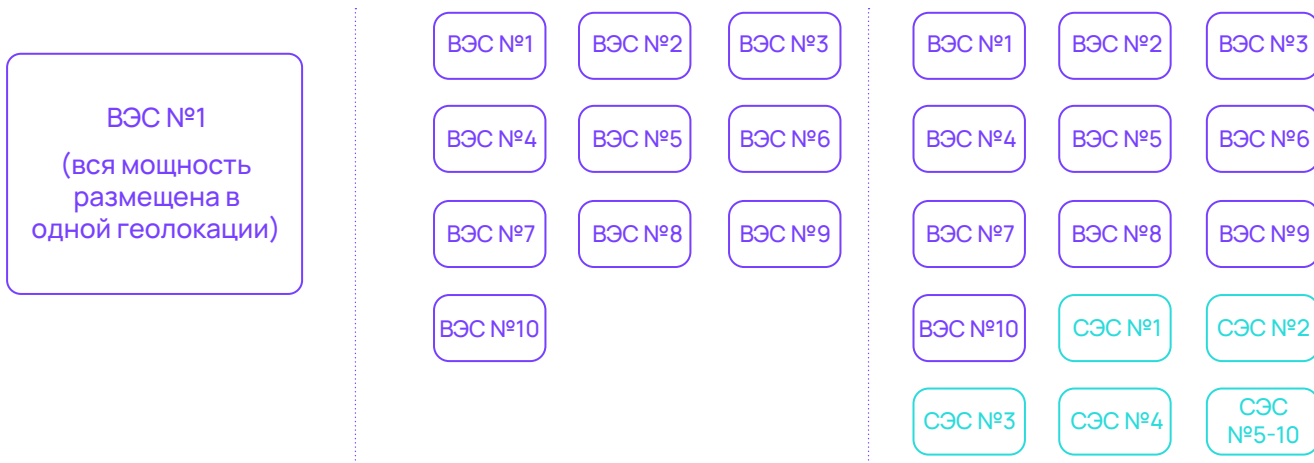
*2) Модельные точки выбраны для показательного расчета и не привязаны к фактическим или планируемым площадкам размещения ВИЭ.

Модельные сценарии развития ВИЭ

Сценарные подходы размещения площадок ВИЭ



Количество и тип площадок ВИЭ



Радиус размещения объектов ВИЭ

ВЭС	R < 5-10 км	R = 485 км	R = 485 км
СЭС	нет	нет	R = 470 км

Установленная мощность (30/50/70% по установленной мощности к пику потребления в энергосистеме)

ВЭС	5,2/ 8,7/ 12,2 ГВт	5,2/ 8,7/ 12,2 ГВт	3,5/ 5,8/ 8,1 ГВт
СЭС	нет	нет	1,7/ 2,9/ 4,1 ГВт

Принцип формирования сценариев: полная стоимость интеграции ВИЭ (System LCOE) оценена для трех сценариев, различающихся количеством площадок (1, 10, 20 площадок) и типом устанавливаемой генерации: только ВЭС или ВЭС и СЭС в соотношении 2/3 на 1/3 по мощности с разнесением площадок по территории страны на радиус 485 км и 470 км для ВЭС и СЭС соответственно.

*С учетом технологий удаленного управления режимом генерации ВИЭ

Источник: анализ Kept

03

Оценка полной стоимости интеграции ВИЭ в ОЭС Юга России

На графике представлена оценка полной стоимости интеграции для разной доли ВИЭ 30/50/70% для следующих сценариев:

- Локализованное размещение ВЭС.
- Распределенное размещение ВЭС.
- Смешанная интеграция 2/3 ВЭС и 1/3 СЭС.

Во всех сценариях полная стоимость ВИЭ существенно возрастает с ростом объема интеграции, достигая 1,3–3 x LCOE, или 6,4–14,0 руб./кВтч при базовой себестоимости производства ВИЭ LCOE 4,7–5,2 руб./кВтч* (при предельном значении коэффициента эффективности по конкурсам ДПМ ВИЭ 6,3 руб./кВтч).

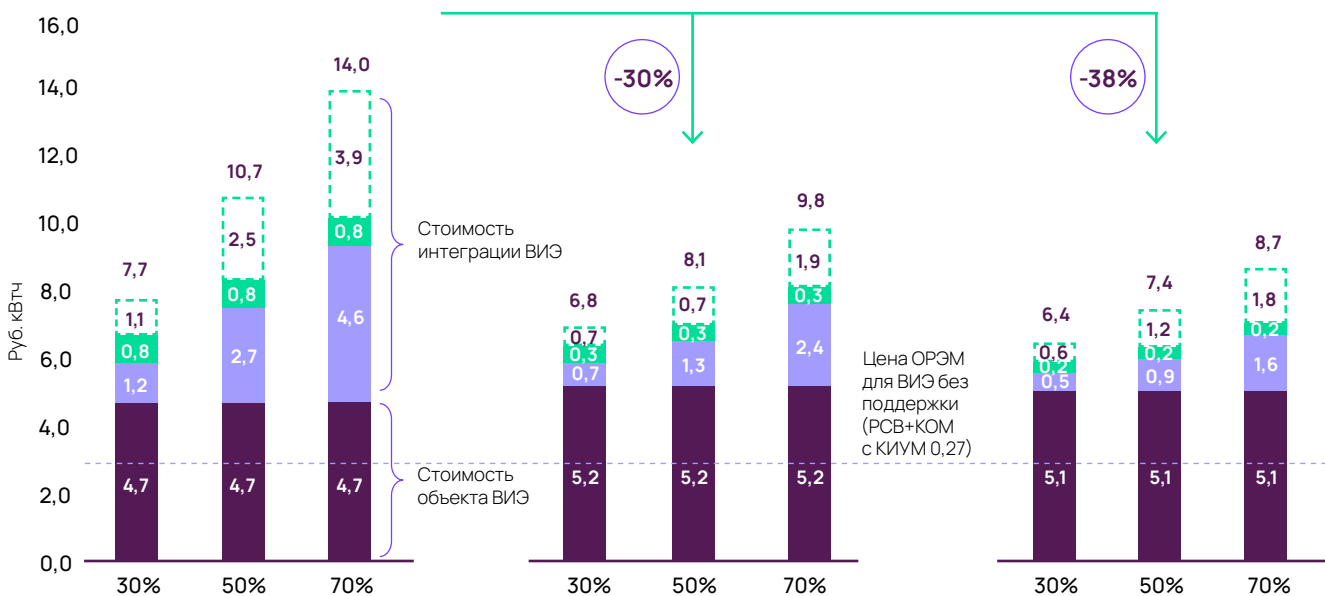
Геопространственная оптимизация размещения объектов ВИЭ по территории ОЭС Юга России (сценарии 2 и 3) позволяет существенно снизить удельную стоимость интеграции на 46–61% и полную стоимость ВИЭ 12–38% по сравнению с локализованным размещением ВИЭ в одном районе (сценарий 1).

Источник: анализ Kert на базе данных Ninja v1.3, Lazard 15.0 и др. источников

С ростом объема интеграции полная стоимость интеграции ВИЭ может превышать LCOE ВИЭ до 3 раз

* Расчеты выполнены в ценах 2021 года

Оценка полной стоимости интеграции ВИЭ в ОЭС Юга России (System LCOE*)



Объем интеграции ВИЭ в % по установленной мощности к пику потребления в энергосистеме

- Производство э/э на ВИЭ (LCOE)
- Режимные ограничения
- Балансирование
- Развитие сетей (сценарий)

Эффекты геопространственной оптимизации размещения площадок ВИЭ (сценарии 2 и 3)

Снижение стоимости интеграции ВИЭ: **-46-61%** (затраты «публичной стороны»)

Снижение полной стоимости ВИЭ: **-12-38%** (затраты потребителей)

**Компенсация затрат по компоненту «Режимные ограничения», представляющему собой в основном ограничения перепроизводства ВИЭ, относительно невелика, в связи с чем в настоящий момент не урегулирована нормативной базой ОРЭМ и де-факто является скрытым риском девелоперов.

Геопространственное «разнесение» площадок снижает неравномерность выработки и затраты на интеграцию ВИЭ

Эффект «сглаживания» выработки ВИЭ

Геопространственное распределение площадок ВИЭ по территории ОЭС России, а также смешанная интеграция ВЭС и СЭС (за счет несовпадения пиков производства) дают существенный эффект на «сглаживание» почасового графика производства ВИЭ, а также повышают качество его прогнозирования.

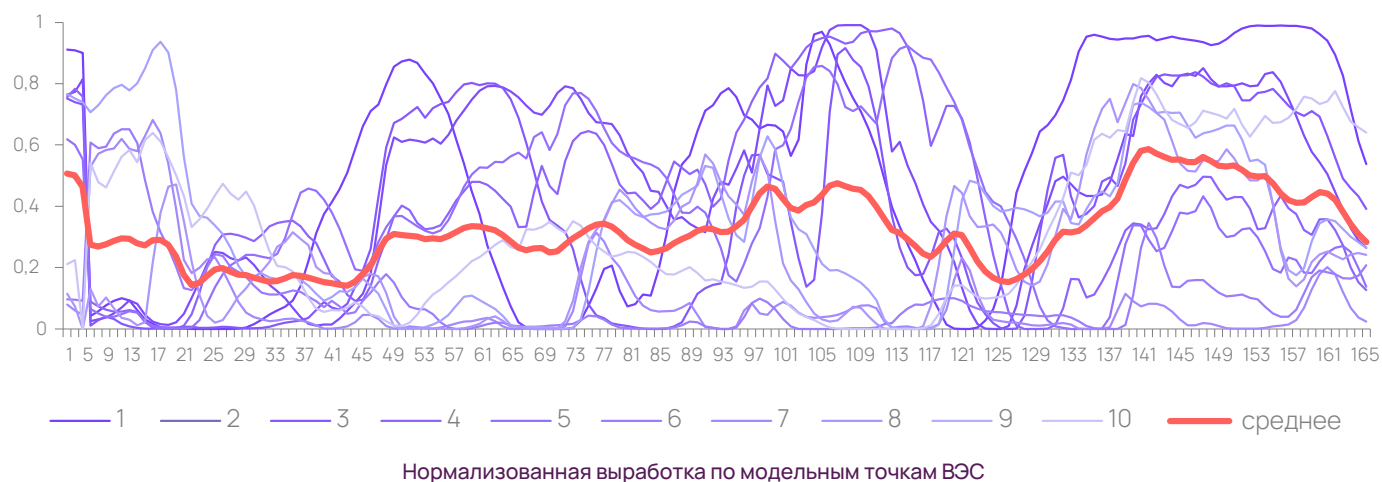
В частности, максимальное изменение нормализованной (на кВт) выработки для ВЭС час к часу снижается с 0,614 до 0,194 при распределении ВЭС по 10 точкам и до 0,161 при совместной интеграции с СЭС.

Таким образом, объем необходимых «горячих» резервов может быть снижен в 3,2–3,8 раза.

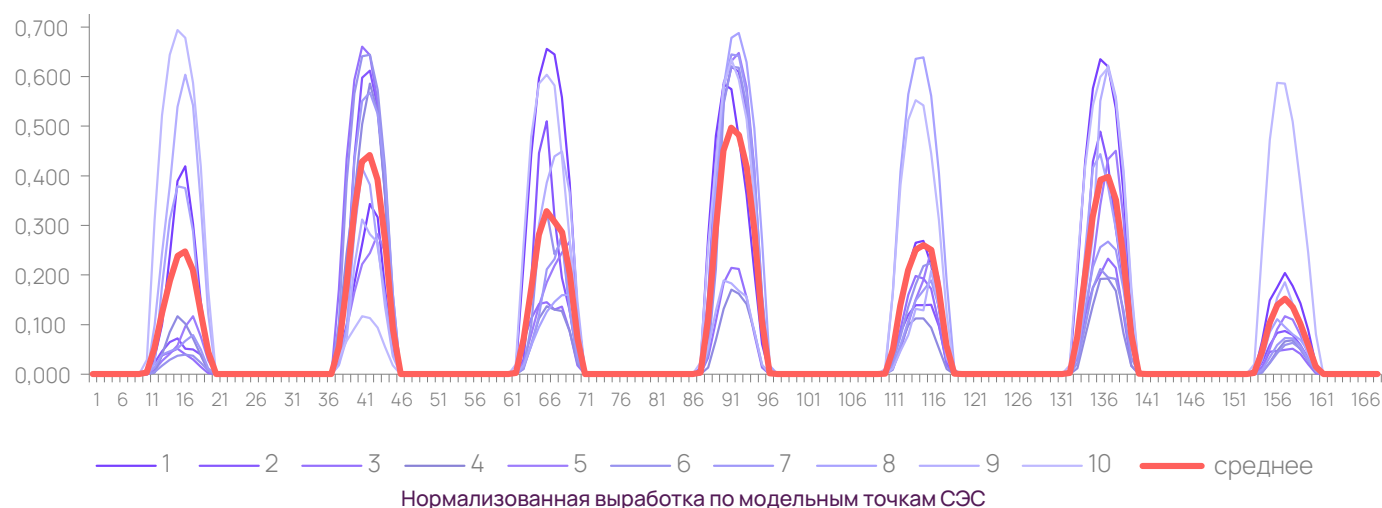
Кроме того, более равномерная выработка снижает эффект перепроизводства ВИЭ и обеспечивает меньшую потребность в усилении магистральных сетей.

На практике это означает, что размещение ВИЭ в ОЭС Юга России мощностью до 12 ГВт целесообразно выполнять на базе 50–100 площадок единичной мощностью не более 50–250 МВт, разнесенных по территории на 100–200 км и более.

Эффект сглаживания выработки ВЭС за 7 дней (10 точек и средняя)



Эффект сглаживания выработки СЭС за 7 дней (10 точек и средняя)



С ростом расстояния между объектами ВИЭ потребность в «горячих» резервах снижается до 80%

Эффект на снижение объема «горячих» резервов

Объем необходимых «горячих резервов» для балансирования ВИЭ в энергосистеме может быть оценен по максимальному изменению выработки час к часу в течение года. В относительных единицах этот параметр показывает, насколько процентов может поменяться выработка ВИЭ за один час.

В самом негативном сценарии потребность в «горячих» резервах составит 0,61 от установленной мощности ВЭС (сценарий 1).

Геопространственное распределение площадок ВИЭ по территории ОЭС Юга, а также смешанная интеграция ВЭС и СЭС (за счет несовпадения динамики скорости ветра и инсоляции по площадкам) обеспечивают снижение потребности в резервах на 68 и 74% до 0,195 и 0,161 соответственно (сценарии 2 и 3).

Потребность в «горячих» резервах в ОЭС Юга России по сценариям интеграции (максимальное изменение выработки ВИЭ, час к часу)



X,XX - Относительный объем резерва P/Pвиз

Источник: анализ Kert на базе данных Ninja v1.3.

При увеличении расстояния между объектами ВИЭ и комбинации ВЭС и СЭС наброс и снижение загрузки существенно снижается, что уменьшает потребность в «горячих» резервах до 4 раз.



Ограничения перепроизводства ВИЭ (curtailment) растут с увеличением доли ВИЭ в энергобалансе

Эффект перепроизводства ВИЭ (curtailment)

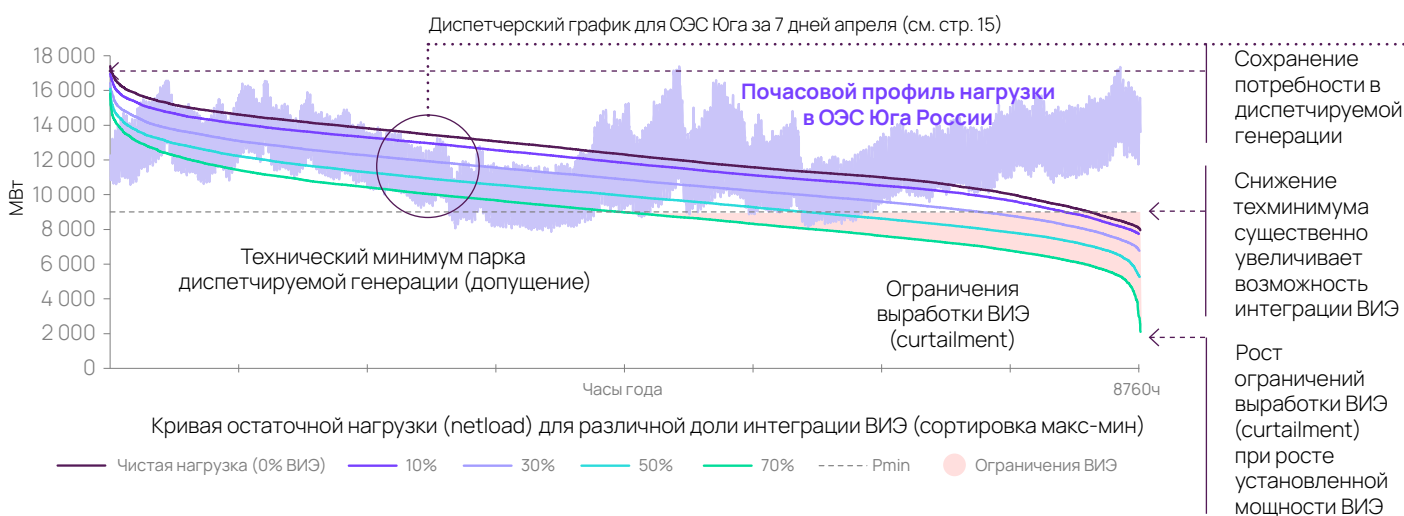
Существенным фактором роста стоимости интеграции ВИЭ при ее значительных объемах является потребность ограничения выработки ВИЭ (так называемый curtailment) в периоды, когда суммарное производство превышает потребление в энергосистеме. Ограничения приводят к снижению эффективного КИУМ ВИЭ и, соответственно, к удорожанию цены.

Как правило, объем ограничений рассчитывается методом сравнения «остаточной нагрузки» (netload) в энергосистеме с технологическим минимумом парка диспетчируемой генерации для различного уровня доли ВИЭ (%).

С учетом допущения среднегодового технологического минимума от пика нагрузки в 52% (~9000 МВт) необходимый объем ограничений ВИЭ для сценария 70% будет достигать от 24% до 50% выработки ВИЭ в зависимости от варианта интеграции.

Объем ограничений может быть сокращен за счет снижения технологического минимума ТЭС, а также экспорта электроэнергии (в рамках данного исследования этот анализ не проводился).

Зависимость остаточной нагрузки (netload) от объема интеграции ВИЭ (%) для сценария 3 «ВЭС+СЭС смешанная интеграция»



Оценка ограничений генерации ВИЭ для различных сценариев интеграции

Сценарии	Доля ВИЭ (%)		
	30%	50%	70%
Сценарий 1 «ВЭС в одном районе»	20%	37%	50%
Сценарий 2 «ВЭС распределены по ОЭС Юга»	12%	20%	32%
Сценарий 3 «ВЭС+СЭС смешанная интеграция»	9%	15%	24%

9-50%

Объем ограничений ВИЭ по отношению к потенциалу выработки в зависимости от сценария

Ключевые факторы

- Профиль потребления электроэнергии
- Погодные характеристики на площадках ВИЭ
- Геопрограмственное расположение ВИЭ
- Технологический минимум ТЭС

ВИЭ фактически не участвуют в покрытии пика нагрузки из-за совпадения максимума нагрузки и «безветренных пауз»

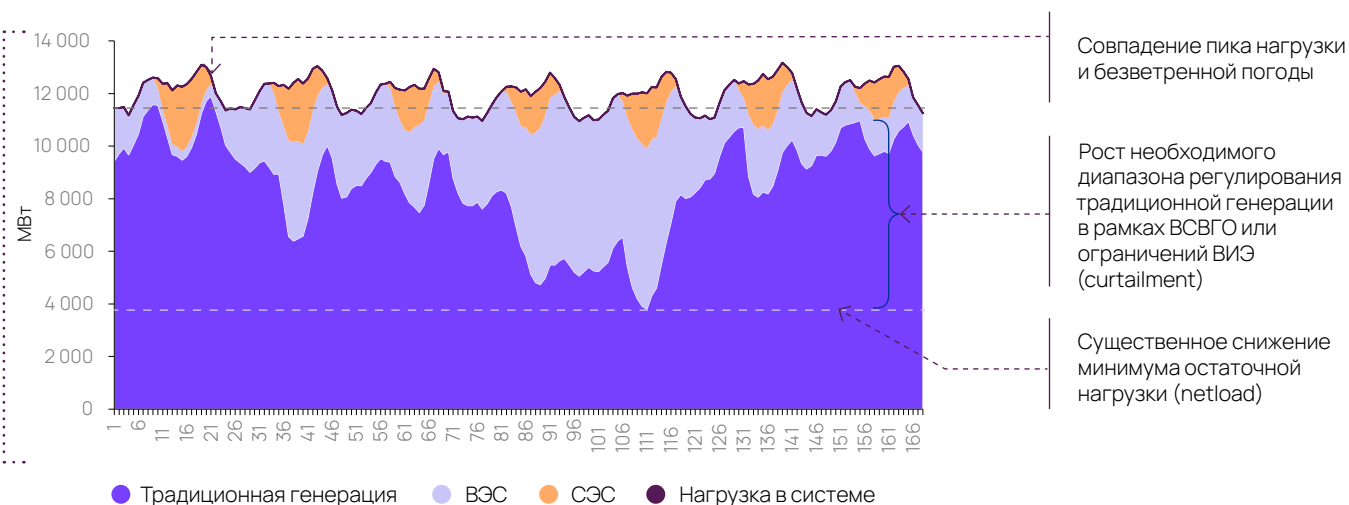
Участие ВИЭ в покрытии пика нагрузки (capacity credit)*

Вне зависимости от варианта интеграции ВИЭ слабо участвуют в покрытии пика нагрузки в энергосистеме. Более того, участие в покрытии пика нагрузки (capacity credit) при росте объемов интеграции даже снижается с 19% до 13% от установленной мощности ВИЭ, что объясняется высокой вероятностью ситуации совпадения событий «безветренной паузы» с пиковыми нагрузками в энергосистеме, например, в период летних высоких температур. В то же время с ростом объема интеграции значительно снижается остаточная минимальная нагрузка в энергосистеме (netload). Так, например, для сценария 3 снижение составляет от 28% до 48% от установленной

мощности ВИЭ. Это объясняется высокой вероятностью совпадения событий низкого ночного электропотребления и высокого ветропотенциала в регионе.

Таким образом, интеграция ВИЭ фактически не снижает потребности в диспетчируемой генерации (ТЭС/ГЭС), необходимой для поддержания надежности электроснабжения (так 1 кВт ВИЭ мощности «резервируется» 0,81–0,87 кВт ТЭС). При этом повышаются требования к поддерживаемому диапазону регулирования парка традиционной генерации, что снижает ее среднегодовую загрузку.

Модельный диспетчерский график для ОЭС Юга России за 7 дней апреля: сценарий 3 – 70% ВИЭ**



Участие ВИЭ в покрытии пика и снижении минимума нагрузки в ОЭС Юга в зависимости от объема интеграции

Параметр	Сценарий 3			
	Без ВИЭ	30%	50%	70%
Установленная мощность ВИЭ	-	5,2	8,7	12,2
Остаточная нагрузка (netload) - max	17,4	16,4	16,1	15,8
Остаточная нагрузка (netload) - min	7,9	6,4	4,6	2,1
Участие в покрытии пика (capacity credit)	-	19%	15%	13%
Участие в снижении минимума нагрузки	-	28%	37%	48%

* Фактор стоимости поддержания резервов не учитывался количественно при оценке System LCOE

** Объем технических ограничений ВИЭ (curtailment) условно не показан

04

Полные затраты энергорынка на интеграцию ВИЭ

Затраты энергорынка по интеграции ВИЭ могут быть снижены в 2-3 раза за счет дизайна программы развития ВИЭ

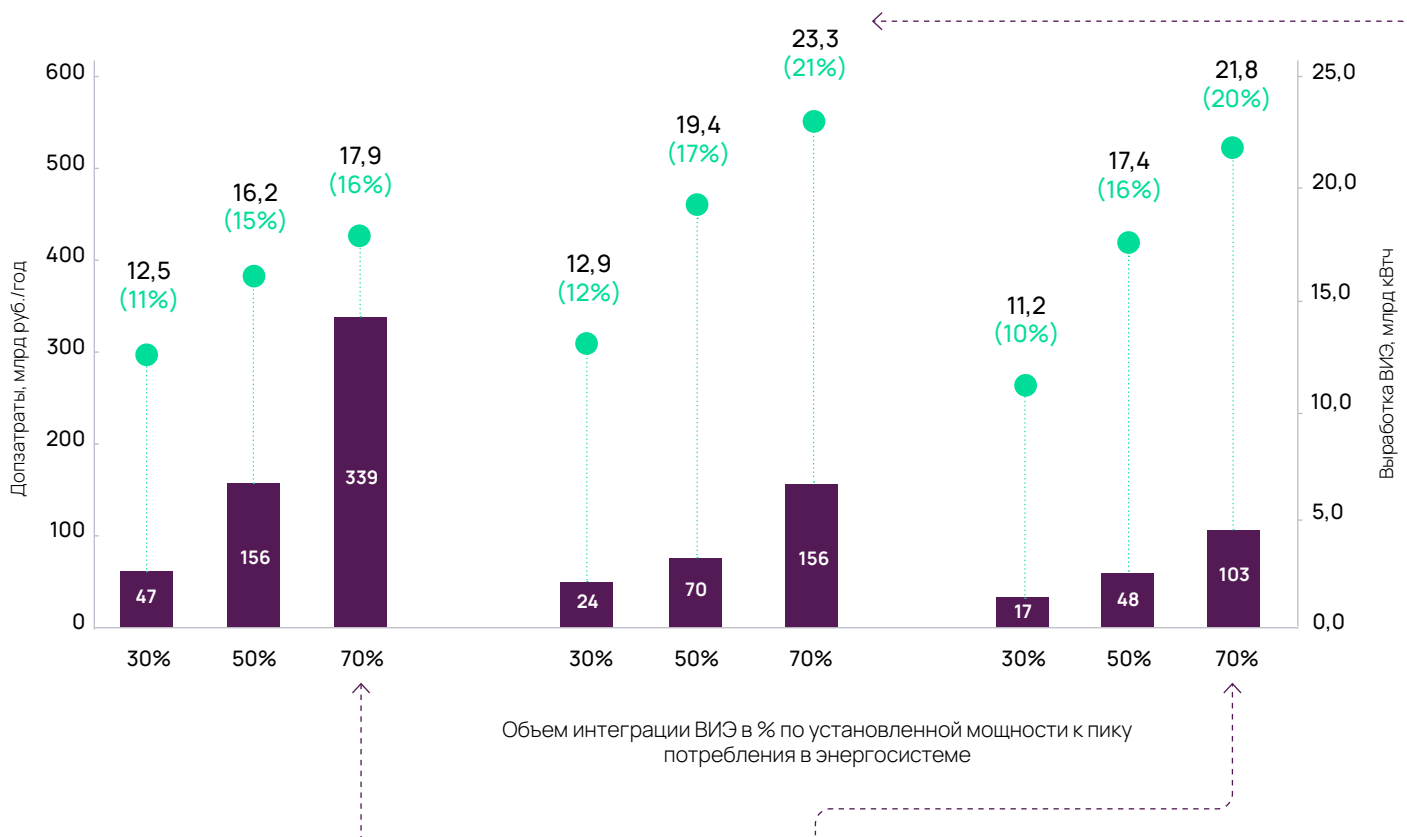
Затраты энергорынка на интеграцию ВИЭ

Потребители и энергокомпании несут дополнительные расходы по интеграции ВИЭ, которые увеличиваются с ростом доли ВИЭ. При доле ВИЭ 30-70% от общего баланса мощности в системе дополнительные расходы энергорынка на сетевое строительство, балансирование и компенсацию перепроизводства могут достигать 17-339 млрд рублей в год.

Затраты на интеграцию являются затратами «публичной стороны» и фактически скрыты в цене ОРЭМ и тарифах сетей. При этом стоимость финансирования затрат на интеграцию может быть существенно выше, а доступность ограничена по сравнению с финансированием строительства самого объекта ВИЭ.

Геопространственная оптимизация размещения площадок ВИЭ снижает затраты на их интеграцию. Оптимальное распределение по территории позволяет снизить затраты на интеграцию на величину от 54 до 70% или на величину от 183 до 236 млрд рублей в год для сценария 70% доли ВИЭ. Что в конечном итоге позволит снизить тарифную нагрузку на потребителя.

Дополнительные ежегодные затраты энергорынка по интеграции ВИЭ



В неоптимальном случае предел интеграции ВИЭ по объему выработки составит 17,9 млрд кВтч, при этом затраты энергорынка возрастут на 339 млрд руб. в год

В оптимизированном варианте удастся интегрировать больший объем выработки - до 21,8 млрд кВтч и при этом снизить затраты на интеграцию до 103 млрд руб. в год

Предел интеграции ВИЭ по выработке электроэнергии составляет 23,3 млрд кВтч или не более 21% от объема электропотребления ОЭС Юга (111 млрд кВтч на 2022 год). Дальнейшее наращивание мощности ВИЭ не приведет к увеличению выработки из-за резкого роста ограничений (curtailment)

● Допзатраты рынка, млрд руб./год ● Объем отпуска в сеть ВИЭ (правая ось)

(в скобках указана доля выработки ВИЭ в энергобалансе ОЭС Юга)

Источник: анализ Kert на базе данных Ninja v1.3, EIB

Возможности снижения стоимости интеграции ВИЭ (System LCOE)

Факторы влияния на полную стоимость интеграции ВИЭ (System LCOE)

Вероятность привлечения финансирования

H Высокая **M** Средняя **L** Низкая

Затраты на интеграцию ВИЭ могут быть снижены через координацию смежных отраслевых программ, включая программы развития СО, повышения маневренности парка ТЭС и ГЭС, развитие межсистемных связей а также интеграцию энергорынков стран Закавказья и РФ для снижения режимных ограничений.



Учтены в исследовании

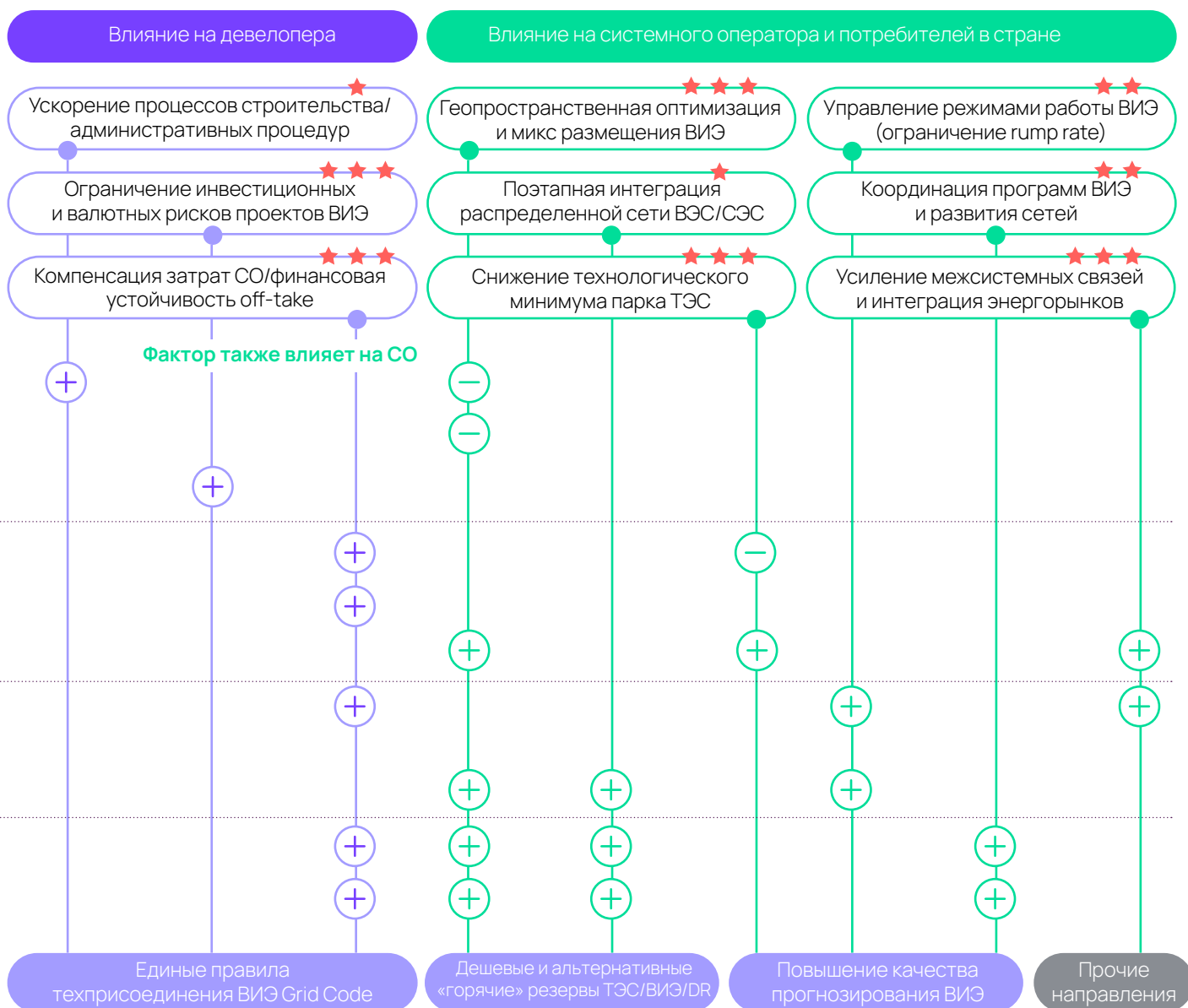
- ✓ Стоимость строительства и эксплуатации объекта ВИЭ +
- ✓ Ветро- или солнечный ресурс в локации – КИУМ ВИЭ x
- ✗ Стоимость финансирования ВИЭ и премия за риск в стране
-
- ✗ Снижение КИУМ ТЭС +
- ✗ Поддержание резервов в ЭС (capacity credit) +
- ✓ Перепроизводство ВИЭ (curtailment)
-
- ✓ Цена активации «горячих» резервов на существующих ПГУ (компенсация УПЗ и рост УРУТ) x
- ✓ Объем отклонений ВИЭ < 1ч
-
- ✓ Сети «последней мили» +
- ✓ Усиление магистральных сетей и межсистемных связей

+ Прочие возможности оптимизации System LCOE

✓ Фактор учтен в анализе
 ✗ Фактор учтен качественно
 ✗ Фактор не учитывался в анализе



Направления оптимизации System LCOE



Степень влияния на System LCOE ★★★ > 10% ★★ 5-10% ★ < 5%

05 Заключение

В настоящем исследовании сделана первая попытка количественной оценки полной стоимости интеграции значительных объемов ветровой и солнечной генерации ВИЭ в ОЭС Юга России (30/50/70% к пику потребления). Основной задачей для нас было определить ключевые влияющие факторы и показать взаимосвязи, которые влияют на стоимость такой интеграции и могли бы способствовать ее снижению.

Расчеты показывают, что полная стоимость интеграции ВИЭ (System LCOE) в энергосистему

является значимым фактором энергетического и экономического планирования и поэтому должна учитываться при разработке программ масштабного развития ВИЭ в стране. При этом геопространственная оптимизация размещения площадок ВИЭ может давать значимый эффект.

Надеемся, что результаты нашей работы послужат базой для старта предметного диалога регулятора, инвесторов, энергокомпаний и потребителей для выработки целевой модели развития ВИЭ в России.

Глоссарий

Термин	Расшифровка
ВИЭ	Возобновляемые источники энергии
ВЭС	Ветроэлектростанция
Доля ВИЭ	Доля установленной мощности от пика нагрузки в энергосистеме
КИУМ	Коэффициент использования мощности
ОРЭМ	Оптовый рынок электрической энергии и мощности
ПГУ	Парогазовая установка
СЭС	Солнечная электростанция
СО	Системный оператор
УПЗ	Условно постоянные затраты
УРУТ	Удельный расход топлива на выработку тепла
Capacity credit	Коэффициент участия в покрытии пика энергосистемы
Curtailment	Эффект перепроизводства ВИЭ (ВЭС и СЭС) с риском ограничения
Netload	Остаточная нагрузка в системе: нагрузка за вычетом объема генерации ВИЭ (ВЭС и СЭС)
LCOE	Нормированная стоимость электроэнергии объекта/группы объектов ВИЭ
PPA	Power Purchase Agreement – договор купли-продажи электроэнергии
System LCOE	Нормированная стоимость электроэнергии объекта/группы объектов ВИЭ с учетом стоимости интеграции

06 Приложение

Основные технико-экономические допущения расчета

1 Базовые технические допущения

- Максимум нагрузки в энергосистеме – **17400 Мвт**
- Минимум нагрузки в энергосистеме – **7880 Мвт**
- Среднегодовой технический минимум электростанций в энергосистеме – **9000 Мвт** (52% от пиковой нагрузки)

2 Затраты на балансирование

		C_{hot} (руб./кВт/год)	$C_{heat\ rate}$ (руб./кВт/год)	C_{total} (руб./кВтч)
Существующая маневренная генерация	Сценарий 1 «ВЭС в одном районе»			0,8
	Сценарий 2 «ВЭС распределены по ОЭС Юга»	3000	244	0,3
	Сценарий 3 «ВЭС+СЭС смешанная интеграция»			0,2
Новая маневренная генерация	Не применимо для ОЭС Юга РФ (принимается, что маневренных мощностей достаточно)	18 265	244	

C_{hot} – ставка на поддержание маневренной генерации (руб./кВт/год)

$C_{heat\ rate}$ – ставка на расход топлива (руб./кВт/год)

C_{total} – суммарные затраты на балансирование (руб./кВтч)

3 Затраты на режимные ограничения

		$P_{уст}$ (%)	V_{curt} (%)	C_{curt} (руб./кВтч)	C_{total} (руб./кВтч)
Параметры, влияющие на стоимость режимных ограничений	Сценарий 1 «ВЭС в одном районе»	30–70%	20–50%	4,7	1,2–4,6
	Сценарий 2 «ВЭС распределены по ОЭС Юга»	от пика	12–32%	5,2	0,7–2,4
	Сценарий 3 «ВЭС+СЭС смешанная интеграция»	нагрузки	9–24 %	5,1	0,5–1,6

P_{hot} – установленная мощность от пика нагрузки (%)

V_{curt} – ограничения выработки ВИЭ (%)

C_{curt} – затраты на компенсацию ограничений приняты в размере LCOE ВИЭ (руб./кВтч)

C_{total} – суммарные затраты на режимные ограничения (руб./кВтч)

4 Затраты на сетевое строительство

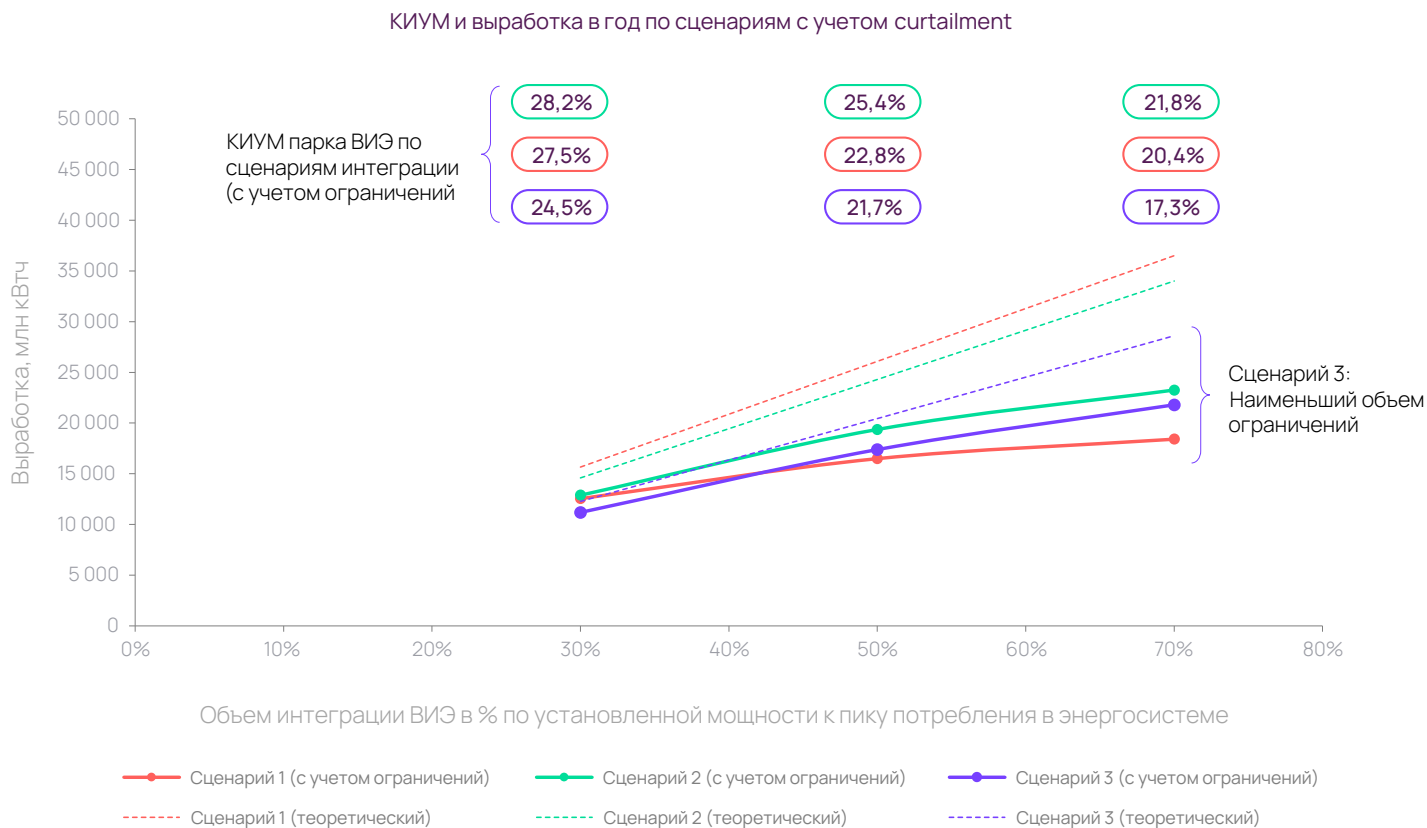
		$P_{уст}$ (%)	Last mile	TSO (%)	C_{total} (руб./кВтч)
Параметры, влияющие на стоимость сетевого строительства	Сценарий 1 «ВЭС в одном районе»	30–70%	3%	20–80%	1,1–3,9
	Сценарий 2 «ВЭС распределены по ОЭС Юга»	от пика	5 %	10–40%	0,7–1,9
	Сценарий 3 «ВЭС+СЭС смешанная интеграция»	нагрузки	5 %	10–40%	0,6–1,6

Last mile – затраты на «последнюю милю» (%) от LCOE

TSO – затраты сетевых организаций (%) на пик выработки ВИЭ

C_{total} – суммарные затраты на сетевое строительство (руб./кВтч)

Выработка и КИУМ ВИЭ в зависимости от доли ВИЭ в энергосистеме и сценария интеграции в ОЭС Юга России



Почасовое изменение выработки ВИЭ в течение года в зависимости от сценария интеграции (сортировка Z-A)



Подход «Плетение ковра» по поэтапному созданию площадок ВИЭ

План – Шаг №1 «Опорная сеть»



Этап 1 «Парные площадки»



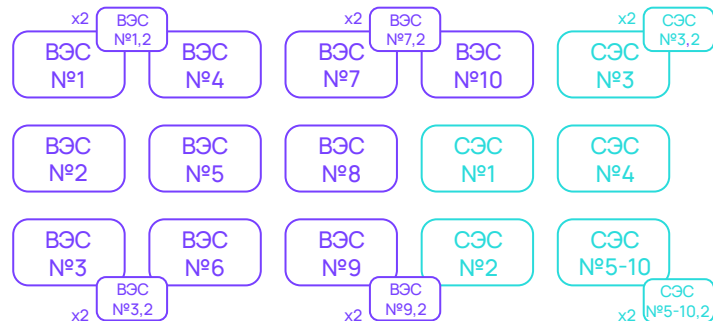
Этап 2 «Создание сети»



Этап 3 «Заполнение сети»



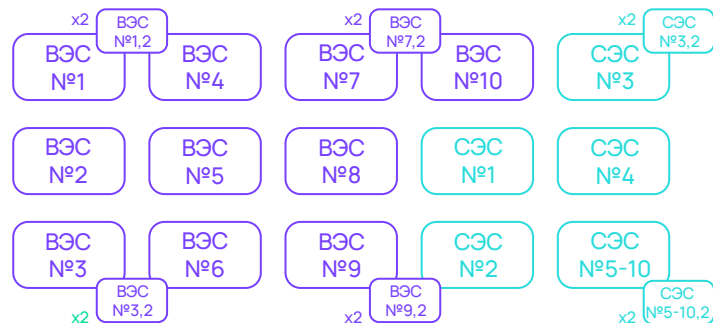
План – Шаг №2 «Расширение»



Этап 5 «Опцион 1+1»*



Этап 6 «Полное развитие»



*В случае неиспользования может быть передан другому девелоперу.

Контакты



Василий Савин

Руководитель практики по работе с компаниями сектора энергетики и коммунального хозяйства

Партнер

T: +7 495 937 44 77 (доб. 13296)

E: vsavin@kept.ru



Сергей Роженко

**Практика по работе с компаниями сектора энергетики и коммунального хозяйства
Группа аналитика в энергетике**

Директор

T: +7 495 937 44 77 (доб. 13468)

E: srozenko@kept.ru

kept.ru

Информация, содержащаяся в настоящем документе, носит общий характер и не должна рассматриваться как применимая к конкретным обстоятельствам какого-либо лица или организации. Хотя мы неизменно стремимся представлять своевременную и точную информацию, мы не можем гарантировать того, что данная информация окажется столь же точной на момент получения или будет оставаться столь же точной в будущем. Предпринимать какие-либо действия на основании такой информации можно только после консультаций с соответствующими специалистами и тщательного анализа конкретной ситуации.

Аудиторским клиентам и их аффилированным или связанным лицам может быть запрещено оказание некоторых или всех описанных в настоящем материале услуг.

© 2023 г. АО «Кэпт». Все права защищены.