Технико-экономический анализ применения существующих и перспективных технологий угольной генерации на территории Сибирского и Дальневосточного федеральных округов

30.09.2026 к.т.н., Киндра Владимир Олегович Доцент кафедры ИТНО

Этапы проведения технико-экономического анализа применения существующих и перспективных технологий угольной генерации

Этап I «Расчетное технико-экономическое обоснование видов и характеристик перспективных угольных энергоблоков в сценарных условиях»

Цель этапа I – определение условий экономически целесообразного использования существующих и перспективных технологий угольной генерации.

Задачи:

1) Выделить основные предпосылки для внедрения перспективных технологий угольной генерации на действующие ТЭС;
2) Систематизировать характеристики существующих и перспективных угольных энергоблоков;
3) Выделить пороговые значения цен на топливо, при которых переход к более совершенным технологиям угольной генерации является экономически оправданным.

Этап II «Предварительная оценка финансово-экономических показателей проектов строительства перспективных угольных энергоблоков»

Цель этапа II – анализ экономического эффекта строительства перспективных угольных энергоблоков на действующих площадках.

Задачи:

1) Определить технико-экономические характеристики выбранных площадок для строительства перспективных энергетических установок;
2) Проанализировать влияние особенностей выбранных площадок на чистый дисконтированный доход, дисконтированный срок окупаемости и внутреннюю норму доходности проектов строительства перспективных угольных энергоблоков.

Этап I «Расчетное технико-экономическое обоснование видов и характеристик перспективных угольных энергоблоков в сценарных условиях»

Содержание работ этапа I

1. Предпосылки для проведения технико-экономического анализа перспективных технологий угольной генерации.

2. Характеристики перспективных технологий угольной генерации.

4. Методика расчета нормированной стоимости электроэнергии.

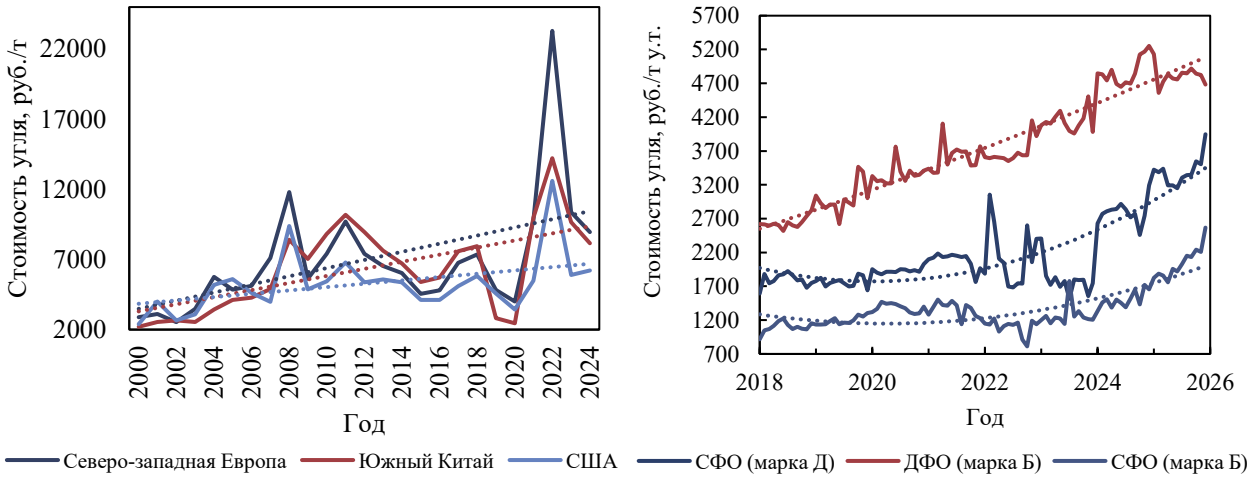
5. Результаты технико-экономических расчетов.

Предпосылки для проведения технико-экономического анализа перспективных технологий угольной генерации

1. Наблюдаемый тренд роста цен на энергетические угли предопределяет актуальность:

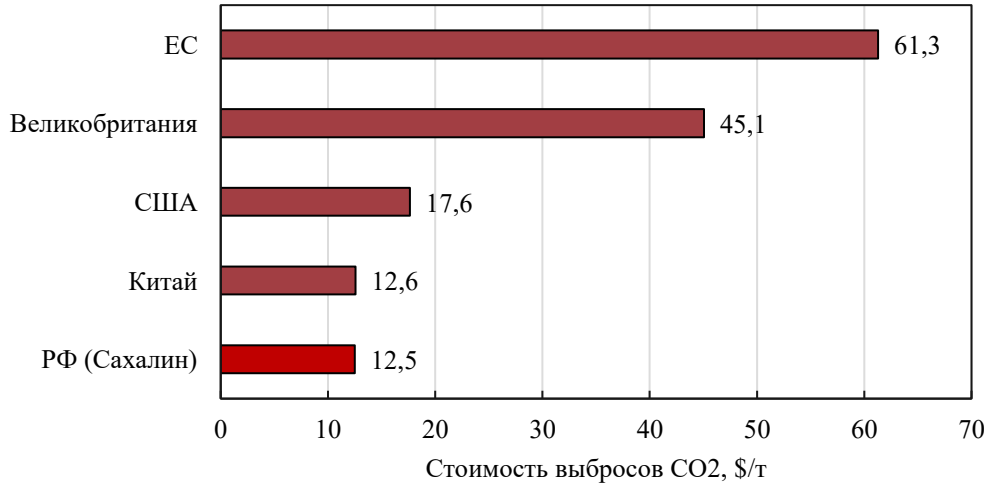
- повышения эффективности угольных ТЭС;
- развития технологий угольной генерации, работающих на дешевых низкокачественных* углях.

2. Развитие международных механизмов углеродного регулирования (риски введения трансграничного углеродного налога) обуславливает актуальность развития безуглеродных ТЭС для энергоснабжения энергоемких промышленных производств.



Динамика внутренних цен на уголь в мире

Динамика средневзвешенных внутренних цен на уголь в России



Уровень цен на выбросы CO_2 в рамках ценовых инструментов углеродного регулирования в мире

* Низкокачественное угольное топливо – уголь, характеризующийся низкой теплотой сгорания, высокими зольностью и уровнем содержания серы. Факельное сжигание низкокачественного угля ведет к повышенному износу энергетического оборудования и снижению его эффективности.

Характеристики перспективных технологий угольной генерации

Базовая технология

ПТУ на СКП

КПД нетто:
39,1%
Мощность нетто:
300 – 800 МВт

Начальные параметры:
540/540°С и 24,5 МПа
Удельная стоимость:
330 – 300 тыс. руб./кВт

Альтернативная технология: повышение начальных параметров

ПТУ на ССКП

КПД нетто:
40,8 – 42,0%
Мощность нетто:
300 – 800 МВт

Начальные параметры:
от 600/620°С и 25 МПа
до 650/670°С и 33 МПа
Удельная стоимость:
340 – 318 тыс. руб./кВт

Альтернативная технология: сжигание низкокачественного угля

ПТУ с ЦКС

КПД нетто:
38,9%
Мощность нетто:
300 – 800 МВт

Начальные параметры:
540/540°С и 24,5 МПа
Удельная стоимость:
400 – 321 тыс. руб./кВт

Альтернативная технология: безуглеродная генерация

КТЭК

КПД нетто:
44%
Мощность нетто:
200 – 800 МВт

Начальные параметры:
1650°С и 6 МПа
Удельная стоимость:
440 – 396 тыс. руб./кВт

Характеристики дополнительной расчетной точки ССКП+ (данные предоставлены АО «Силовые машины»)

Параметры блока ССКП+	
Начальная температура	**610°С**
Начальное давление	**30 МПа**
Температура ПП	**620°С**
Давление ПП	**5,8 МПа**
КПД нетто	**45%**
CAPEX	**304 тыс. руб./кВт**

Ключевые решения, обеспечивающие параметры ССКП+

Способы повышения КПД нетто блока

1. Увеличение КПД проточной части ЦВД на 4-4,5%.
   - Применение реактивного облопачивания
   - Дроссельное пароораспределение
   - Оптимизация конструкции проточной части

2. Увеличение КПД котельного агрегата

Обеспечение прироста CAPEX относительно СКП блока на 1,3%

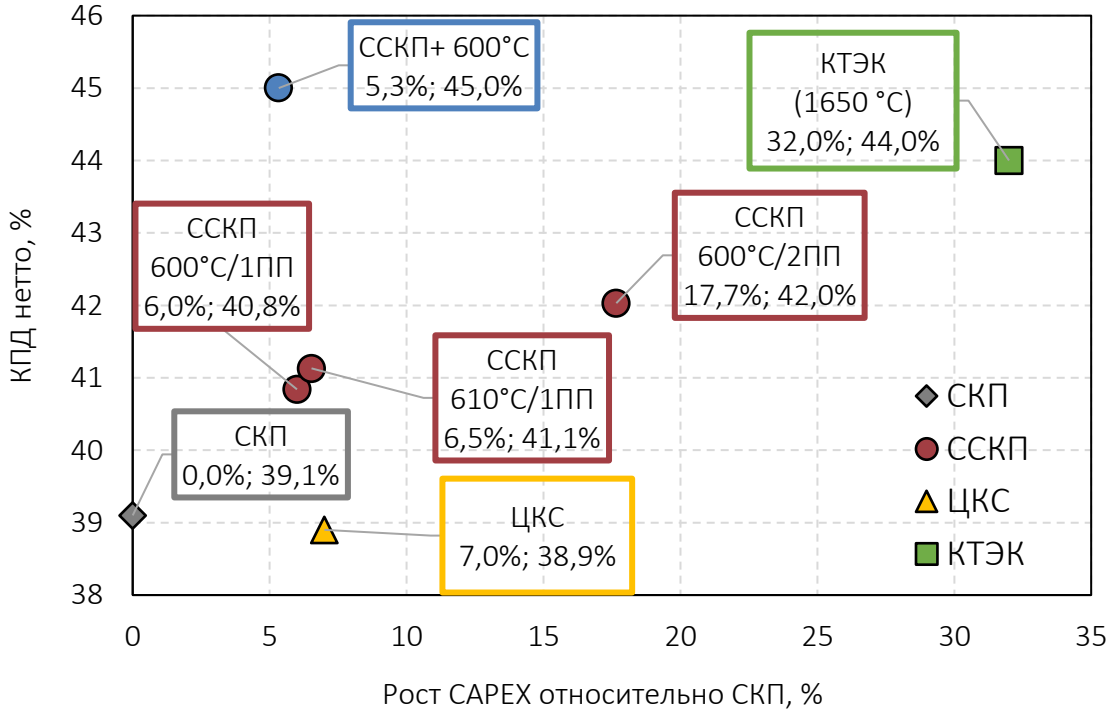
- Уменьшение габаритов парового котла;
- Отказ от установки 3 ЦНД;
- Улучшение характеристик гидравлического тракта котельного агрегата.

Дополнительная расчетная точка ССКП+ сформирована за счет совокупности технических и компоновочных решений, обеспечивающих достижение КПД нетто блока 45% при росте CAPEX относительно СКП блока на 1,3%.

Характеристики перспективных угольных энергоблоков и параметры моделирования

Характеристика	Размерность / обозначение	СКП	ССКП	ССКП	ССКП	ССКП+	ЦКС	КТЭК
Начальные параметры	°С	540/540	600/600	610/620	600/620/620	610/620	540/540	1650
	МПа	24,5	25	29	28	30	24,5	6
КПД нетто, %	η	39,1	40,8	41,1	42	45	38,9	44
Удельные выбросы CO_2, г/кВт·ч	m_{CO_2}	0,87	0,83	0,82	0,81	0,75	0,87	0
CAPEX, тыс. руб./кВт	$C_{уд}$	300	318	320	353	304	321	396
Доля ремонтных затрат от CAPEX, %	$\beta_{рем}$	2						3,5

Параметр	Обозначение	Значение
Численность персонала, чел	n	320
Мощность, МВт	N	800
Срок строительства энергоблока, лет	$T_{стр}$	4
Распределение капитальных затрат по годам строительства, %	K_{capex}	15, 30, 30, 25
Ресурс, лет	T	40
КИУМ, %	CF	85
Средний уровень ЗП в отрасли, руб.	$ЗП_{ср}$	100000
Коэффициент социальных отчислений, %	$\alpha_{соц}$	30,2
Коэффициент прочих затрат*, %	γ	25
Ставка дисконтирования, %	r	14
Базовая цена на угольное топливо, руб./кг у.т.	$P_{топл}$	3
Базовая цена на выбросы CO_2, руб./т	P_{CO_2}	0
Низшая рабочая теплота сгорания условного топлива, МДж/кг	$Q_н^р$	29,3



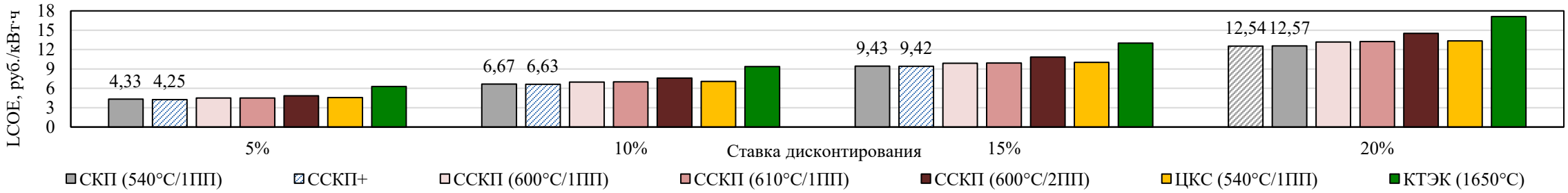
* - В прочие затраты входят издержки, связанные с расходами на охрану труда, спецодежду, общехозяйственные расходы, отопление производственных и административно-хозяйственных помещений. Прочие затраты зависят от мощности энергоблока и оценены как часть от условно-постоянных издержек (затрат на ремонт и затрат на оплату труда и социальное страхование).

Методика расчета нормированной стоимости электроэнергии

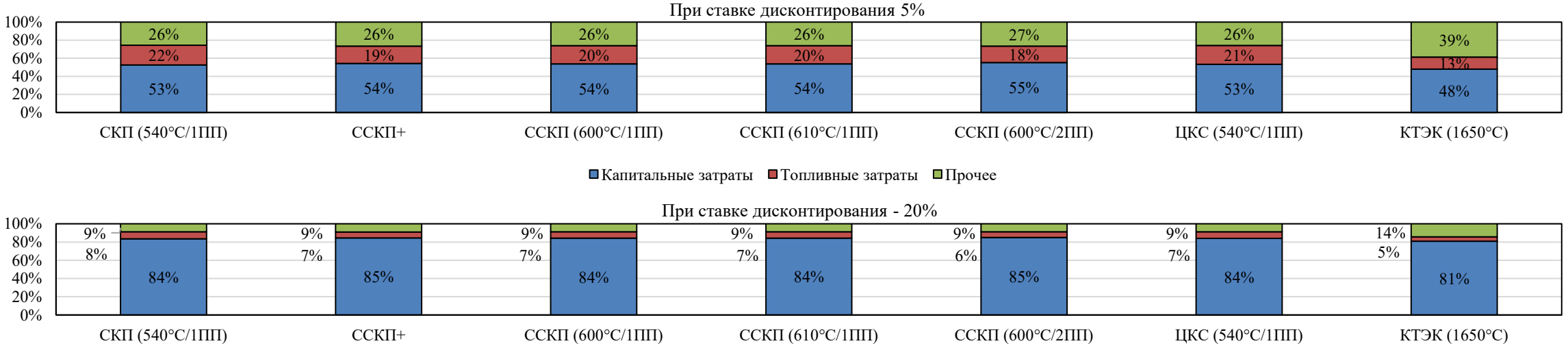
Компоненты затрат	Формулы расчета
Годовой объем выработки электроэнергии, кВт·ч	$W = N \cdot 8760 \cdot CF$
Капитальные затраты, руб.	$\mathrm{С}_{\text{кап},t} = C_{\text{уд}} \cdot N \cdot K_{capex,t}$
Эксплуатационные затраты, руб.	$\mathrm{С}_{\text{эксп}} = \mathrm{С}_{\text{топл}} + \mathrm{С}_{\text{ЗП}} + \mathrm{С}_{\text{рем}} + \mathrm{С}_{\text{проч}}$
Топливные затраты, руб.	$\mathrm{С}_{\text{топл}} = \frac{3.6}{\eta \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}}} \cdot W \cdot P_{\text{топл}}$
Затраты на оплату труда, руб.	$\mathrm{С}_{\text{зп}} = n \cdot \text{ЗП}_{\text{ср}} \cdot (1 + \alpha_{\text{соц}})$
Затраты на ремонт, руб.	$\mathrm{С}_{\text{рем}} = \beta_{\text{рем}} \cdot C_{\text{кап}}$
Прочие затраты, руб.	$\mathrm{С}_{\text{проч}} = \gamma_{\text{проч}} \cdot (\mathrm{С}_{\text{рем}} + \mathrm{С}_{\text{зп}})$
Нормированная стоимость электроэнергии, руб./кВт·ч	$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^{T_{\text{стр}}+T} \frac{\mathrm{С}_{\text{кап},t} + \mathrm{С}_{\text{эксп},t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{T_{\text{стр}}+T} \frac{W_t}{(1+r)^t}}$

Основным показателем, определяющим экономическую конкурентоспособность энергетической установки, является **нормированная стоимость электроэнергии (LCOE)**, характеризующая среднюю расчетную себестоимость производства 1 кВт·ч на протяжении всего жизненного цикла энергоагрегата.

Результаты моделирования LCOE для перспективных технологий угольной генерации в текущих условиях



Зависимость LCOE перспективных энергоустановок от ставки дисконтирования

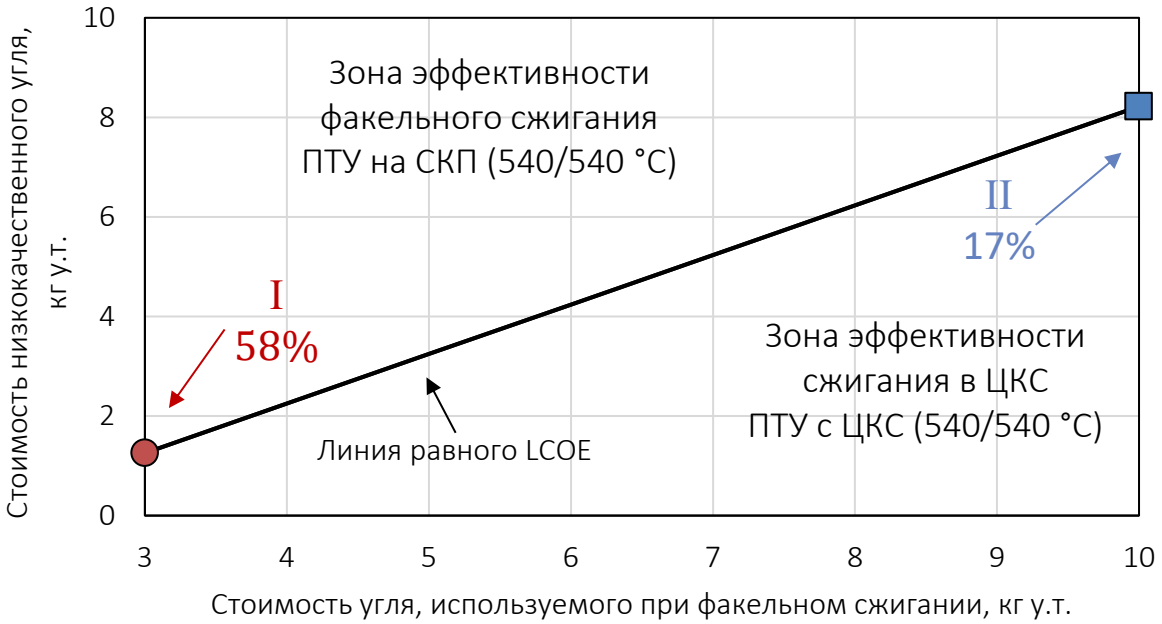


Зависимость структуры LCOE перспективных энергоустановок от ставки дисконтирования

В текущих условиях наиболее конкурентоспособной технологией угольной генерации, обеспечивающей минимальный LCOE, является ПТУ на ССКП+. Таким образом, переход к ССКП-параметрам целесообразно осуществлять совместно с применением комплекса технических решений, направленных на повышение эффективности и снижения капиталоемкости энергоблока, включая повышение КПД проточной части паровой турбины, повышение КПД котельной установки, сокращение количества цилиндров низкого давления и уменьшения габаритов парового котла.

Результаты моделирования LCOE для перспективных технологий генерации, работающих на низкокачественном угольном топливе

С ростом стоимости угольного топлива альтернативой факельному сжиганию может стать сжигание на ТЭС дешевых низкокачественных углей в циркулирующем кипящем слое.

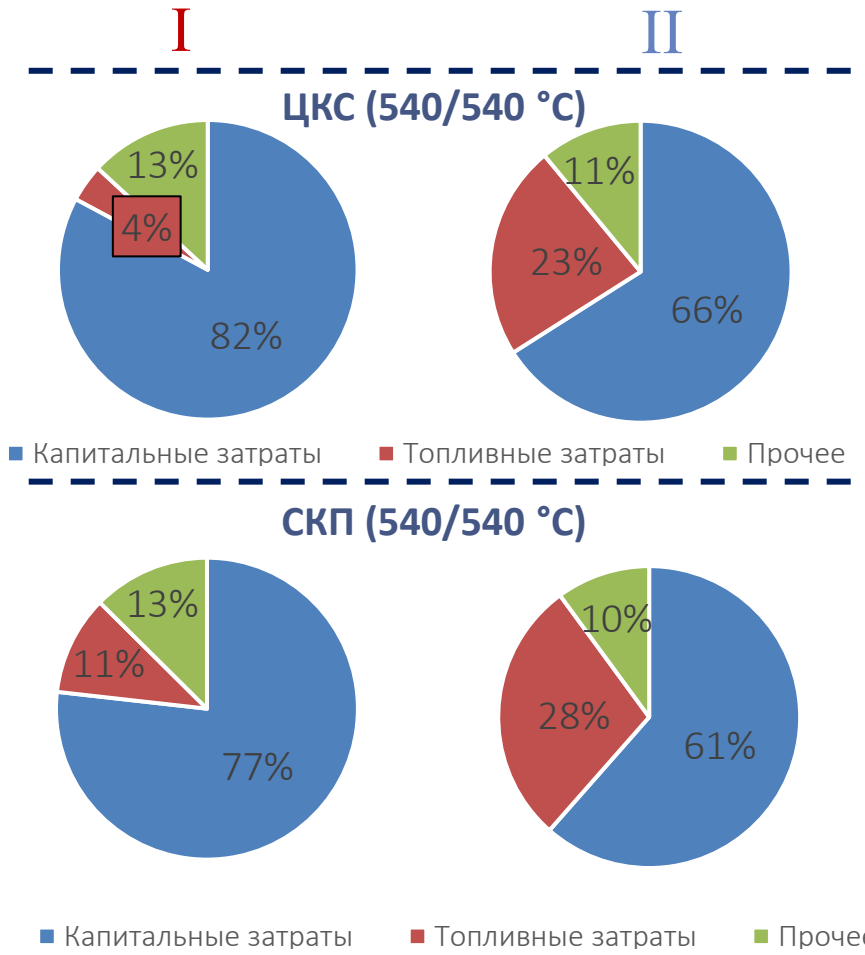


Условия целесообразного использования низкокачественного угля на ТЭС

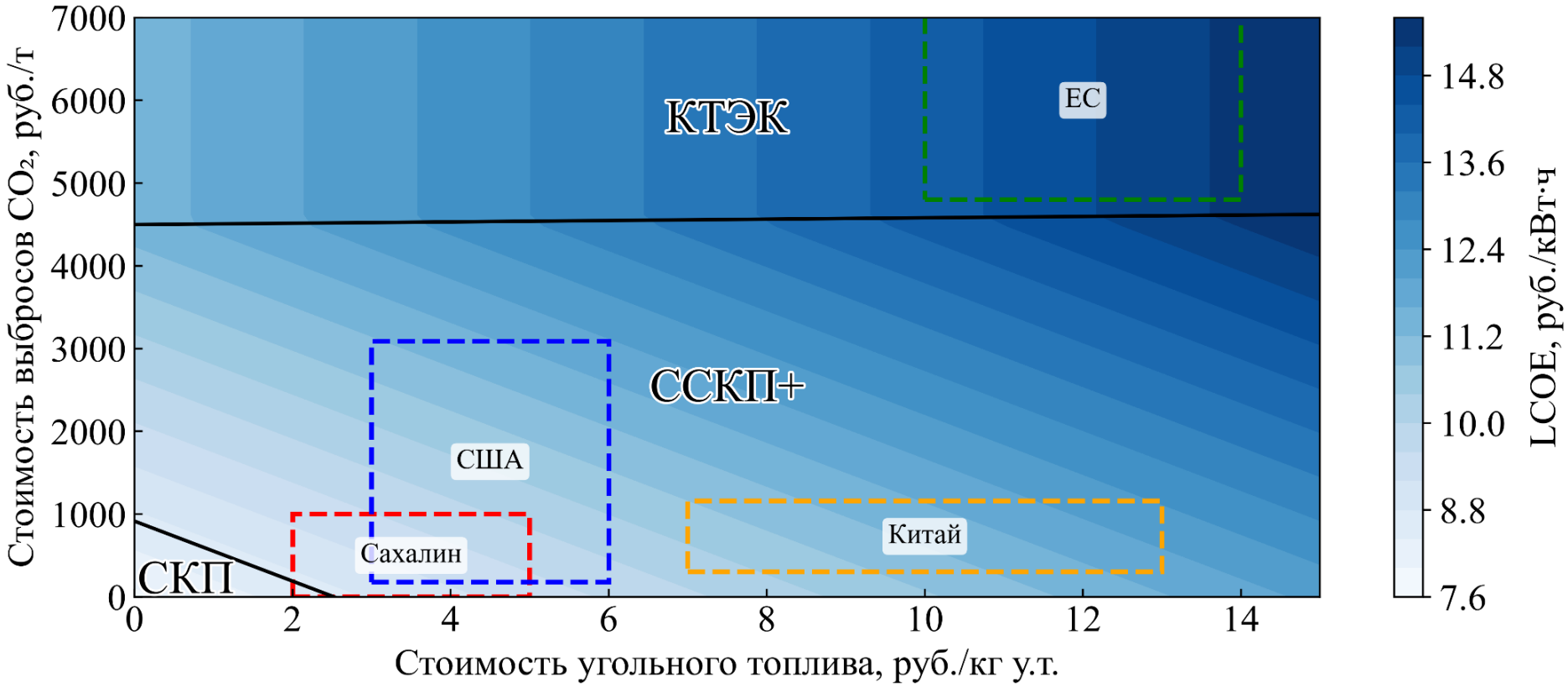
Результаты моделирования:

Эксплуатация ПТУ с котлами на ЦКС является экономически эффективной, когда стоимость низкокачественного угля ниже уровня цен на уголь, используемый при факельном сжигании, более чем на 17-58%.

Зависимость структуры LCOE энергоустановок на базе ПТУ на СКП и ПТУ с ЦКС от стоимости топлива



Результаты моделирования LCOE для перспективных технологий угольной генерации в условиях осуществления платы за выбросы CO_2



При текущем уровне цен на угольное топливо (2-5 руб./кг) на внутреннем рынке России экономически целесообразным является применение энергоблоков на суперсверхкритических параметрах пара (ССКП+). Это обусловлено существенным приростом топливной эффективности энергоустановки при незначительном увеличении капитальных затрат.

При введении высокой платы за выбросы CO_2 (свыше 4500 руб./т) или введении жесткого углеродного регулирования становится возможным переход к энерготехнологическим решениям с улавливанием углекислого газа, в том числе к КТЭК, несмотря на их более высокую капиталоемкость.

Этап II «Предварительная оценка финансово-экономических показателей проектов строительства перспективных угольных энергоблоков»

Содержание работ этапа II

1. Исходные данные для оценки экономического эффекта от внедрения перспективных технологий угольной генерации на конкретной площадке.

2. Методика оценки экономического эффекта от внедрения перспективных технологий угольной генерации на конкретной площадке.

3. Расчет платежей за мощность в рамках ДПМ.

4. Экономическая эффективность проектов строительства перспективных энергоустановок на рассматриваемых площадках.

Исходные данные для оценки экономического эффекта от внедрения перспективных технологий угольной генерации на конкретной площадке

Характеристика площадок для строительства перспективных энергетических установок

Генерирующая компания	Станция	Технология генерации	Используемый уголь	Стоимость угля, руб./т у.т.* ($Ц_{топл}$)	Цена за электроэнергию, руб./кВт·ч** ($Ц_{ээ}$)
ПАО «Интер РАО»	Гусиноозерская ГРЭС	ПТУ на ССКП+	3Б	3219	2,49
ООО «СГК»	Красноярская ГРЭС-2	ПТУ на ССКП+	2БР	1595	2,18
ООО «СГК»	Назаровская ГРЭС	ПТУ на ССКП+	2БР	2681	2,18
ООО «СГК»	Беловская ГРЭС	ПТУ с ЦКС	Г, Д	2718	2,31
ООО «СГК»	Томь-Усинская ГРЭС	ПТУ с ЦКС	Г, Д	3048	2,31
ПАО «Юнипро»	Березовская ГРЭС	ПТУ на ССКП+	2БР	2949	2,18
АО «Эн + Генерация»	Планируемая станция (Эн+)	ПТУ на ССКП+	3БР	2438	2,23
АО «Эн + Генерация»	Забайкальская ТЭС	ПТУ на ССКП+	3Б	3219	2,25

Постоянные параметры моделирования

Параметр	Обозначение	Значение
Мощность блока, МВт	N	800
Ставка за мощность в рамках КОМ , руб./ МВт в месяц	$Ц_{мощ}$	600 000
Норма амортизации	A	1/20
Срок строительства энергоблока, лет	$T_{стр}$	4
Ставка дисконтирования, %	r	14
Налог на прибыль, %	$Н_{пр}$	25
Индекс потребительских цен, %	ИПЦ	4
Индекс цен на ЭЭ, %	$ИЦ_{ээ}$	7, до 2031 года 4, после 2031 года
Распределение капитальных затрат по годам строительства, %	$К_{capex}$	15,30,30,25

* - Данные по стоимости угля, руб./т у. т., сформированы на основании анализа открытых источников и результатов опубликованных закупок.

** - Стоимость электрической энергии, руб./кВт·ч, определена на основе прогнозных индексов цен РСВ, опубликованных Ассоциацией «НП Совет рынка» для субъектов Российской федерации на 2026 год.

Методика оценки экономического эффекта от внедрения перспективных технологий угольной генерации на конкретной площадке

Методика расчета ЧДД

Компонент	Формула
Чистый дисконтированный доход, руб.	$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^{T_{\text{стр}}+T} \frac{\text{Э}_t}{(1+r)^t}$
Чистый поток денежных платежей, руб.	$\text{Э}_t = \text{В}_t - \text{С}_{\text{эксп},t} - \text{Н}_{\text{п},t} - \text{С}_{\text{кап},t}$
Выручка, генерируемая проектом, руб.	$\text{В} = W \cdot \text{Ц}_{\text{ээ}} + N \cdot \text{Ц}_{\text{мощ}} \cdot 12$
Налог на прибыль, руб.	$\text{Н}_{\text{п},t} = (\text{В}_t - \text{С}_{\text{эксп},t} - \text{А}_t) \cdot \text{Н}_{\text{пр}}$

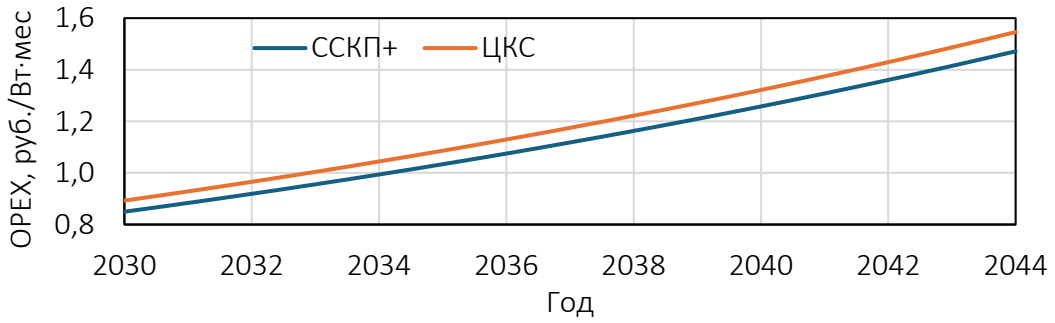
Основные финансовые показатели

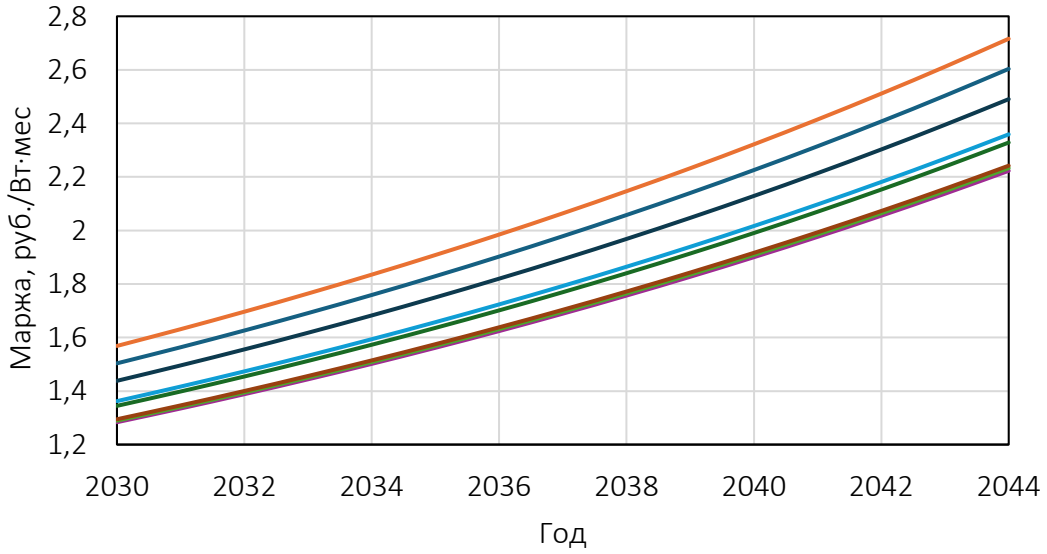
- Нормированная стоимость электроэнергии (LCOE);
- Чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- Внутренняя норма доходности (ВНД);
- Дисконтированный срок окупаемости (ДСО).

Ключевым финансовым показателем, используемым для оценки целесообразности реализации инвестиционного проекта строительства перспективного энергоблока, является **чистый дисконтированный доход (ЧДД)**. Так, проводя сравнение нескольких взаимоисключающих проектов, выгодным с позиции доходности является альтернатива с наибольшей чистой приведенной стоимостью.

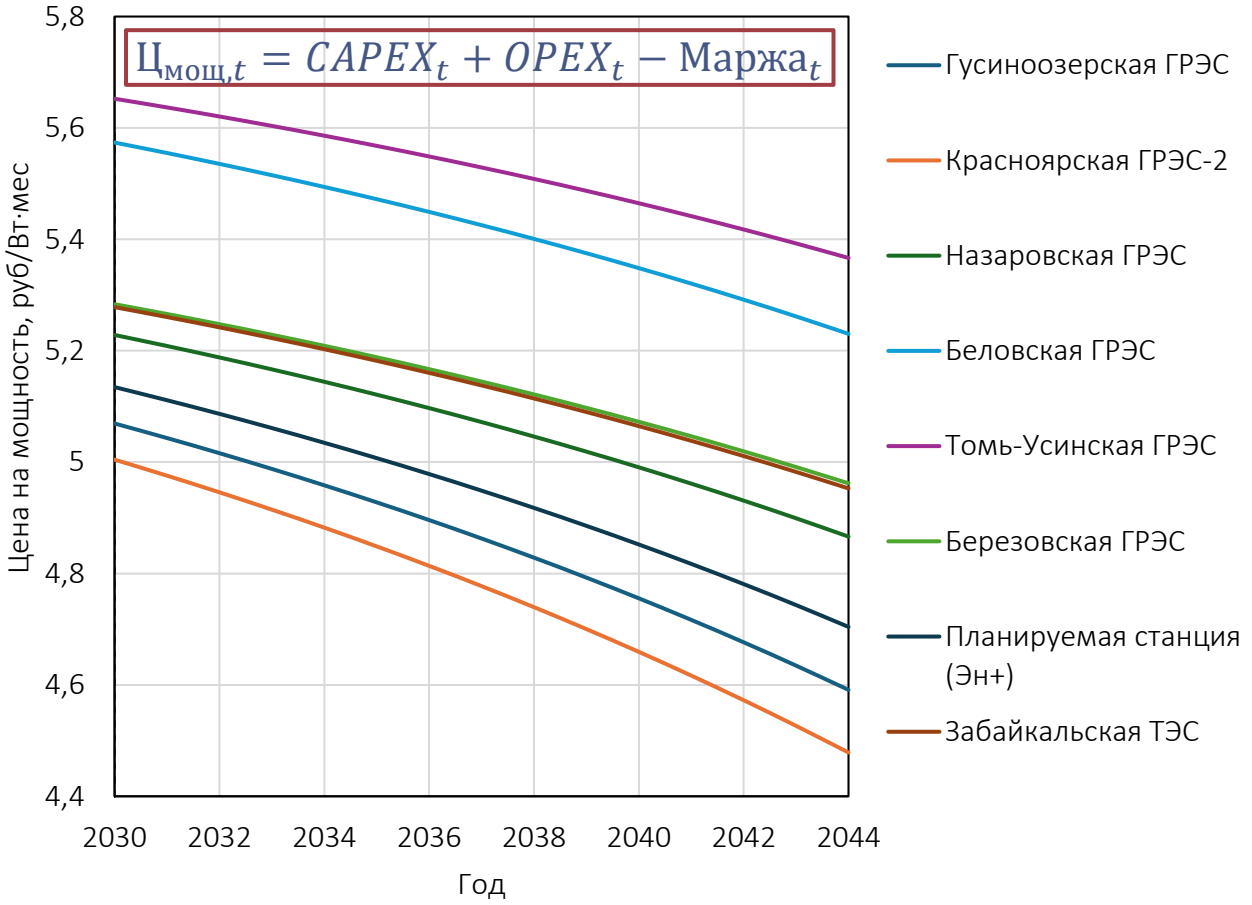
Результаты расчетов платежей за мощность в рамках ДПМ

Динамика составляющих платы за мощность





Динамика платежей за мощность в рамках ДПМ*



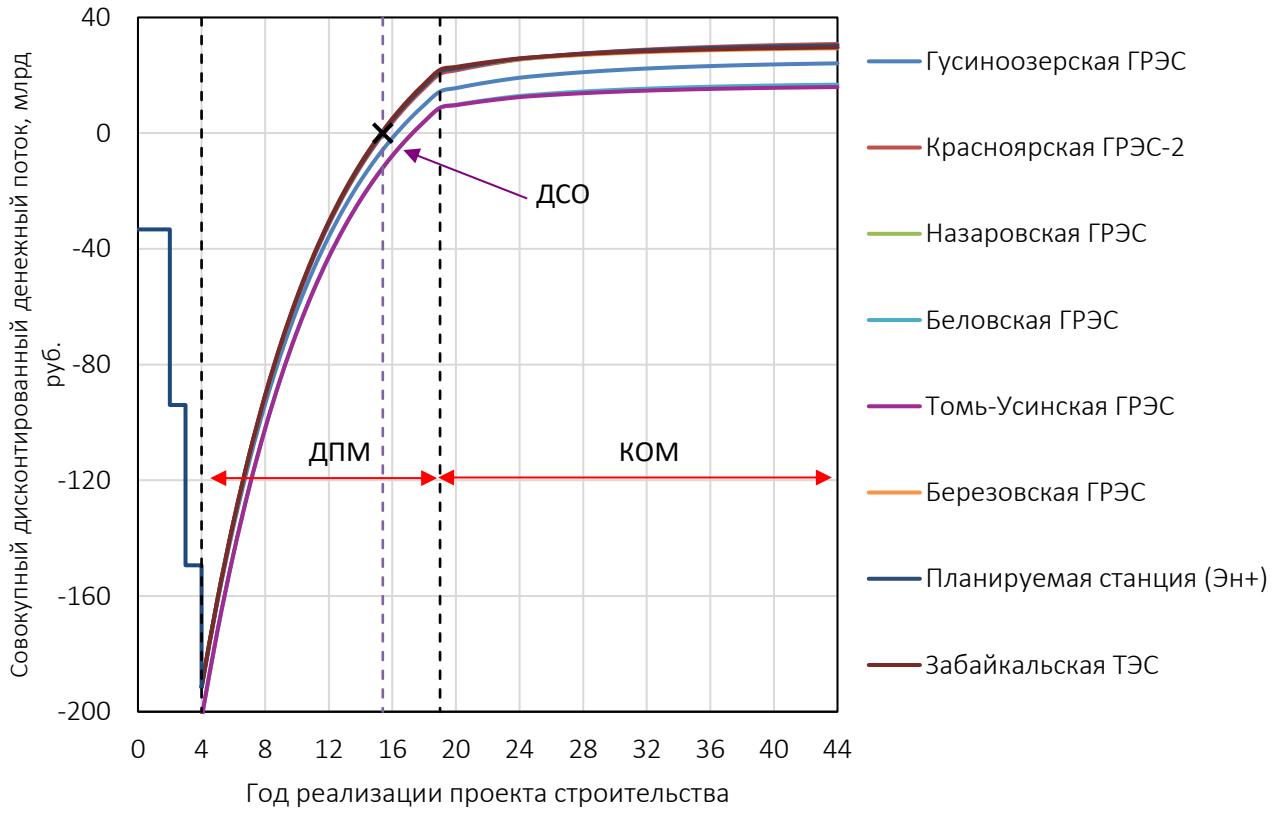
* - Данные о стоимости мощности, руб./МВт в месяц, сформированы на основе постановлений Правительства РФ от 13.04.2010 № 238 (ред. от 30.09.2025) и от 27.12.2010 № 1172 (ред. от 04.07.2026).

Экономическая эффективность проектов строительства перспективных энергоустановок на конкретной площадке

Количественная оценка основных финансовых показателей

Генерирующая компания	Станция	Технология генерации	LCOE, руб./кВт·ч	ЧДД, млрд руб.	ДСО, лет	ВНД, %
ПАО «Интер РАО»	Гусиноозерская ГРЭС	ПТУ на ССКП+	8,9	24,8	16,3	15,8
ООО «СГК»	Красноярская ГРЭС-2	ПТУ на ССКП+	8,4	31,6	15,5	16,3
ООО «СГК»	Назаровская ГРЭС	ПТУ на ССКП+	8,7	30,2	15,4	16,2
ООО «СГК»	Беловская ГРЭС	ПТУ с ЦКС	9,3	17,3	17,3	15,2
ООО «СГК»	Томь-Усинская ГРЭС	ПТУ с ЦКС	9,4	16,4	17,3	15,2
ПАО «Юнипро»	Березовская ГРЭС	ПТУ на ССКП+	8,8	29,8	15,3	16,2
АО «Эн + Генерация»	Планируемая станция (Эн+)	ПТУ на ССКП+	8,7	30,9	15,4	16,2
АО «Эн + Генерация»	Забайкальская ТЭС	ПТУ на ССКП+	8,9	30,1	15,3	16,2

График накопленного дисконтированного денежного потока



При заданных параметрах моделирования и применении механизма ДПМ окупаемость проектов строительства перспективных энергоблоков на рассматриваемых площадках достигается в течение 15,3-17,3 лет.

Чистый дисконтированный доход проектов строительства энергоблоков на базе ПТУ на ССКП+ достигает 24,8-31,6 млрд руб., на базе ПТУ с ЦКС – 16,4-17,3 млрд руб.

Выводы по результатам технико-экономического анализа перспективных технологий угольной генерации

1) По результатам проведенного технико-экономического анализа выделены наиболее перспективные технологии угольной генерации для внедрения на территории СФО и ДФО. На основе сравнительного анализа показателя нормированной стоимости электроэнергии для новых объектов угольной генерации установлено, что паротурбинные энергоблоки суперсверхкритических параметрах пара с начальной температурой 610°С и давлением 30 МПа, с однократным промежуточным перегревом пара до 620°С при давлении 5,8 МПа, являются наиболее конкурентоспособными при условии применения современных технических решений, направленных на повышение КПД и снижение капитальных затрат.

2) Для низкокачественной угольной ресурсной базы перспективным направлением является применение котлов с циркулирующим кипящим слоем. Экономическая эффективность ЦКС определяется прежде всего возможностью использования более дешевых высокозольных, низкокалорийных углей и должна оцениваться применительно к конкретной топливной базе и площадке. Так, экономические преимущества ЦКС по сравнению с традиционным факельным сжиганием проявляются при стоимости низкокачественного угля на 17–58% ниже стоимости угля, используемого для факельного сжигания. Требуемая величина ценового разрыва зависит от абсолютного уровня стоимости топлива: по мере роста цены угля, используемого для факельного сжигания, необходимая разница в стоимости топлив снижается.

3) Технологии на основе циклов со сверхкритическим CO_2, внутрицикловой газификации угля и кислородно-топливных энергетических комплексов обладают потенциалом дальнейшего повышения эффективности и снижения экологической нагрузки, однако требуют дальнейшего повышения уровня технологической готовности, проведения НИОКР и создания опытно-промышленных образцов. Их внедрение следует рассматривать как последующий этап технологического развития отрасли.

4) Практическая реализация перспективных угольных технологий определяется не только их энергетической эффективностью, но и инвестиционно-тарифными условиями. Высокая капиталоемкость строительства новых энергоблоков не позволяет обеспечить приемлемую окупаемость проектов исключительно за счет маржи от продажи электроэнергии. Поэтому необходимым условием их внедрения является применение механизмов долгосрочного гарантированного возврата инвестиций по типу ДПМ или КОМ НГО, дополненных адресной поддержкой НИОКР и стимулированием строительства опытно-промышленных энергоблоков.

5) При действующих ценах на топливо и электроэнергию, а также высокой стоимости заемного финансирования, дополнительная капиталоемкость перспективных энергоблоков ограничивает их инвестиционную привлекательность. Для ускорения технологического обновления угольной генерации необходимы механизмы:

- государственной поддержки;
- льготного кредитования;
- гарантированного возврата инвестиций;
- стимулирования НИОКР и формирования долгосрочных ценовых сигналов на рынке электроэнергии и мощности.

С учетом результатов проведенного технико-экономического анализа представляется целесообразным продолжить проработку паротурбинных энергоблоков на ССКП по следующим направлениям:

1) Определить предельно допустимую единичную электрическую мощность энергоблока ССКП с учетом требований к устойчивости энергосистемы и существующих и перспективных ограничений пропускной способности электрических сетей СФО и ДФО. К проработке целесообразно привлечь заинтересованные генерирующие компании, АО «СО ЕЭС» и Минэнерго России.

2) Оценить влияние единичной электрической мощности энергоблока ССКП в диапазоне 350–800 МВт на удельные капитальные вложения и определить экономически обоснованные диапазоны мощности для нового строительства. К проработке целесообразно привлечь АО «Силовые машины» и АО «Уральский турбинный завод».

3) Оценить влияние серийности производства энергоблоков ССКП различных классов мощности – 350–400 МВт, 660 МВт и 800 МВт – на удельные капитальные вложения, включая эффект унификации и серийного производства основного энергетического оборудования. основного энергетического оборудования. К проработке целесообразно привлечь АО «Силовые машины» и АО «Уральский турбинный завод».

4) Проработать схемные, конструктивные и компоновочные решения для энергоблоков ССКП, направленные на повышение энергетической эффективности и снижение удельных капитальных вложений, с последующей оценкой их совокупного влияния на технико-экономические показатели энергоблока. К проработке целесообразно привлечь НИУ «МЭИ», АО «Силовые машины» и АО «Уральский турбинный завод».

Предложения по направлениям дальнейших научно-исследовательских работ

«Разработка и исследование схемных и конструктивных решений для повышения эффективности и снижения стоимости высокоэффективных и экологически безопасных угольных энергоблоков» – термодинамическое и технико-экономическое обоснование схемных, конструктивных и компоновочных решений для перспективных угольных энергоблоков, включая паротурбинные энергоблоки на суперсверхкритических параметрах пара с факельным сжиганием угля.

«Разработка экономически целесообразных решений по высокоэффективной очистке газов от загрязняющих веществ для нового пилотного пылеугольного блока с целью наработки типовых решений» – разработка и технико-экономическое обоснование комплекса высокоэффективных систем очистки дымовых газов от основных загрязняющих веществ с формированием типовых технических решений для последующего тиражирования на новых угольных энергоблоках.