

Курс «Планирование развития энергосистем»

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики – методические основы и результаты

Федор Веселов

Дополнительная профессиональная программа МВА «Управление в электроэнергетике»

Москва, УЦ Совета рынка, июнь 2019



Общая характеристика Генеральной схемы

Место Генсхемы в системе отраслевых прогнозов

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики - связующее звено между государственной системой стратегического планирования и отраслевыми документами по системному проектированию

- ❖ Генеральная схема является частью ФЗ «О системе стратегического планирования» и ПП РФ 823 «О схемах и программах развития электроэнергетики»
- ❖ Генеральная схема разрабатывается на перспективу 15 лет (с корректировкой не реже 1 раза в 3 года) в целях формирования структуры генерирующих мощностей и электросетевых объектов (линий электропередачи и подстанций), обеспечивающих:
 - выполнение перспективного баланса производства и потребления электроэнергии в ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах;
 - предотвращение прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности наиболее эффективными способами с учетом прогнозируемых режимов работы энергосистем при работе в условиях максимальных и минимальных нагрузок, необходимого технологического резерва и основных технологических ограничений перетока электрической энергии.

Место Генсхемы в системе отраслевых прогнозов



Содержание Генсхемы

Объектовая прогнозная информация включает в себя данные о существующих и планируемых генерирующих и электросетевых объектов:

- ❖ Поименно существующие, планируемые к вводу и выводу электростанции: ТЭС установленной мощностью выше 500 МВт; АЭС, ГЭС и ГАЭС и электростанции на базе ВИЭ, установленной мощностью выше 100 МВт.
- ❖ Существующие ЛЭП и ПС 330 кВ и выше и ЛЭП и ПС 220 кВ и выше, обеспечивающих выдачу мощности электростанций свыше 500 МВт
- ❖ Новые ЛЭП и ПС, относимые к межсистемным связям, для:
 - обеспечения баланса производства и потребления по объединенным энергетическим системам (ОЭС) и нормального электроэнергетического режима работы ЕЭС России;
 - выдачи мощности электрических станций, установленная мощность которых превышает 1000 МВт;
 - ликвидации технологических ограничений перетока электрической энергии в отдельных частях ЕЭС России;
 - общие данные о вводе (выводе) иных линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 330 кВ, включая линии, обеспечивающие развитие экспорта (импорта) электроэнергии

Содержание Генсхемы

- ❖ долгосрочный прогноз внутреннего спроса;
- ❖ прогноз импорта (экспорта) мощности;
- ❖ описание перспективных балансов мощности и электрической энергии с указанием рекомендуемой структуры генерирующих мощностей;
- ❖ прогноз спроса на топливо;
- ❖ прогноз экологических последствий влияния развития электроэнергетики на окружающую природную среду и предложения по их снижению;
- ❖ меры по обеспечению надежного и безопасного функционирования энергосистем в соответствии с законодательством Российской Федерации

Состав задач, решаемых в рамках Генсхемы

- ❖ Формирование долгосрочного прогноза спроса на электроэнергию и мощность, по ЕЭС России, ОЭС, энергосистемам субъектов РФ.
- ❖ Прогнозирование объемов экспорта-импорта электроэнергии и необходимости развития межгосударственных электрических связей.
- ❖ Обоснование потребности в генерирующей мощности по ОЭС и изолированным энергосистемам с учетом пиковых нагрузок и нормативных требований по резервированию (расходная часть балансов мощности).
 - ❖ Разработка сопоставимых технико-экономических и экологических показателей новых (а также модернизируемых) электростанций разного типа и электросетевых объектов как основы для технико-экономического обоснования перспективной структуры мощностей.
- ❖ Оценка эффективных масштабов вывода из эксплуатации или модернизации действующих электростанций разного типа.
 - ❖ Обоснование эффективных масштабов и технологических приоритетов развития теплофикации в субъектах РФ на долгосрочную перспективу с учетом динамики потребности в централизованном тепле по регионам.
- ❖ Оценка эффективных масштабов и технологических приоритетов развития распределенной генерации по регионам стране на долгосрочную перспективу.

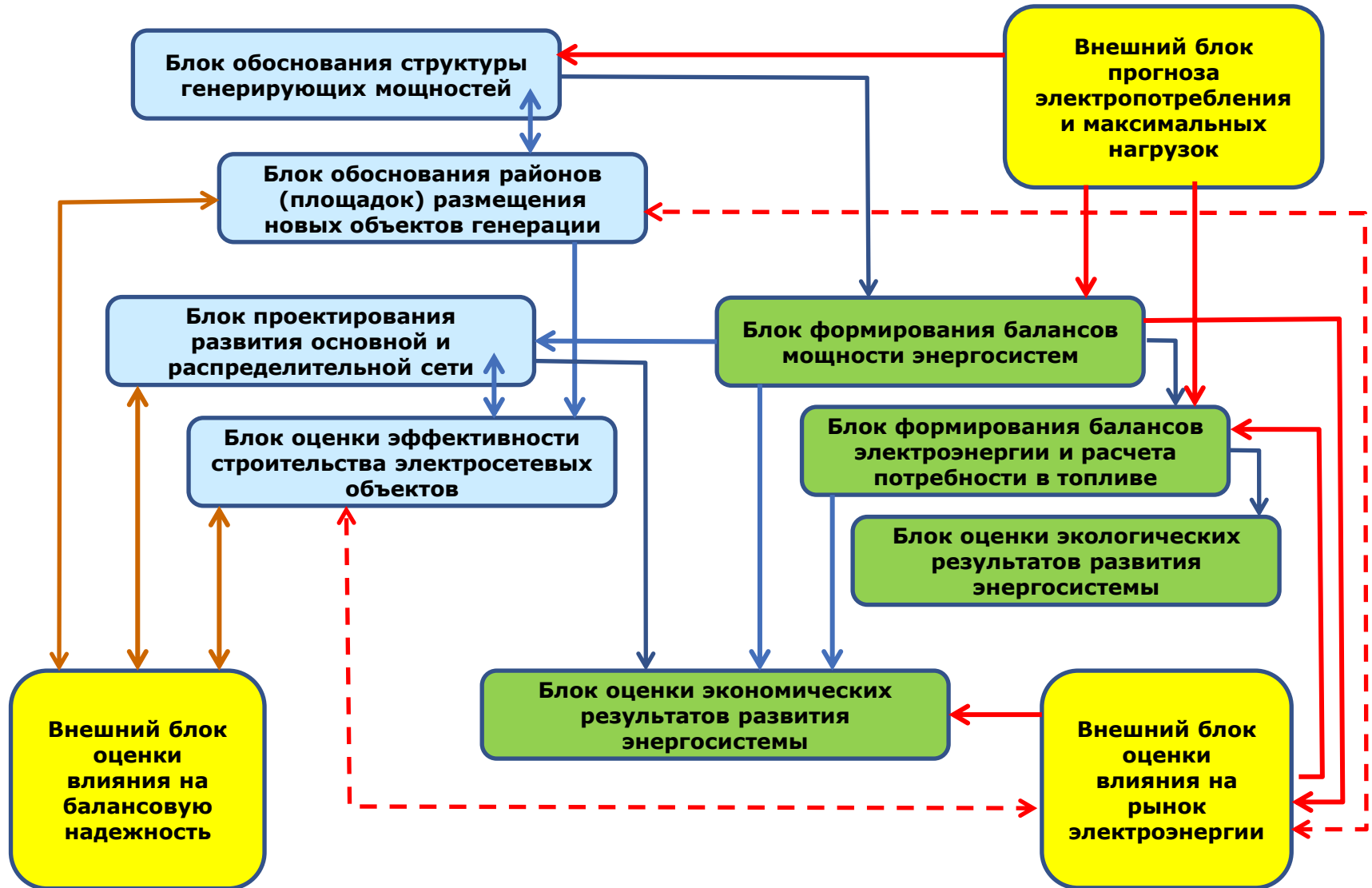
Состав задач, решаемых в рамках Генсхемы

- ❖ Экономическое обоснование объемов ввода новой мощности электростанций федерального уровня разного типа (ГЭС, АЭС, КЭС) с учетом прогнозной динамики развития региональной энергетики (ТЭЦ и распределенная генерация), эффективных направлений и объемов развития межсистемных связей и перспективных режимов работы энергосистем.
 - ❖ Выбор районов размещения обоснованных объемов ввода новой мощности крупных электростанций разного типа внутри ОЭС с учетом балансовой ситуации и экономической эффективности в сравнении с альтернативными вариантами размещения, другими типами электростанций или сетевых решений.
- ❖ Разработка вариантов развития основной электрической сети с учетом предложений по развитию и размещению генерирующих мощностей и усилению межсистемных связей и с укрупненной оценкой общих объемов и стоимости строительства.
 - ❖ Прогнозирование структуры производства электроэнергии по ОЭС и изолированным энергосистемам с учетом динамики внутреннего и экспортного спроса, перспективной структуры мощностей, экономически эффективных режимов работы разных типов электростанций и загрузки межсистемных электрических связей.

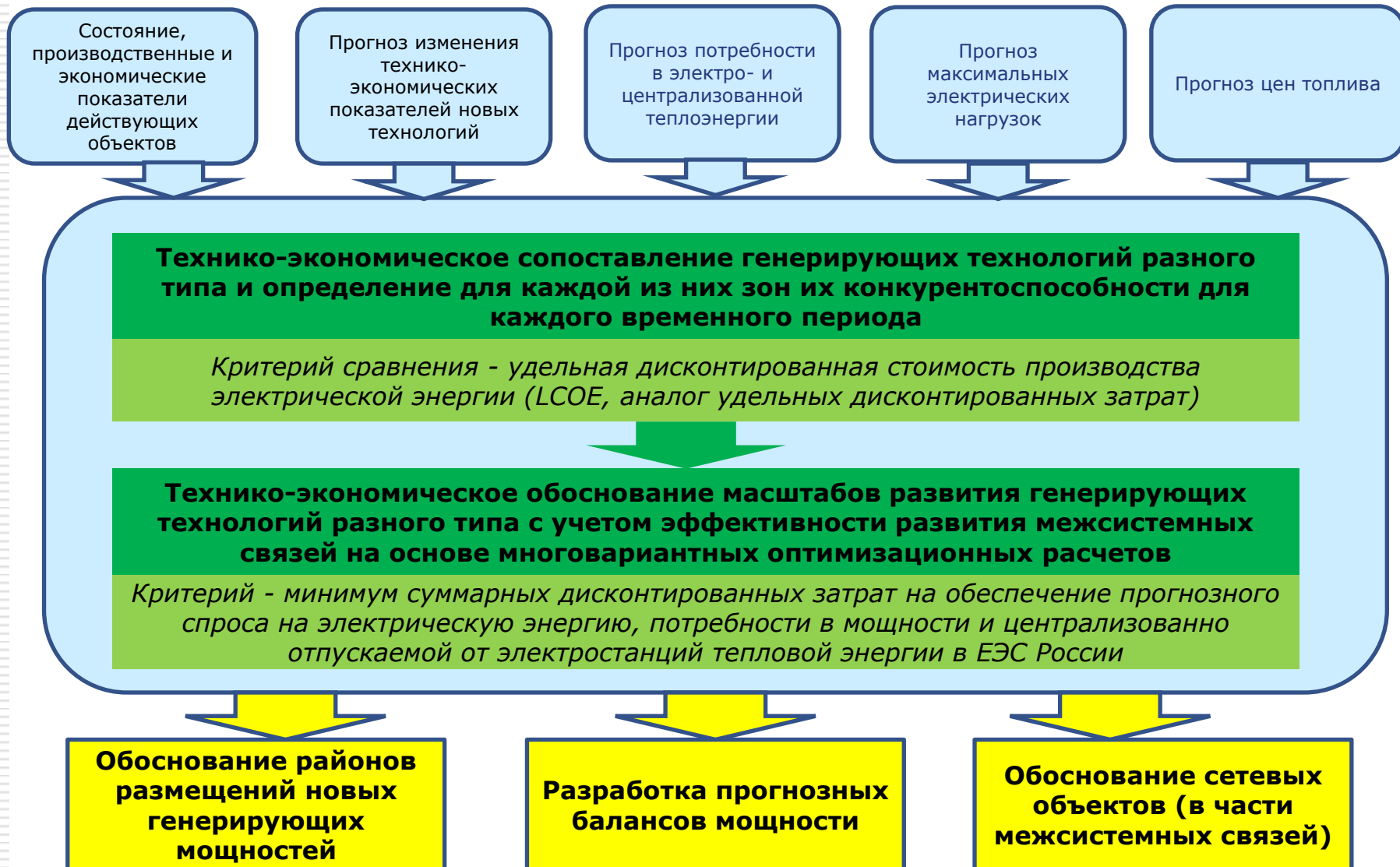
Состав задач, решаемых в рамках Генсхемы

- ❖ Определение потребности в различных видах топлива с учетом повышения энергоэффективности тепловой генерации, условий межтопливной конкуренции и ресурсной обеспеченности со стороны топливных отраслей.
 - ❖ Оценка изменений влияния электроэнергетики на окружающую среду по основным видам локальных загрязнителей и эмиссии парниковых газов.
- ❖ Оценка капиталовложений с детализацией по типам электростанций и сетевых объектов, а также по основным видам оборудования, строительных и монтажных работ.
 - ❖ Сводная финансово-экономическая оценка развития электроэнергетики, оценка источников финансирования инвестиций и ценовых последствий, предложения по экономическим механизмам стимулирования инвестиций и их параметрам.
- ❖ Анализ возможных макроэкономических эффектов и проработка экономических механизмов реализации Генеральной схемы с оценкой их влияния на динамику цен, финансовое состояние отрасли, объемы бюджетных расходов и доходов. Подготовка предложений по мерам прямого и косвенного участия государства в инвестиционной деятельности отрасли.

Взаимосвязь блоков при разработке Генсхемы



Обоснование перспективной структуры генерирующих мощностей



Методические подходы и примеры экономических сравнений типовых технических решений.

Обоснование перспективной структуры генерирующих мощностей

$$LCOE_{i,r,g} = \frac{\sum_{t=5,g}^{T_i^{cmp} + T_i^{эксн} + T_i^{дем}} \left(KB_{i,r,t} + I_{i,r,t}^{монл} + I_{i,r,t}^{неп} + I_{i,r,t}^{носм} + Z_{i,r,t}^{дем} \right) \cdot (1+d)^{-t}}{\sum_{t=5,g}^{T_i^{эксн}} W_{i,r,t}^{омн} \cdot (1+d)^{-t}}$$

Требования общественной эффективности инвестиционных решений при расчете LCOE:

- учитываются только прямые материальные затраты (капиталовложения, топливо, эксплуатационные затраты, затраты на демонтаж)
- не учитываются амортизационные отчисления, налоговые платежи и расходы, связанные с обслуживанием привлеченного и собственного капитала

Основные типы задач для технико-экономических сравнений:

- строительство новых КЭС на газе, угле или АЭС с учетом стоимости выдачи их мощности
- варианты реконструкции и замены оборудования на действующих ТЭС
- развитие ТЭЦ разной крупности и с разным составом оборудования в сопоставлении с раздельной схемой (КЭС + котельная)
- строительство ГЭС с учетом условий использования их установленной мощности в графике нагрузки, вариантов выдачи мощности и конкуренции с ТЭС
- сопоставление пиковых источников на базе ГАЭС и ГТУ а также комплексов пиковых и базисных генерирующих мощностей АЭС+ГАЭС и КЭС+ГТУ

**Отсев
неконкурентоспособных
технологий**

**Отбор конкурентоспособных
технологий**
(разница в LCOE до 20% для
отдельных временных
периодов)

**Оценка изменения диапазонов
для факторов неопределенности**
(цены топлива, удельные
капиталовложения, КИУМ)

**Оптимизация перспективной структуры генерирующих
мощностей**

Исходные данные: основные технико-экономические показатели (приведение к ценам 2013 года)

	ПГЭС	КЭС 24 МПа	КЭС 30 МПа	АЭС (ВВЭР- ТОИ)
Мощность блока, МВт	400	330	660	1255
Удельный расход топлива:				
- на эл.энергию, г у.т./кВт.ч	225	300	280 - 267	
- на тепло, кг у.т./Гкал	-	-	-	-
Удельные капвложения, руб. 2013 г./кВт	34655 - 39850	56270 - 62190	61900 - 71520	90000 - 105000
Условно-постоянные затраты, в % от удельных капвложений	3,0	3,0	3,0	3,0

*Дополнительная детализация
показателей с учетом:*

*1). Типовых решений по обновлению
ТЭС (модернизация 30-50% от
новой и замена – 85% от новой)*

*2). Различной единичной мощности
ТЭС и технологий ко-генерации (ГТ,
ПГУ, уголь)*

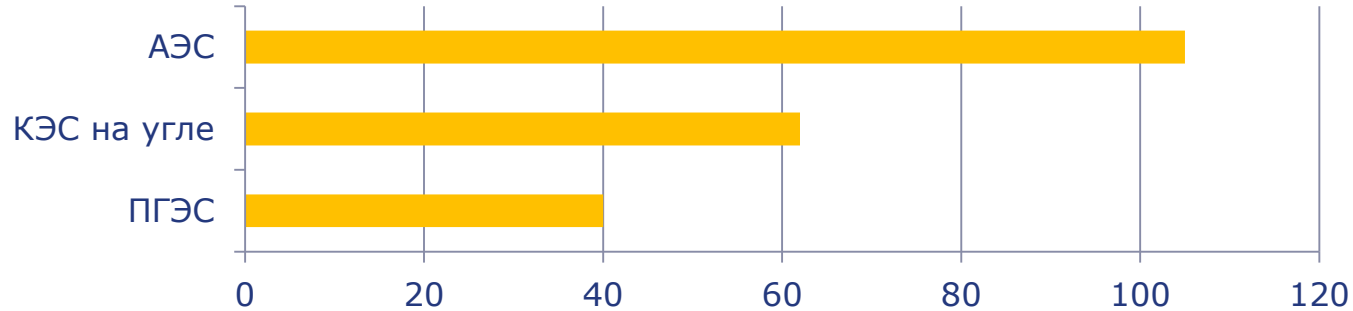
*3). Территориального удорожания
(климатические коэффициенты по
ПП РФ 238)*

*Источники: нормативы ПП РФ 238,
анализ фактической стоимости по
проектам ДГПМ, данные IEA, DOE EIA,
NEA, NETL*

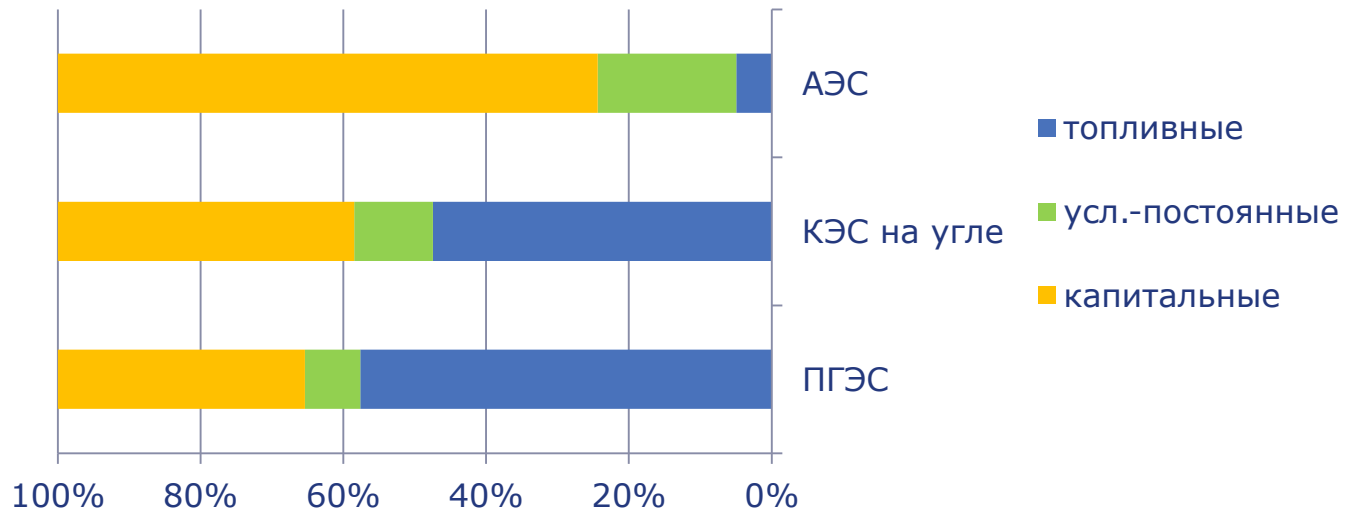
Цены топлива, руб.2013 г./т у.т.	2013 г.		2035 г.	
	газ	уголь	газ	уголь
ОЭС Центра	3300-3700	2600-2700	5000-5500	3000-3100
ОЭС Юга	3300-3800	2200-2300	5400-5900	2400-2500
ОЭС Урала	2600-3200	2300-2400 (1800 кау)	4100-4600	2700-2800 (2000 кау)
ОЭС Сибири	1600-1700	1200-1300 (600 кау)	3800-4300	1800-1900 (1000 кау)
Дал. Восток	2400-2900	1700-1900	4900-5200	1800-2000

Различие факторов, влияющих на эффективность разных типов электростанций

Удельные капиталовложения, тыс руб 2013/кВт

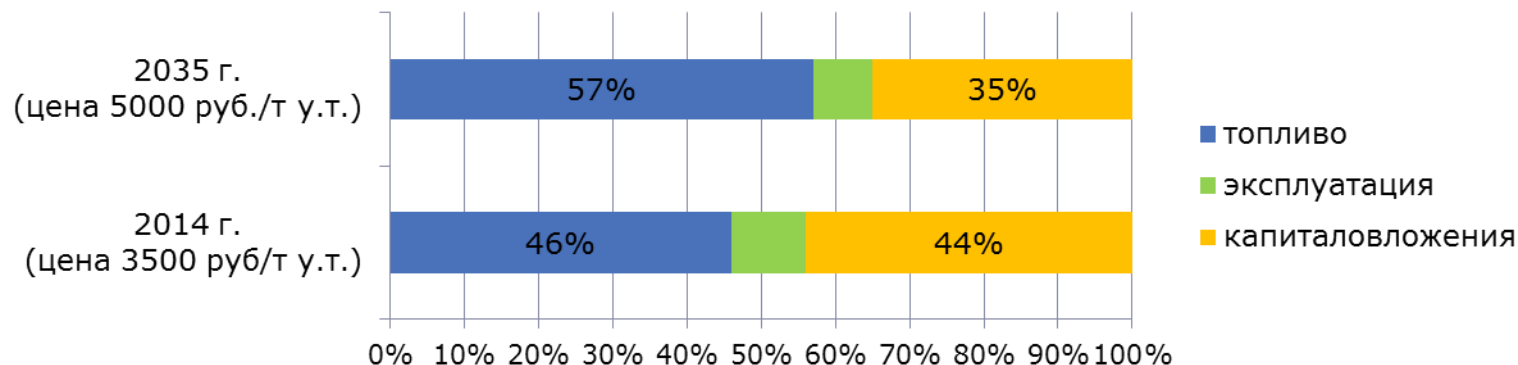


Структура УДЗ по типам станций



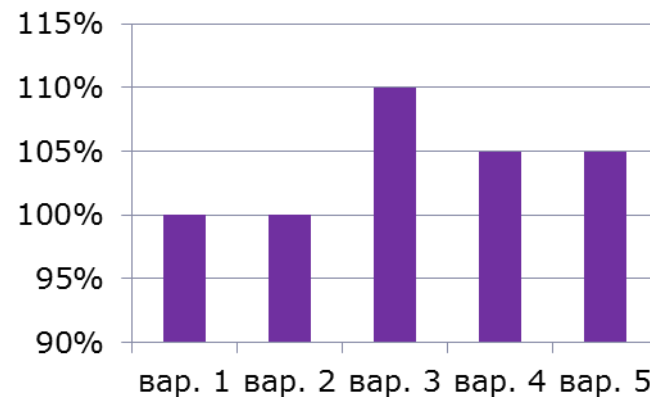
Методические особенности оценки сравнительной эффективности. Варианты оценки новых ПГЭС

Влияние цены топлива на структуру УДЗ



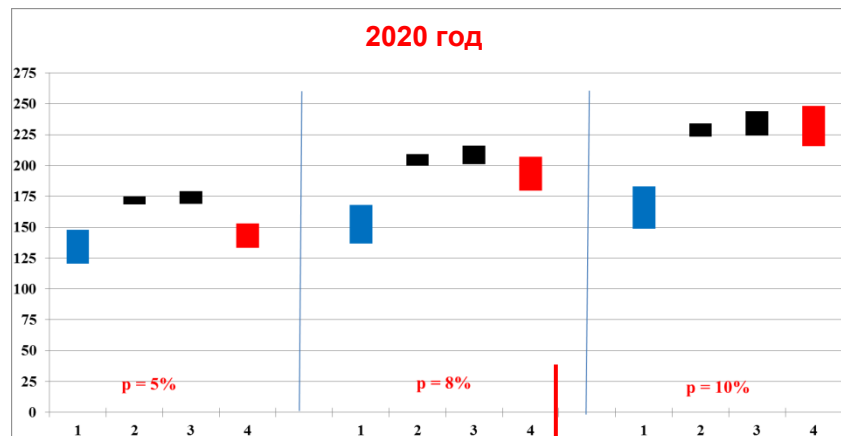
Варианты оценки	Основные особенности
1 (Базовый)	Один начальный период инвестиций (строительство станции), эксплуатация 30 лет
2	Выравнивание по сроку службы АЭС (60 лет). Строительство еще одной ПГЭС после 30 лет
3	Срок эксплуатации ограничен сроком службы газовой турбины (15 лет)
4	Срок эксплуатации 30 лет с учетом затрат на замену газовой турбины через 15 лет (20% от стоимости ПГЭС)
5	Вариант 4 + дополнительные затраты на ликвидацию после 30 лет эксплуатации (5% от стоимости ПГЭС)

Изменение величины УДЗ относительно базового варианта



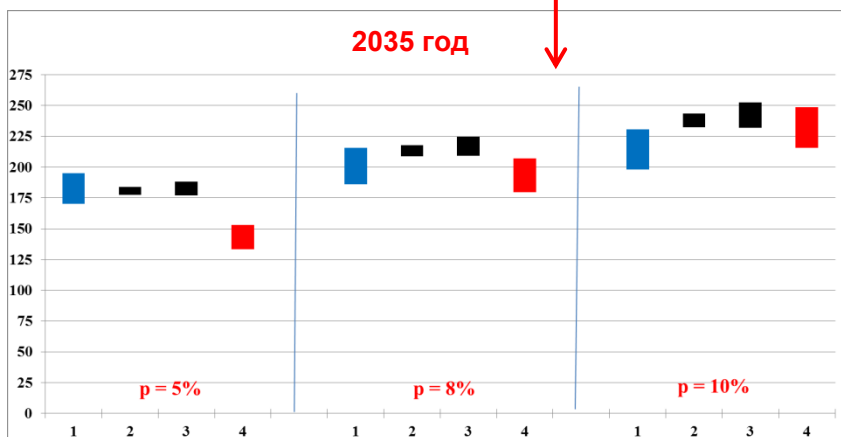
Экономический анализ зон равной эффективности для новых общесистемных станций.

УДЗ новых ТЭС и АЭС в Центре, коп. 2013 г./кВт.ч



- 1 - ПГЭС
- 2 - КЭС уг 24 МПа
- 3 - КЭС уг 30 МПа
- 4 - АЭС

Рост цены
газа ~ в 1,5
раза



С учетом неопределенности показателей существует широкая зона равноэффективности КЭС и АЭС во всех ОЭС.

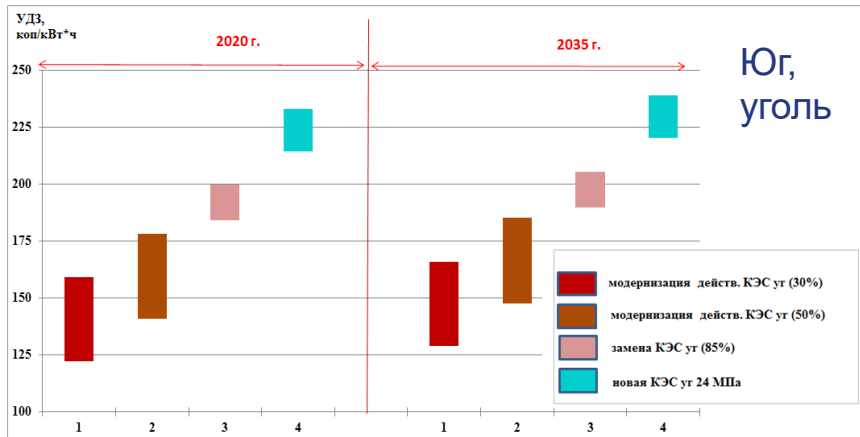
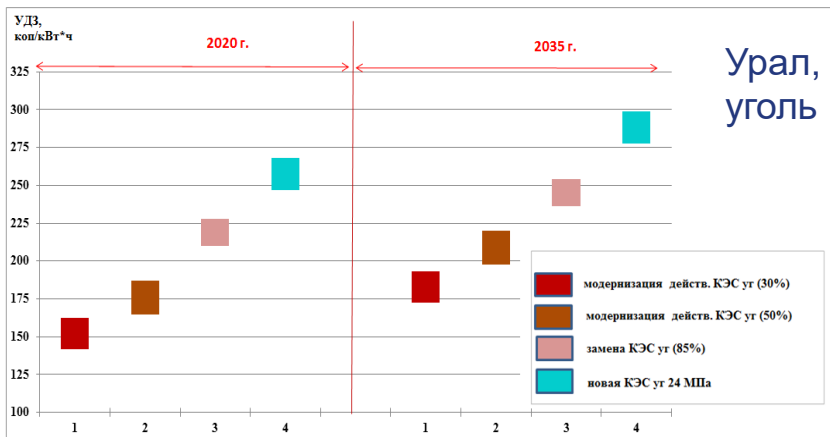
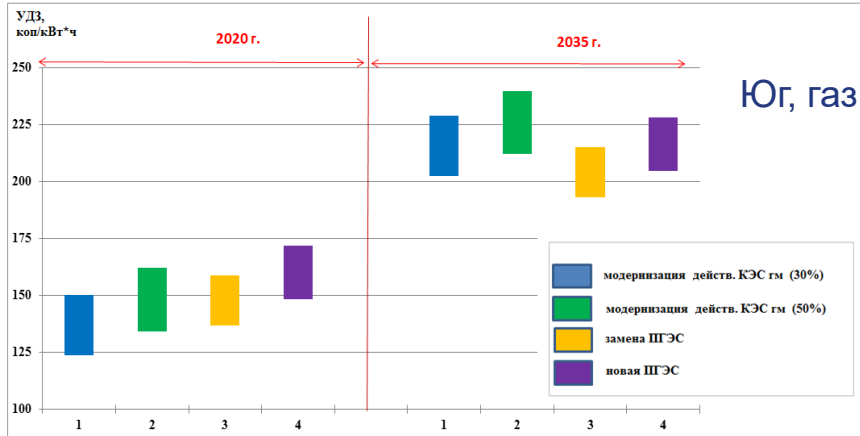
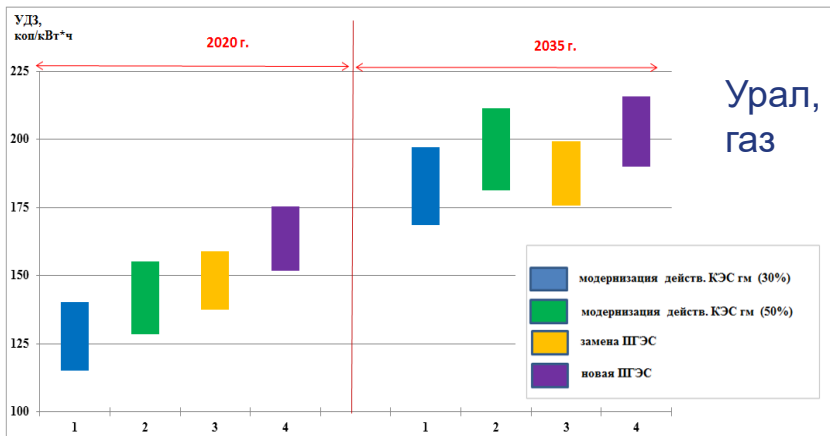
Критические факторы для конкурентоспособности:

- АЭС – капиталовложения
- КЭС на угле – внутренние цены угля
- ПГЭС – капиталовложения (оборудование), обслуживание

Приоритетные типы по ОЭС:

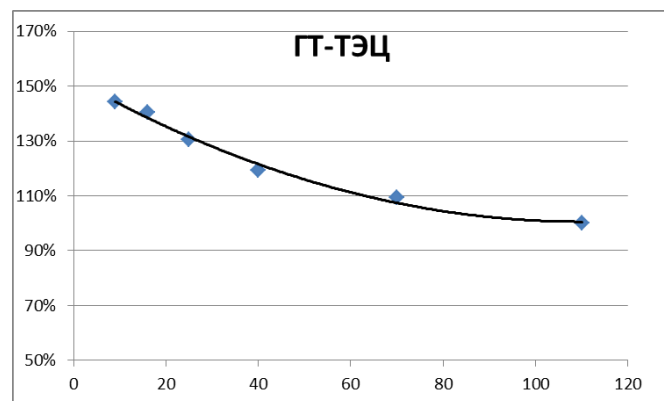
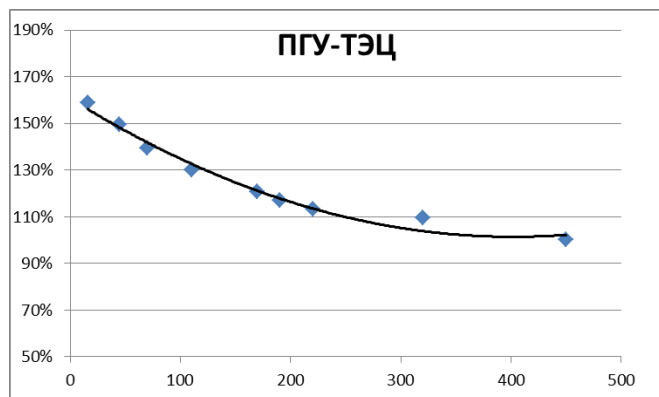
	ПГЭС	КЭС уг	АЭС
Центр, С-запад			
Юг			
Урал, Волга			
Сибирь			

Экономическое сравнение типовых решений по обновлению мощности действующих ТЭС.



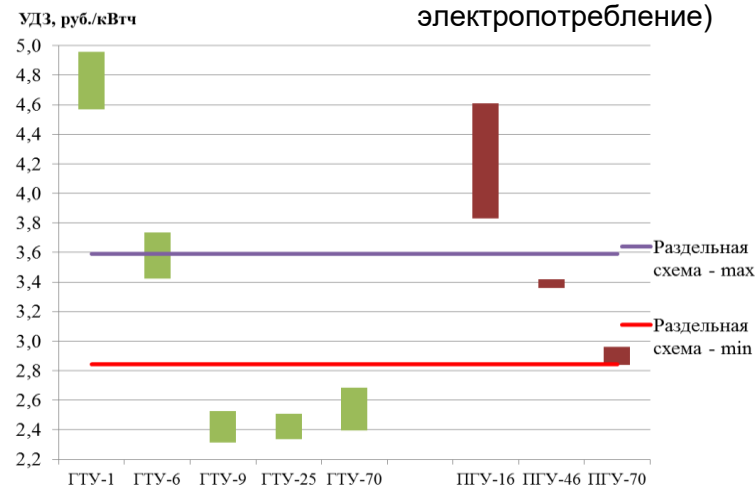
Поиск области для эффективной теплофикации

Разница удельных капиталовложений от
единичной мощности блоков ТЭЦ

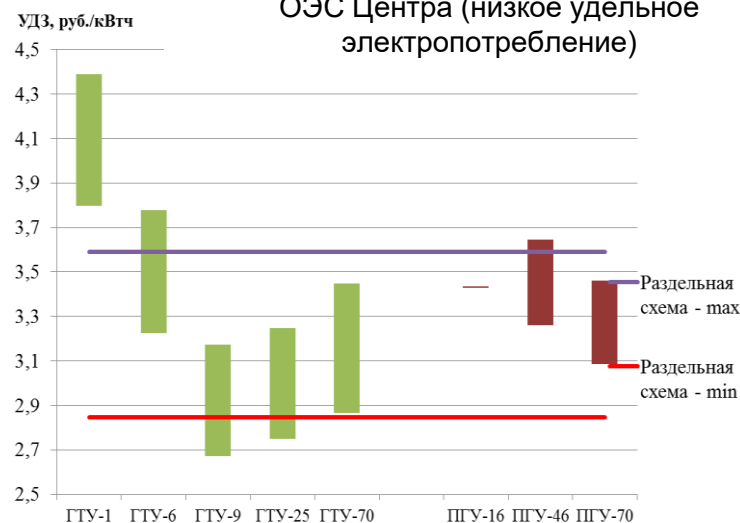


Оценки сравнительной эффективности комбинированной и раздельной схем энергоснабжения выполнены для типовых населенных пунктов в разных ОЭС, с разным соотношением тепловой и электрической нагрузки и дополнены оценкой масштабов эффективного развития ТЭЦ по результатам оптимизации

ОЭС Центра (высокое удельное
электропотребление)



ОЭС Центра (низкое удельное
электропотребление)



Проблемы актуализации технико-экономических показателей

**Влияние импортного оборудования на стоимость проектов ТЭС,
тыс. руб /кВт (2017 г.)**

	КЭС на газе (ПГУ)	КЭС на угле
ДПМ (по Пост. №238)	28770*	49175*
Индексация по ИПЦ	46500	79000
Индексация по Минстрою		
Импорт 0%	37500	63500
Импорт 30%	41000	67500
Импорт 50%	43500	70500
Импорт 100%	50000	77500

* В рублях 2010 г.

Методические подходы и примеры оптимизации структуры генерирующих мощностей

Общей (стандартной) задачей линейного программирования (ЛП-задачи) называется задача нахождения минимума линейной целевой функции (линейной формы) вида:

$$f(x) = \sum_{j=1}^n c_j x_j = c_1 x_1 + c_2 x_2 + \dots + c_n x_n$$

*Задача, в которой фигурируют ограничения в форме неравенств, называется **основной задачей линейного программирования (ОЗЛП)***

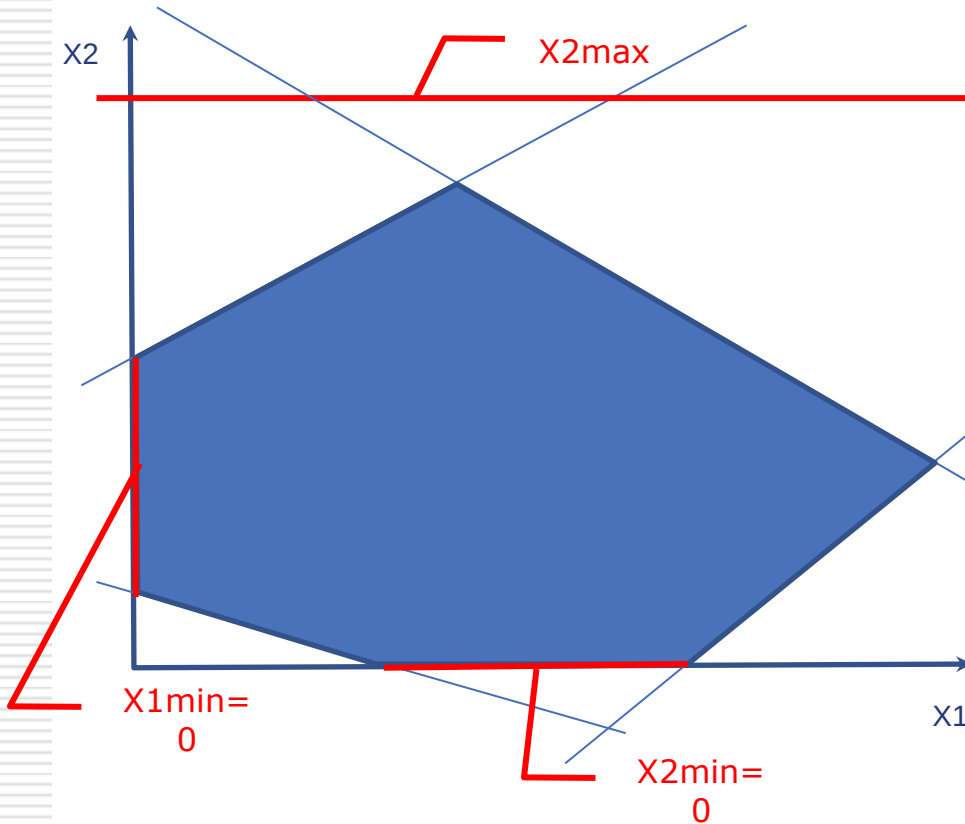
$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \geq b_i \quad (i = 1, 2, \dots, m),$$
$$x_j \geq 0 \quad (j = 1, 2, \dots, n).$$

Модель развития ЭЭС – оптимизация состава инвестиционных решений по действующим и новым мощностям и межсистемным связям с учетом перспективной балансовой ситуации

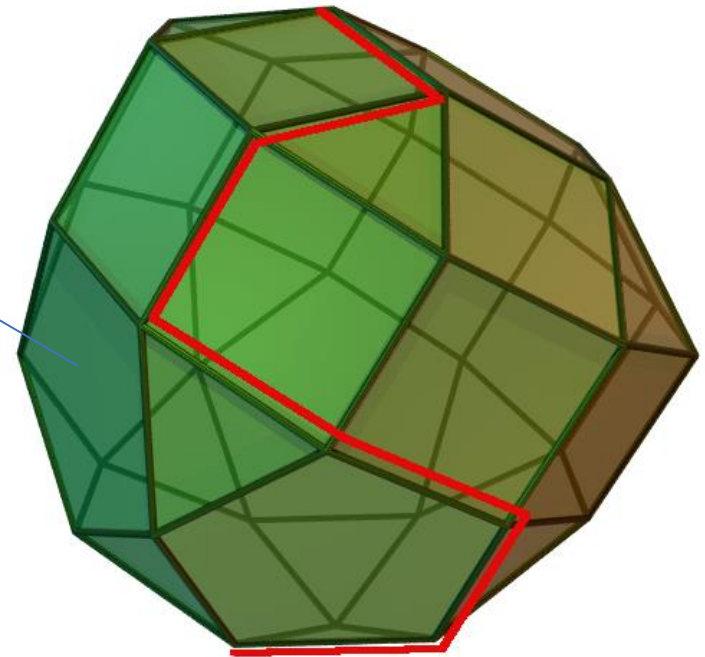
Модель отбора в КОМ – оптимизация состава существующих мощностей для обеспечения балансовых требований

Модель коммерческой оптимизации – оптимизация использования мощностей в балансе электроэнергии по внутригодовым интервалам с учетом перетоков по межсистемным связям

Область оптимального решения



ЛП-задача имеет единственное решение, соответствующее оптимуму целевой функции. Либо решения нет из-за несовместности системы ограничений (область допустимого решения пуста)



Симплекс-метод — алгоритм решения оптимизационной задачи линейного программирования путём перебора вершин выпуклого многогранника в многомерном пространстве.

Задача на линейную оптимизацию

Электроэнергия может производиться на газовой электростанции и угольной.

- на производство 100 МВт.ч на газовой ЭС уходит 25 т.у.т.,
- производство 100 МВт.ч на газовой ЭС дает 35 кг выбросов в атмосферу,
- прибыль от производства 1 МВт.ч на газовой ЭС составляет 20 долл.

- на производство 1 МВт.ч на угольной ЭС уходит 35 т.у.т.,
- производство 1 МВт.ч на угольной ЭС связано с 75 кг выбросов в атмосферу,
- прибыль от производства 1 МВт.ч на угольной ЭС составляет 40 долл.

Ресурсы топлива - 280 т.у.т., квота на выбросы – 550 т.

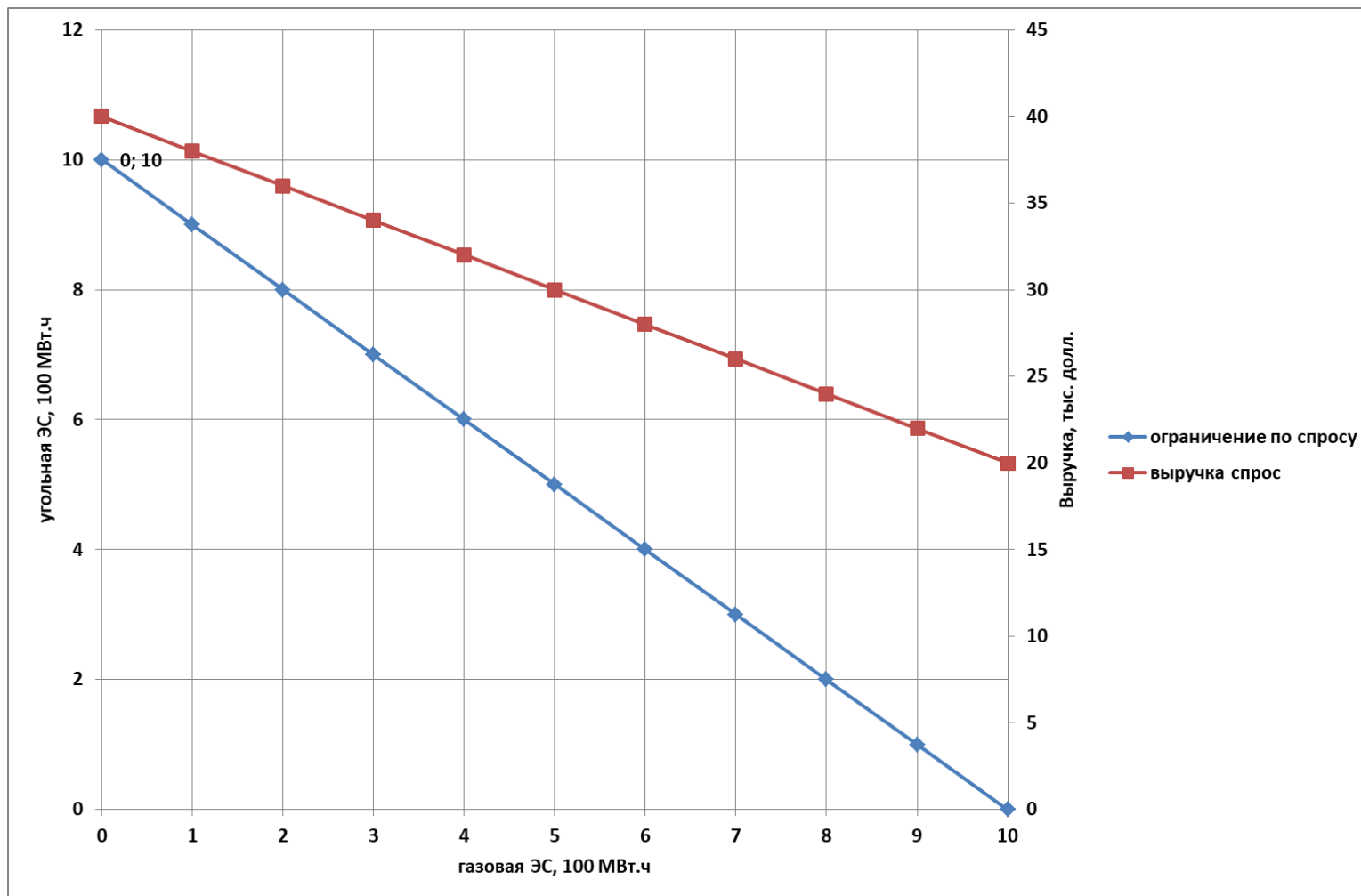
Сколько нужно произвести МВт.ч на электростанциях обоих типов, чтобы максимизировать прибыль?

Переменные и ограничения задачи

Переменные задачи (в 100 МВт.ч)	
Производство электроэнергии на газовой ЭС	X_g
Производство электроэнергии на угольной ЭС	X_u
Ограничения задачи	
Ограничение по общему объему производства (100 МВт.ч)	$X_g + X_u < 10$
Ограничения по ресурсам топлива (т у.т.)	$25 \cdot X_g + 35 \cdot X_u < 280$
Ограничение по объему выбросов (т)	$35 \cdot X_g + 75 \cdot X_u < 550$
Критерий оптимальности	
Выручка от продажи электроэнергии (1000 долл)	$2 \cdot X_g + 4 \cdot X_u \rightarrow \max$

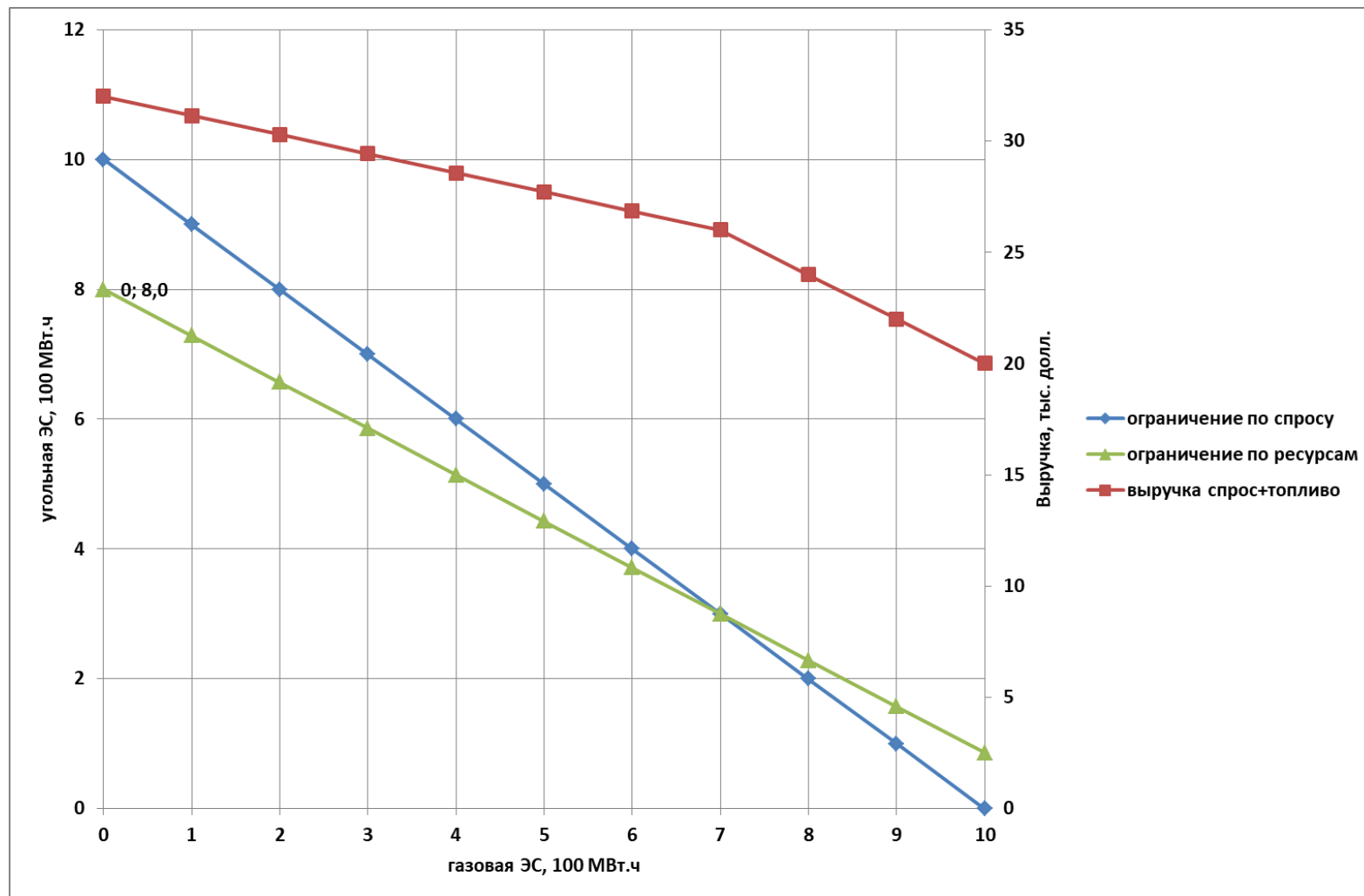
Пример решения (1 ограничение)

Используется лишь ограничение по суммарному объему производства



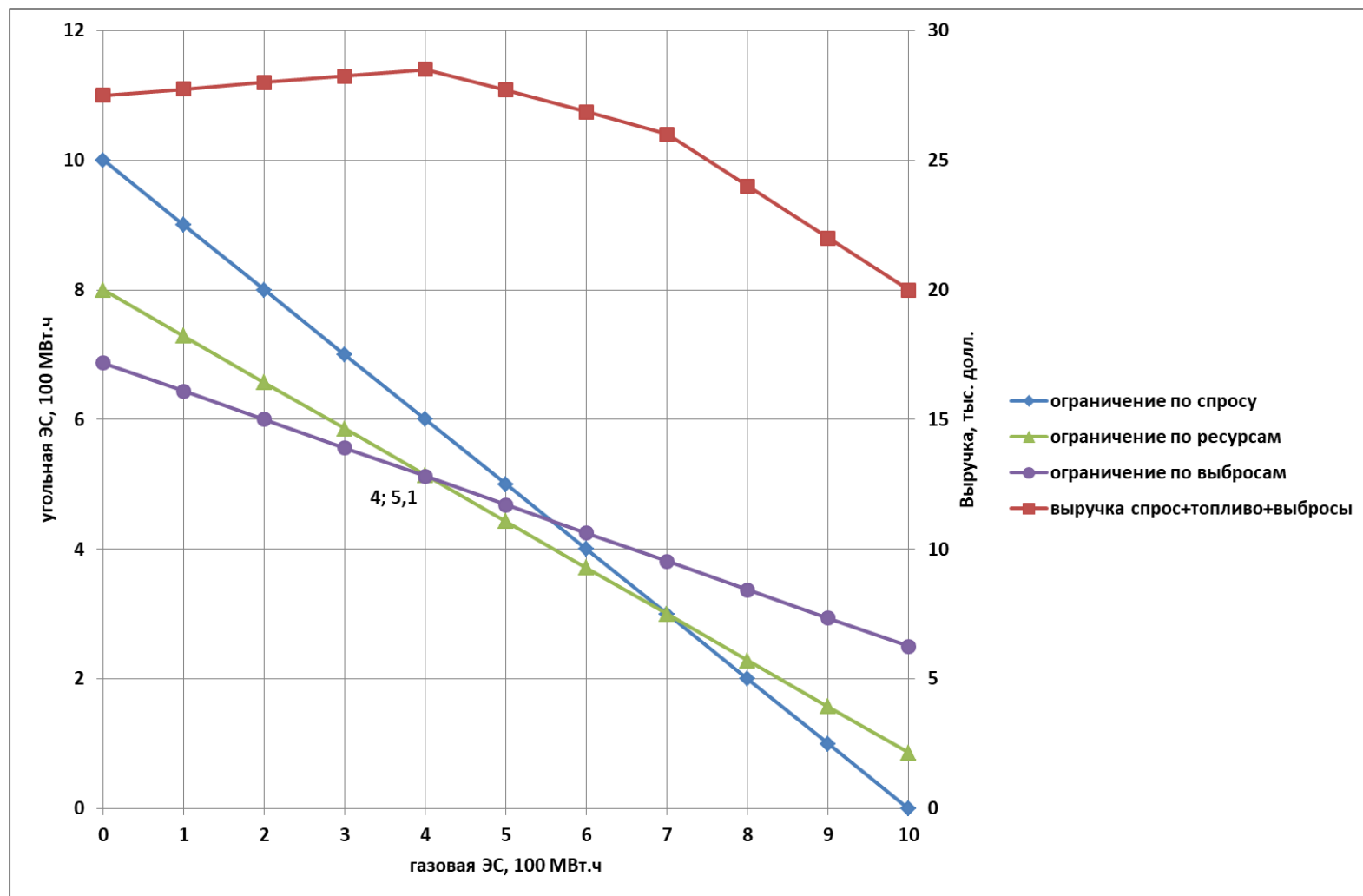
Пример решения (2 ограничения)

Добавляется ограничение по ресурсам топлива

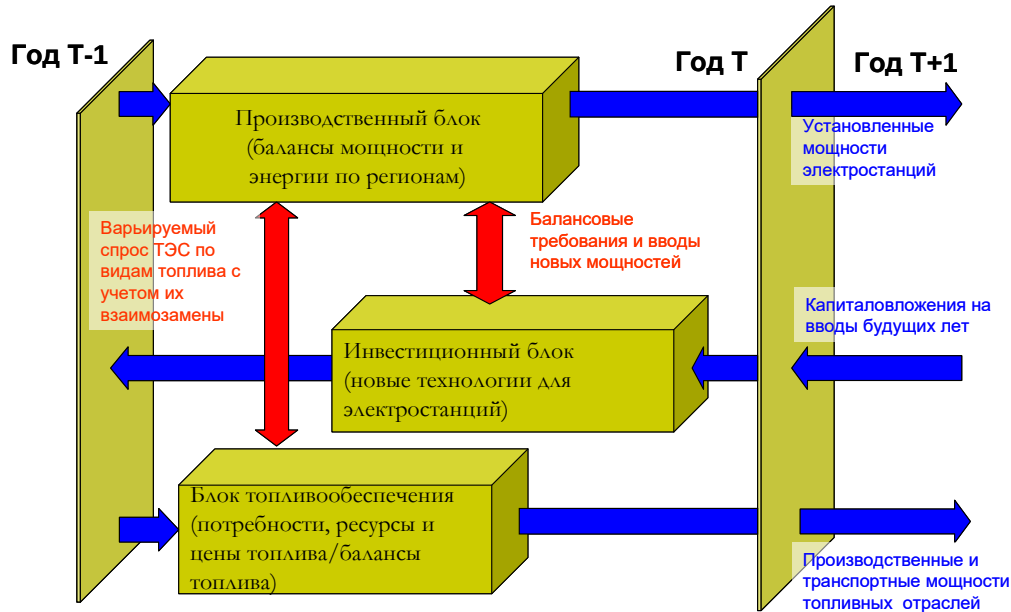


Пример решения (3 ограничения)

Добавляется ограничение по выбросам



Динамический характер и область оптимизации решений (модель развития электроэнергетики в ТЭКе EPOS)



Область оптимизации внутри электроэнергетики описывается множеством переменных с динамическими связями, характеризующим условия межтопливной конкуренции в оперативном и долгосрочном разрезе, а также конкуренции между разными типами генерирующих и сетевых мощностей

Система балансовых уравнений модели обеспечивает:

- представление отраслевых территориально-технологических связей по условиям балансов электроэнергии, мощности, централизованного тепла энергосистем и регионов
- представление межотраслевых связей с топливными отраслями через матрицу удельных расходов в балансах топлива с учетом спроса остальных потребителей и экспортных поставок
- расширенный (на 10-15 лет) временной горизонт для учета экономических эффектов «последствия» выбираемых инвестиционных решений в период планирования

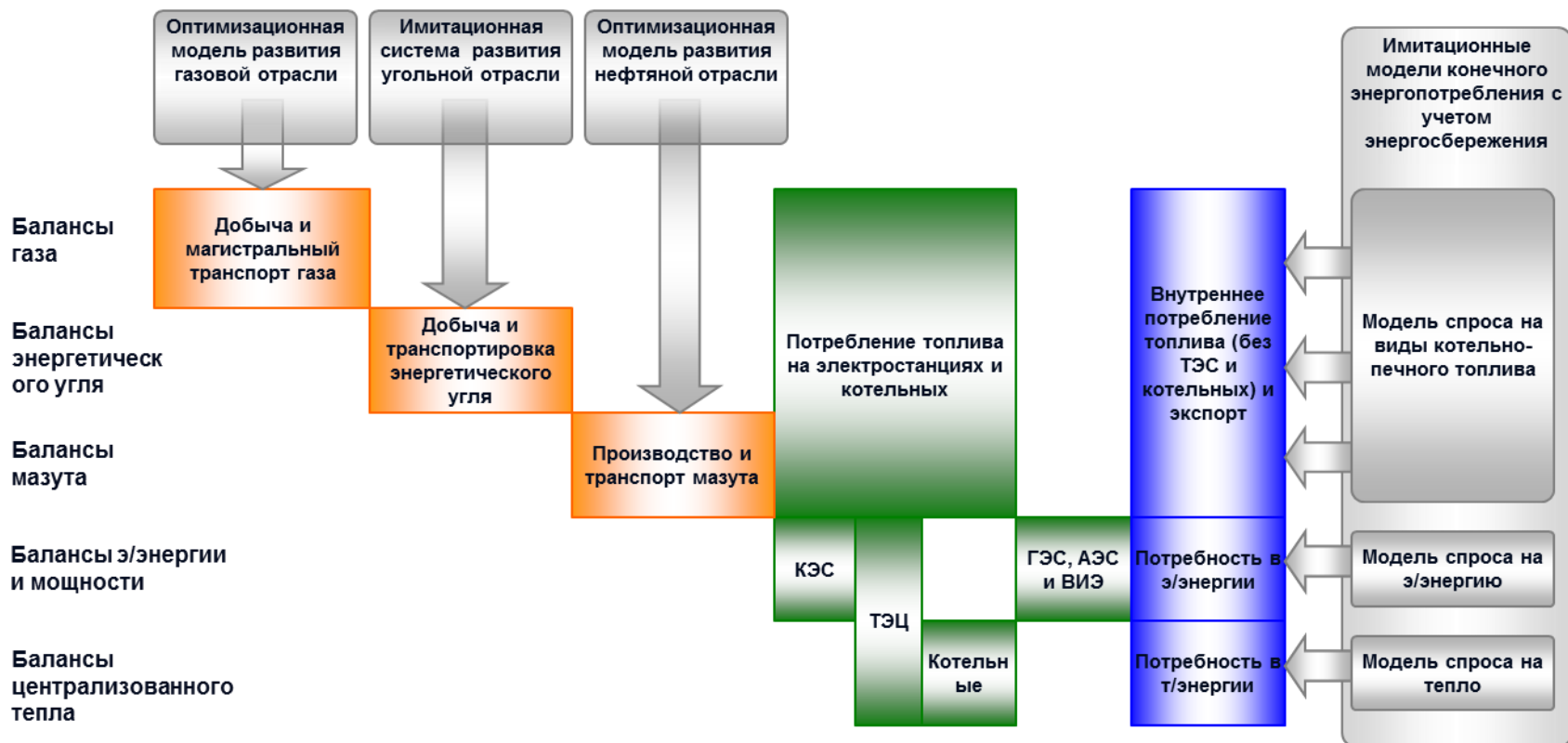
Целевая функция (критерий оптимальности) модели обеспечивает:

- поиск оптимального за период решения, исходя из требований общественной эффективности развития отрасли – минимума суммарных дисконтированных затрат на обеспечение спроса на электроэнергию и тепло

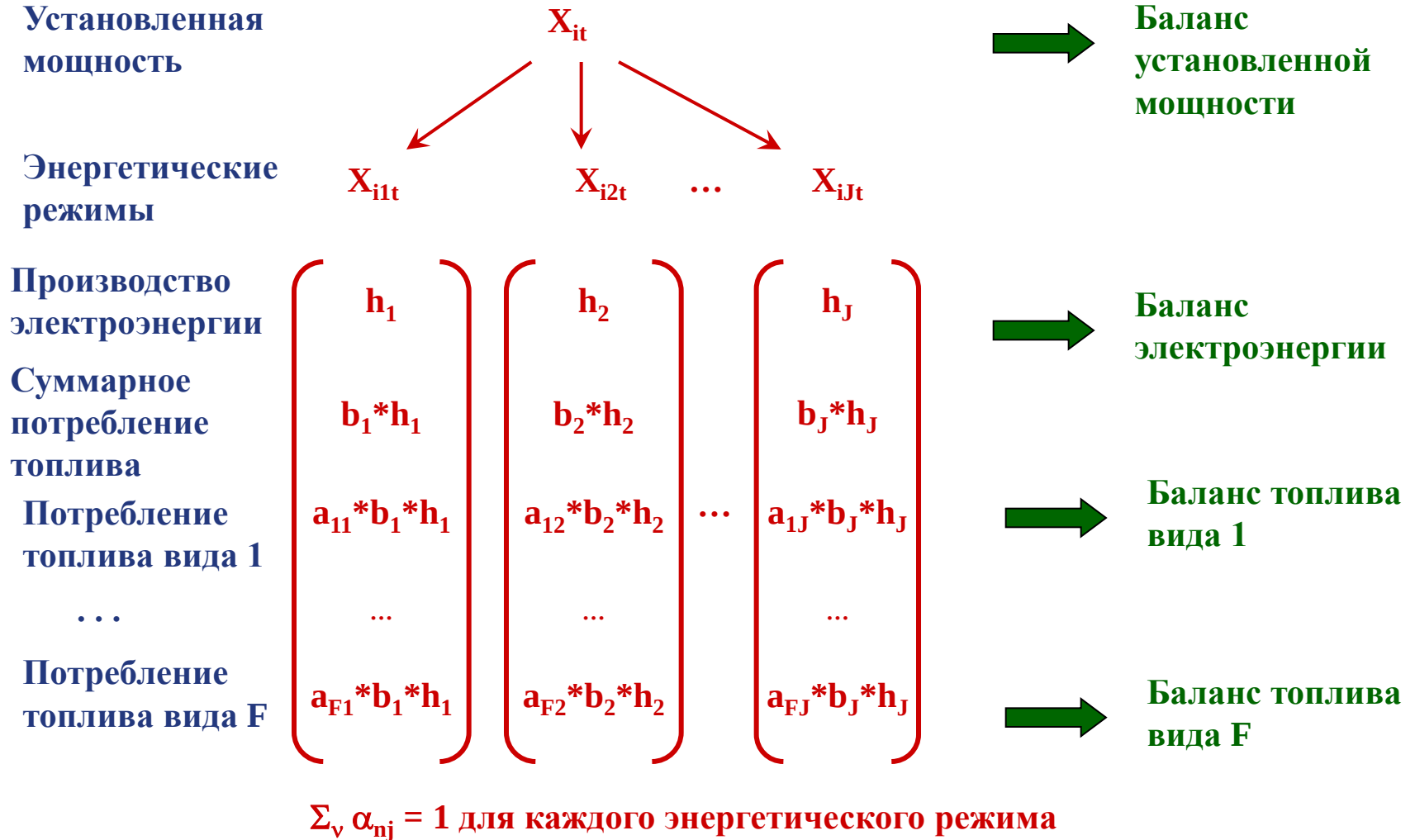
Особенности представления электроэнергии в оптимизационной модели (модель развития электроэнергетики в ТЭКе EPOS)

- ✓ Балансы мощности и энергии по 42 узлам внутри 7 ОЭС
- ✓ Балансы тепла в каждом субъекте РФ с выделением зоны действующих и новых источников и 10 типов населенных пунктов
- ✓ Балансы топлива по 15 видам (газ, мазут, угли основных бассейнов)
- ✓ Эквивалентное представление существующих межсистемных связей между ОЭС/узлами и возможности увеличения их пропускной способности
- ✓ Гибкая детализация генерации:
 - ✓ Отдельные электростанции (как минимум, общесистемные - ГЭС, КЭС, АЭС)
 - ✓ Агрегированные технологические группы (топливо, оборудование, состояние) для новых и действующих станций
- ✓ Индивидуальные технико-экономические показатели действующих ЭС на основе отчетных данных
- ✓ Варьирование годовых режимов работы (H_{min} , H_{max})
- ✓ Варьирование структуры топливопотребления (пропорции разных видов топлива)

Структура балансовых блоков модели



Условия для краткосрочной конкуренции в модели EPOS



Условия для долгосрочной конкуренции в модели EPOS

Динамика
действующих
объектов/технологий

$$X_{it+1} = X_{it} - \Delta X_{it,t+1}$$

Динамика новых и
реконструируемых
объектов/технологий

$$Y_{it+1} = Y_{it} + \Delta Y_{it,t+1}$$

Условие на прирост мощности
решений по реконструкции
объекта/технологии (i)

в следующий
период $[t, t+1]$

$$\sum_{k_i} \rho_{k_i} \cdot \Delta Y_{k_i t, t+1} \leq \Delta X_{it, t+1}$$

или

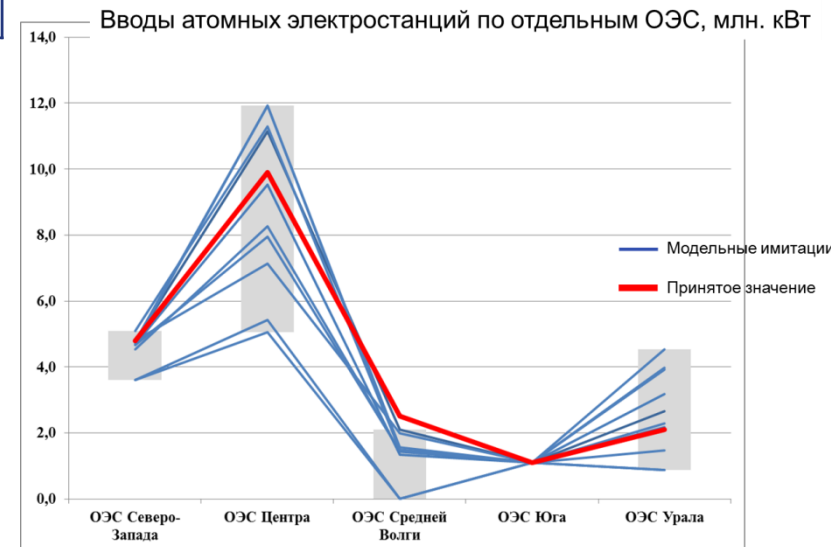
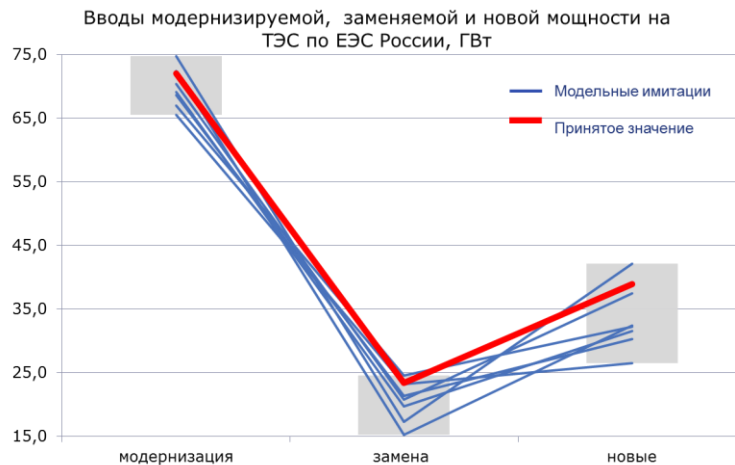
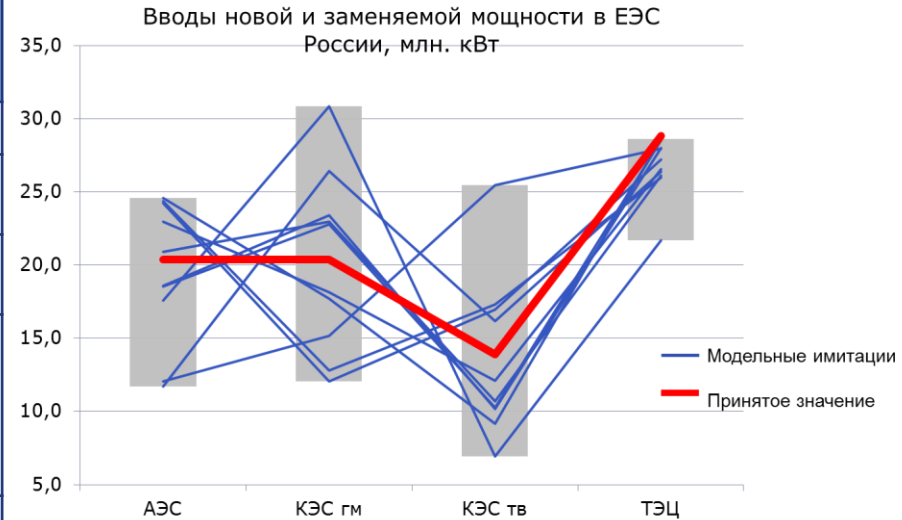
в целом

за период $[0, t]$

$$\sum_{\tau=1}^t \sum_{k_i} \rho_{k_i} \cdot Y_{k_i \tau} \leq \sum_{\tau=1}^t \Delta X_{i\tau-1, \tau} \leq (N_{i0} - N_{it})$$

Многовариантная оптимизация структуры генерирующих мощностей

Варьируемые факторы	Обновление действующих ТЭС	Развитие теплофикации	Развитие общесистемных электростанций (КЭС и АЭС)
Цены топлива	Цена газа $\Delta \pm 10\%$		
Стоимость строительства	Сарех замены на ПГУ $\Delta \pm 10-15\%$	Сарех новых ТЭЦ $\Delta \pm 10-15\%$	Сарех новых КЭС и АЭС $\Delta \pm 10-15\%$
Спрос	Электроэнергия $\Delta \pm 5-7\%$	Тепло $\Delta \pm 2-3\%$	Электроэнергия $\Delta \pm 5-7\%$
Другие факторы	меры стимулирования обновления (доля нового оборудования во вводах от 20% до 100%)	внедрение распределенной генерации - (замещение до 10% котельных на мини-ТЭЦ)	количество районов потенциального размещения новых АЭС и КЭС
Кол-во модельных вариантов	10	8	11



Прогноз динамики действующей мощности ТЭС. Экономическое сравнение типовых решений и стратегий обновления

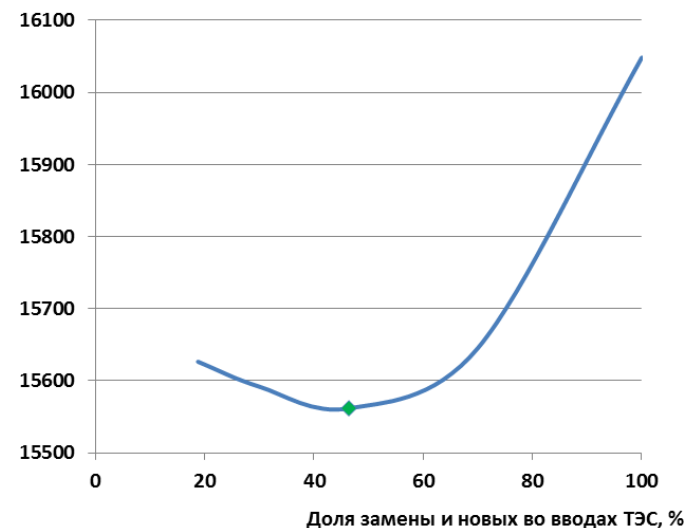
Стратегии обновления ТЭС

Стратегия обновления ТЭС	Капиталоемкость	Доля новых технологий во вводах ТЭС, %	Энергоэффективность (снижение УРУТ ТЭС к 2035 г.)
Только модернизация	Низкая	20%	Низкая (-6%)
Только замена	Высокая	45%	Высокая (-30%)
Смешанная	Средняя	100%	Средняя (-16%)

Изменение частных и интегральных критериев оценки «крайних» стратегий обновления ТЭС (относительно смешанной)

	Только модернизация	Только замена
Частные критерии:		
- изменение (экономия или прирост) годового расхода топлива в 2035 г., млн т у.т.	25	-28
- изменение (экономия или прирост) суммарных капиталовложений до 2035 г., млрд руб. 2013 г.	-1839	3358
Интегральный критерий – изменение дисконтированных затрат на функционирование (топливо, эксплуатация) и развитие (капиталовложения) электростанций, млрд. руб. 2013 г.	65	485

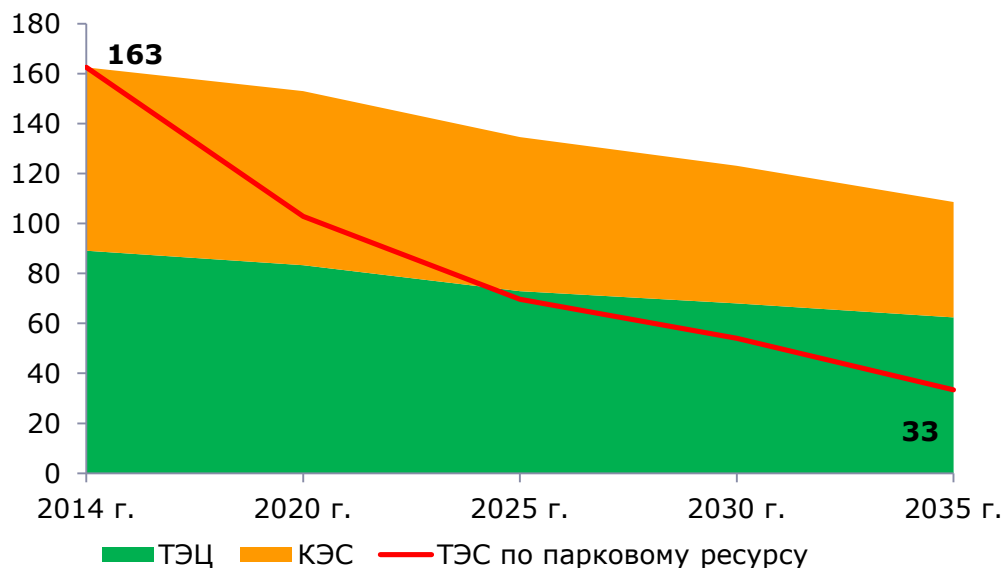
Изменение дисконтированных затрат на энергоснабжение при изменении масштабов замены на новое оборудование, млрд. руб



«Крайние» инвестиционные стратегии обновления ТЭС привлекательны по одному из частных критериев, но уступают смешанной стратегии по интегральному экономическому критерию. Это показывает на важность оптимизации масштабов решений по модернизации или замене оборудования на ТЭС

Прогноз динамики действующей мощности и обновления ТЭС

Динамика снижения установленной мощности действующих ТЭС, млн. кВт



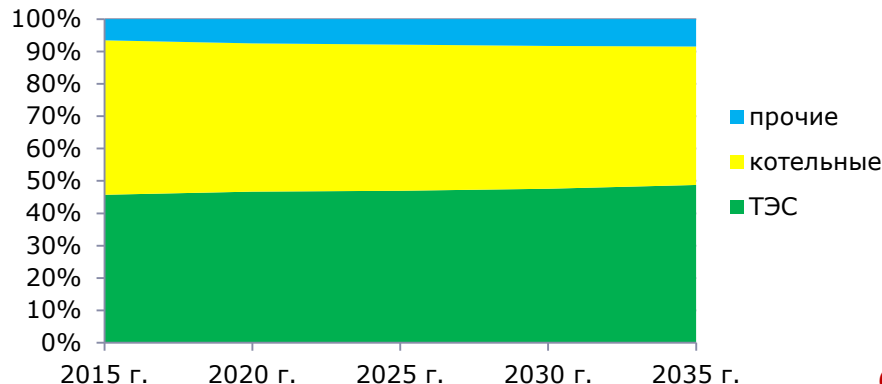
Структура решений по мощности, достигающей паркового ресурса, млн. кВт



Мощность действующих ТЭС, млн. кВт	2014 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.
ТЭС всего	89,1	83,3	72,9	68,0	62,4
газотепловые	56,4	53,8	47,0	40,4	35,7
угольные	32,8	30,3	25,9	27,6	26,7
КЭС всего	73,4	69,7	61,7	55,1	46,2
газотепловые	49,1	48,0	42,0	35,6	28,1
угольные	24,4	21,7	19,8	19,5	18,1
Всего мощность действующих ТЭС	162,6	153,0	134,6	123,1	108,6

Прогноз динамики ТЭЦ. Общие тенденции развития теплофикации

Структура производства централизованного тепла



Факторы, определяющие динамику ТЭЦ:

- ✓ Медленный рост спроса на ЦТ
- ✓ Эффективная конкуренция ТЭЦ на газе с раздельной схемой для новых тепловых нагрузок
- ✓ Эффективность ко-генерации на газе, в т.ч. малых ТЭЦ до 25 МВт
- ✓ Низкая эффективность развития новых ТЭЦ на угле

Объемы и технологическая структура ТЭЦ в рамках Генсхемы должны быть уточнены в схемах теплоснабжения населенных пунктов

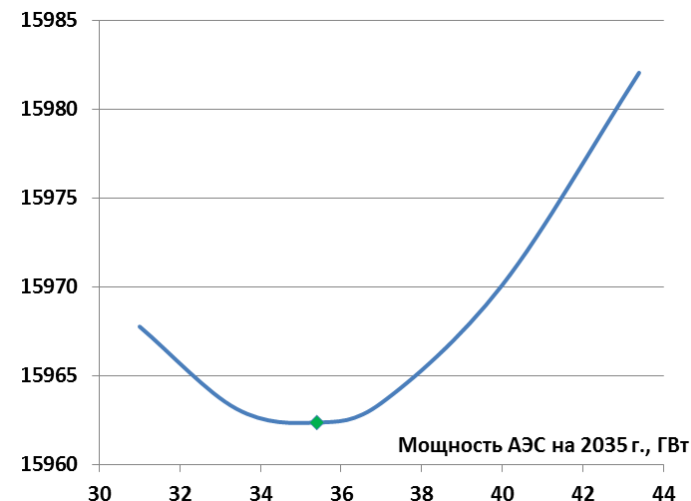
Установленная мощность ТЭЦ, млн.кВт	2014 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.
ЕЭС России – всего, в т. ч.:	89,1	89,4	89,6	88,4	92,4	96,5
Европейская часть ЕЭС – всего, в т. ч.:	66,3	66,6	66,3	64,4	67,6	71,8
ОЭС Северо-Запада	10,3	10,2	10,0	10,0	10,5	11,1
ОЭС Центра	21,1	21,6	21,0	21,1	21,9	23,3
ОЭС Юга	4,7	4,9	5,5	5,8	6,3	7,2
ОЭС Средней Волги	13,4	13,3	13,2	12,2	12,8	13,1
ОЭС Урала	16,8	16,6	16,6	15,4	16,1	17,1
ОЭС Сибири	16,7	16,6	16,3	15,0	15,5	15,2
ОЭС Востока	3,7	3,9	4,5	7,0	7,3	7,3
Изолированные узлы	2,4	2,4	2,5	2,1	2,1	2,2

Прогноз динамики новых общесистемных станций. Экономическое сравнение типовых решений и стратегий развития ТЭС и АЭС

Стратегии развития АЭС

Стратегия АЭС	Содержание	Мощность АЭС к 2035 г., млн кВт
Минимальная	Только замещение блоков на действующих АЭС	31
Максимальная	Вводы по Дорожной карте Росатома	43,4
Средняя	Замещение и новые АЭС по балансовым условиям	35,4

Изменение дисконтированных затрат на энергоснабжение при изменении масштабов развития АЭС, млрд. руб



Изменение частных и интегральных критериев оценки «крайних» стратегий развития АЭС (относительно средней)

	Минимальная	Максимальная
Частные критерии:		
- изменение (экономия или прирост) годового расхода топлива в 2035 г., млн т у.т.	9	-15
- изменение (экономия или прирост) суммарных капиталовложений до 2035 г., млрд руб. 2013 г.	-89	244
Интегральный критерий – изменение дисконтированных затрат на функционирование (топливо, эксплуатация) и развитие (капиталовложения) электростанций, млрд. руб. 2013 г.	7	20

«Крайние» инвестиционные стратегии развития АЭС также привлекательны по одному из частных критериев, но уступают средней стратегии по интегральному экономическому критерию. Это показывает необходимость вариантной оптимизации масштабов развития АЭС при выборе структуры генерации в ЕЭС России

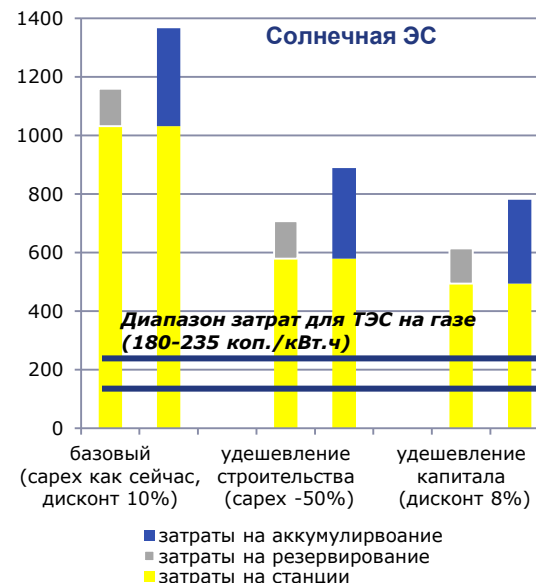
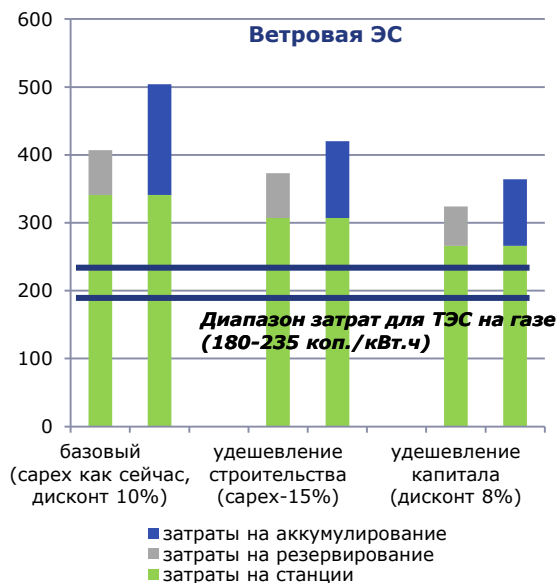
Экономическая оценка возможностей развития ВИЭ

Технологии на базе ВИЭ во многих странах мира рассматриваются в качестве важного инструмента для повышения энергетической безопасности, энергоэффективности и экологичности электроэнергетики.

Экономическая оценка ВИЭ в ЕЭС России учитывает дополнительные затраты на интеграцию:

- резервирование нестабильной выработки за счет газовых турбин или комбинация ВИЭ с накопителями, обеспечивающими управляемый режим выдачи их мощности в сеть.

Удельные дисконтированные затраты на производство электроэнергии на ВИЭ- электростанциях, коп./кВт.ч

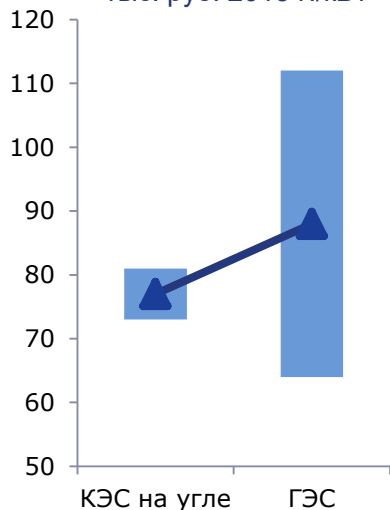


Оценка эффектов дополнительного ввода до 4 ГВт ВИЭ (+1 ГВт/пятилетие), млрд рублей 2013 г.

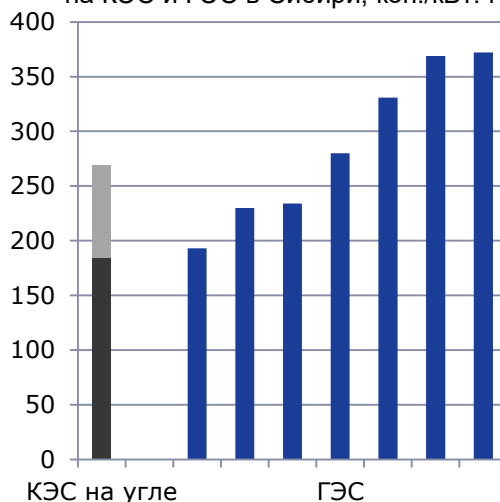
	2015-2035 гг.	2036-2050 гг.	Всего до 2050 г.
Дополнительные капиталовложения на ввод ВИЭ-электростанций и резервных/аккумулирующих мощностей	308,8	-	308,8
Дополнительные условно-постоянные затраты ВИЭ-электростанций и поддержание резервных/аккумулирующих мощностей	61,9	82,6	144,6
Экономия топливных затрат за счет замещения выработки ТЭС	-61,9	-86,4	-148,3
Сальдо дополнительных затрат (+) и экономии (-)	308,8	-3,7	305,1
То же, дисконтированным итогом	111,8	-0,3	111,4

Экономическая оценка условий развития гидроэнергетики

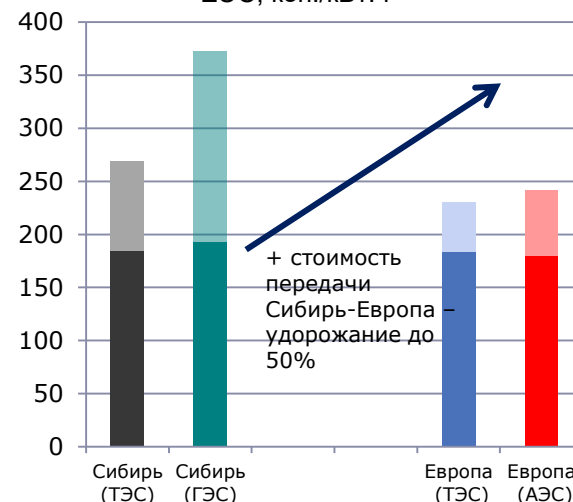
Сравнительная капиталоемкость вводов ГЭС и КЭС на угле (Сибирь), тыс. руб. 2013 г./кВт



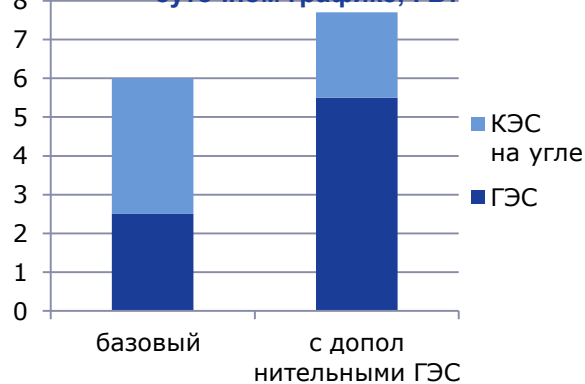
Удельные дисконтированные затраты на производство электроэнергии на КЭС и ГЭС в Сибири, коп./кВт.ч



Сравнение стоимости производства на новых ГЭС и ТЭС в Сибири и Европейской части ЕЭС, коп./кВт.ч



Варианты вводов мощности новых ГЭС и ТЭС в Сибири с учетом балансовых условий использования мощности ГЭС в суточном графике, ГВт

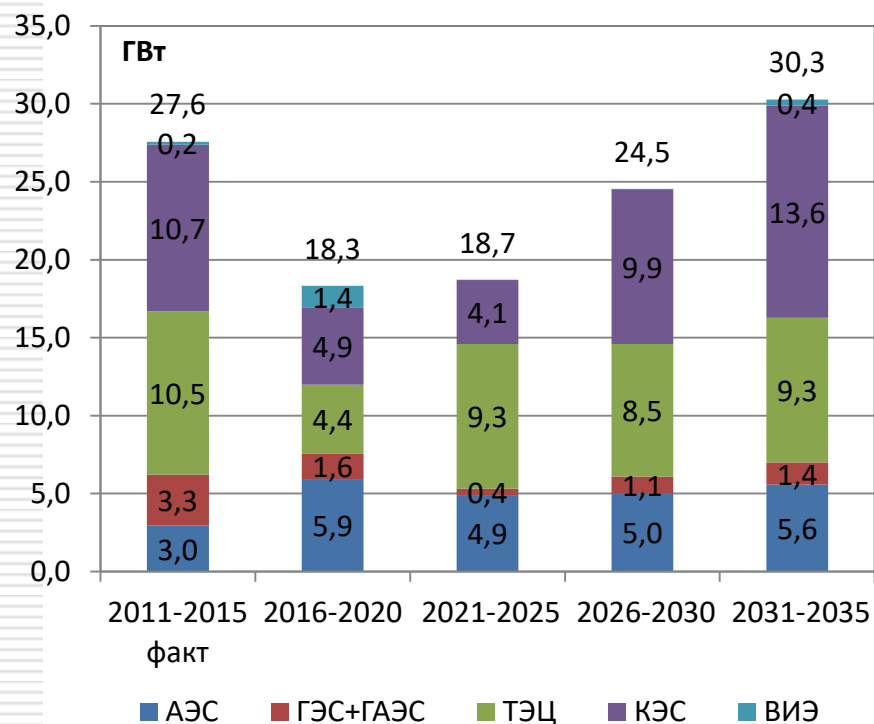


Оценка эффектов дополнительного ввода до 3 ГВт ГЭС в Сибири, млрд рублей 2013 г.

	2015-2035 гг.	2036-2050 гг.	Всего до 2050 г.
Изменение капиталовложений с учетом ввода ГЭС и замещения части новых угольных ТЭС	164		164
Дополнительные условно-постоянные затраты	-3	-5	-8
Экономия топливных затрат за счет замещения выработки угольных ТЭС	-49	-99	-148
Сальдо дополнительных затрат (+) и экономии (-)	112	-104	8
То же, дисконтированным итогом	43	-15	28

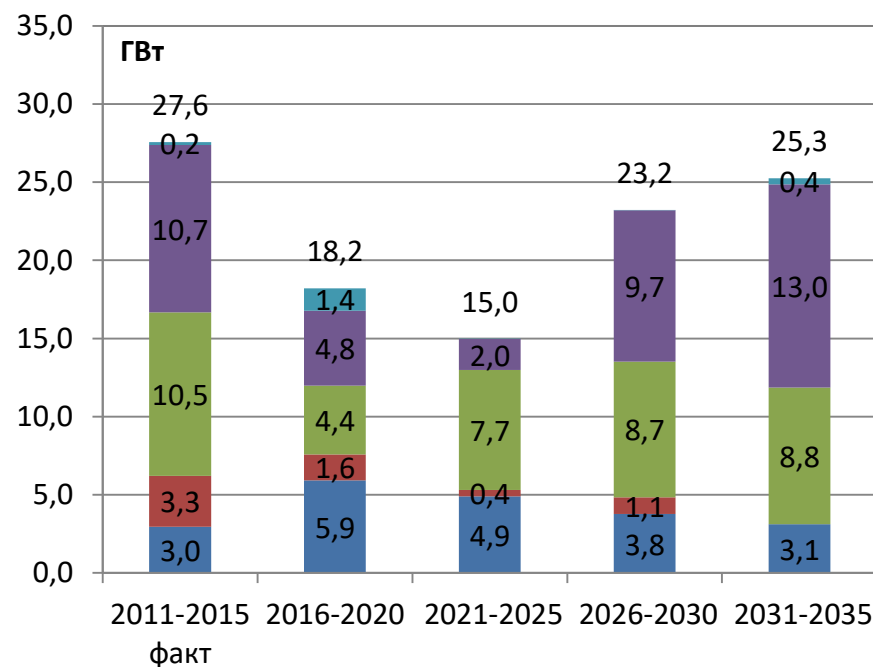
Инвестиционная программа отрасли: вводы мощностей

Консервативный вариант



Всего за период 2016-2035 гг.
предусматривается ввод 91,8 ГВт

Кризисный вариант



Всего за период 2016-2035 гг.
предусматривается ввод 81,6 ГВт

Характеристика вариантов рациональной структуры мощностей

	2014 г.	Консервативный вариант					Кризисный вариант			
		2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.		2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.
Централизованная зона электроснабжения России	240,2	251,2	247,0	256,5	270,5		251,1	243,2	251,3	260,0
АЭС	26,4	30,7	31,0	32,0	35,3		30,7	31,0	30,7	31,5
ГЭС и ГАЭС	50,4	52,4	53,0	54,2	55,8		52,4	53,0	54,2	54,4
ВИЭ	0,8	2,4	2,4	2,4	2,8		2,4	2,4	2,4	2,8
ТЭС-всего	162,6	165,8	160,7	167,9	176,7		165,6	156,9	164,0	171,3
теплофикационные	89,1	89,6	88,4	92,4	96,5		89,6	86,8	91,0	94,3
конденсационные	72,9	75,7	71,8	75,0	79,7		75,6	69,5	72,5	76,6
Структура установленной мощности всего, %%	100	100	100	100	100		100,0	100,0	100,1	100,0
АЭС	11	12,2	12,5	12,5	13		12,2	12,7	12,2	12,1
ГЭС и ГАЭС	21	20,9	21,4	21,1	20,6		20,9	21,8	21,6	20,9
ВИЭ	0,3	0,9	1	0,9	1		0,9	1,0	1,0	1,1
ТЭС-всего	67,7	66	65,1	65,5	65,4		66,0	64,5	65,3	65,9
теплофикационные	37,1	35,7	35,8	36	35,7		35,7	35,7	36,2	36,3
конденсационные	30,4	30,1	29	29,2	29,5		30,1	28,6	28,8	29,4

Походы к обоснованию районов размещения объектов электроэнергетики

Принципы выбора мест размещения электростанций

Для каждого варианта размещения электростанций учитываются:

- ❖ Существующий уровень дефицита мощности в рассматриваемой энергосистеме и в соседних энергосистемах и балансовая оценка его изменения в перспективе.
- ❖ Состав альтернативных вариантов обеспечения балансовых требований:
 - за счет ввода генерирующей мощности в самой энергосистеме;
 - за счет дополнительного получения мощности из избыточной энергосистемы при сооружении новой электрической связи;
 - за счет получения мощности из другой энергосистемы, где возможен более дешевый вариант размещения с передачей по существующей электрической связи (в ряде случаев целесообразно рассмотреть и вариант, предусматривающей и новую электрическую связь);
 - смешанные варианты за счет ввода собственной генерирующей мощности и сетевых решений, обеспечивающих дополнительное получение мощности из других энергосистем.

Принципы выбора мест размещения электростанций

Для каждого варианта размещения электростанций учитываются:

- ❖ Ограничения по минимальному и/или максимальному объему и срокам вводимой генерирующей мощности, обусловленные:
 - наличием территориальных площадок для размещения: как существующих (с возможностью их расширения) и перспективных (с учетом степени их подготовленности), а также уровня проектной готовности по данным площадкам;
 - предельной мощностью объектов, размещаемых на данных площадках, в том числе с учетом ограничений по землеотводу, водоснабжению, топливной инфраструктуре, экологическим требованиям и проч.;
 - единичной мощностью вводимых блоков, очередностью и темпами ввода, в том числе с учетом ограничений по строительству, поставке, монтажу и наладке оборудования

Схема обоснования районов размещения новых объектов генерации

Балансовый прогноз роста дефицита мощности

Альтернативные варианты обеспечения прогнозного дефицита мощности

Новые площадки

Расширение на
действующих
площадках

Другие типы
генерации

Сетевые решения

Укрупненная оценка затрат на выдачу мощности

Оценка сопоставимости по влиянию на балансовую надежность

Экономическое сопоставление по LCOE

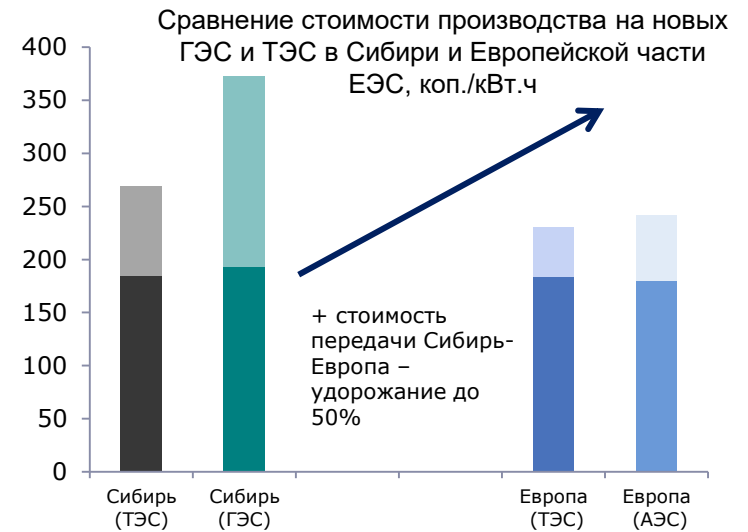
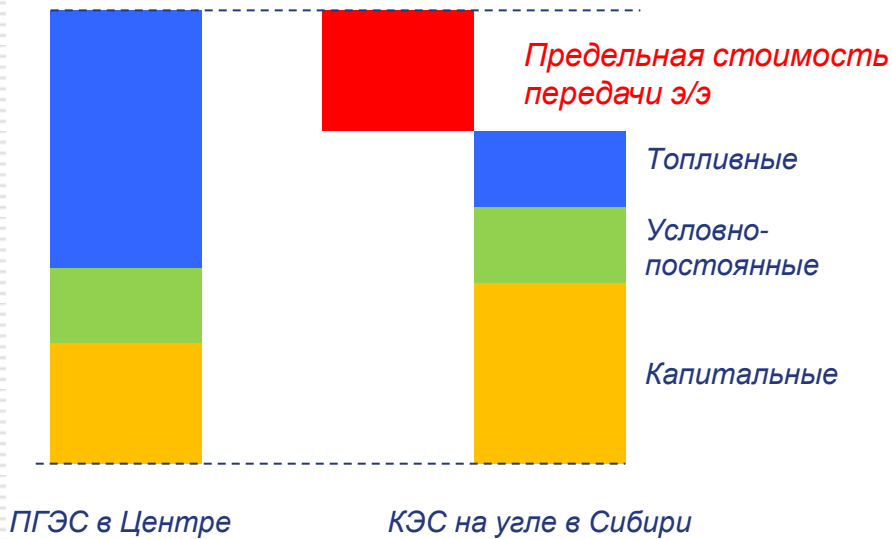
Оценка влияния на рынок электроэнергии

Принципы выбора мест размещения электростанций

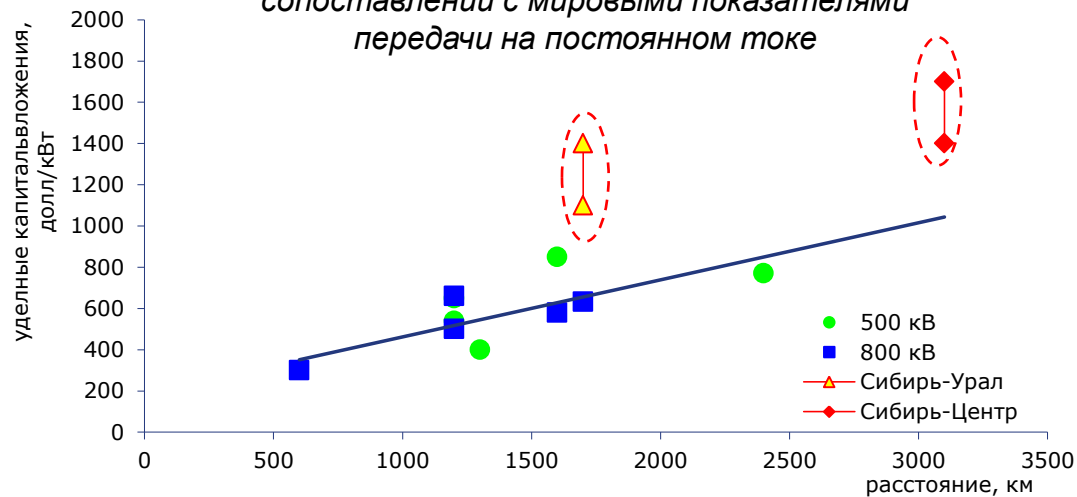
Для всех вариантов размещения электростанций выполняется:

- ❖ Экономическое сравнение альтернативных вариантов энергоснабжения за счет строительства электростанций и/или сетевых объектов. При этом для каждого из рассматриваемых вариантов обеспечения балансовых требований оцениваются:
 - общая стоимость строительства новой генерирующей мощности, сетевых решений по ее выдаче, а также решений по усилению межсистемных связей в случае необходимости передачи мощности между энергосистемами;
 - удельные дисконтированные (LCOE) затраты (с учетом капитальных и эксплуатационных затрат генерирующих и сетевых мощностей, вводимых по каждому варианту)
 - влияние на конъюнктуру зоны/узла оптового рынка (изменение КИУМ конкурентов и спотовых цен)

Оценка комплексных проектов производства и передачи электроэнергии (энергомосты)

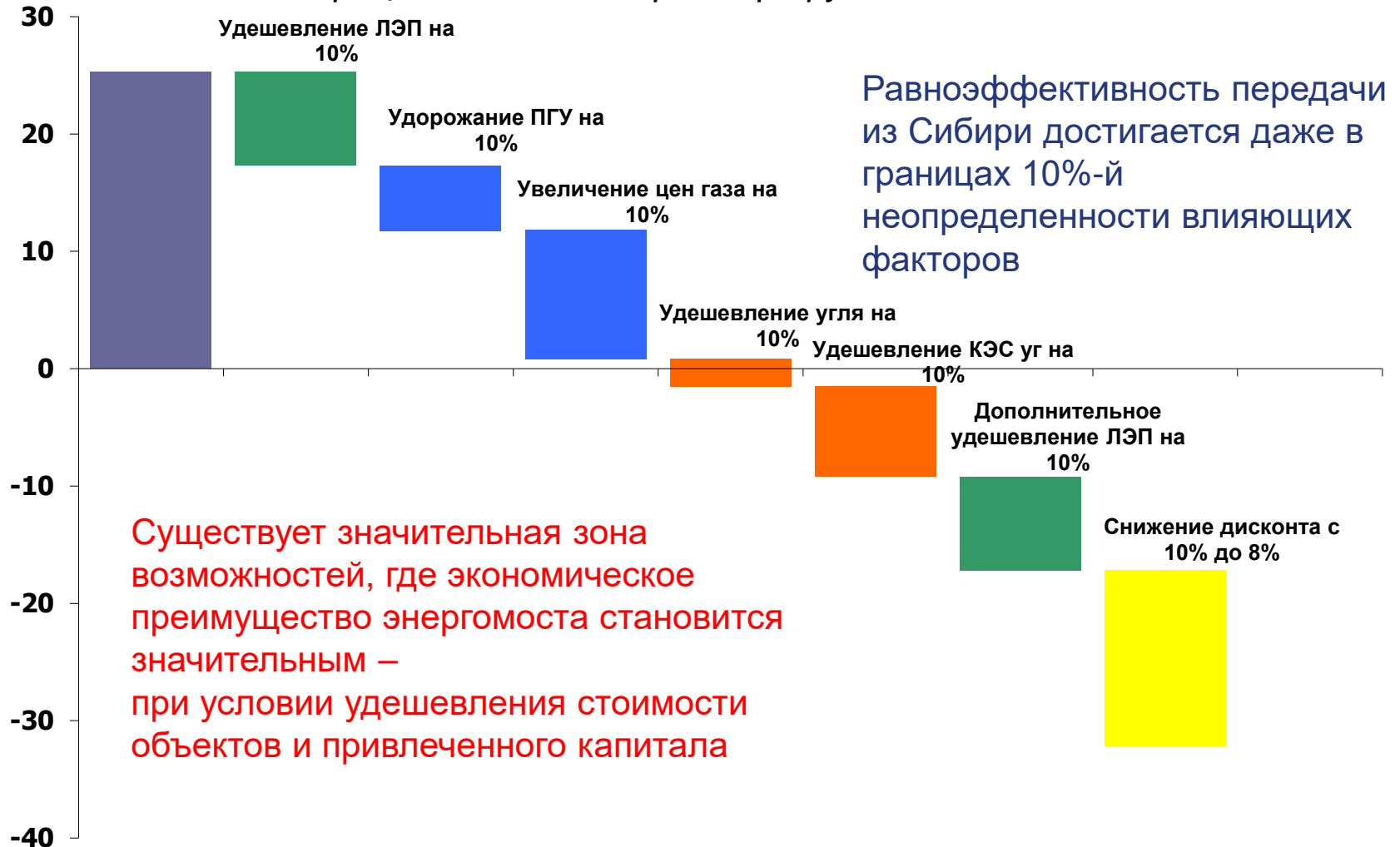


Удельная стоимость ЛЭП Сибирь-Центр/Урал в сопоставлении с мировыми показателями передачи на постоянном токе



Оценка комплексных проектов производства и передачи электроэнергии (энергомосты)

Дисконтированный эффект энергомоста Сибирь-Центр при замещении газовой генерации в ОЭС Центра, млрд руб 2010 г.



Оценка экономических условий для экспорта электроэнергии в Китай

Предельная стоимость ВЛ для экспорта в Китай от новых угольных КЭС Восточной Сибири, тыс. руб. 2010 г./кВт

	«Дешевые» КЭС на угле		«Дорогие» КЭС на угле	
	Дисконт 8%	Дисконт 10%	Дисконт 8%	Дисконт 10%
Типовые удельные капиталовложения в ЛЭП	30-45			
Благоприятные ценовые условия для экспорта				
Новая КЭС на угле (СК,24 МПа)	43,5	27,6	34,4	19,1
Новая КЭС на угле (ССК,30 МПа)	38,9	23,1	29,3	14,1
Неблагоприятные ценовые условия для экспорта				
Новая КЭС на угле (СК,24 МПа)	15,0	3,8	5,9	-
Новая КЭС на угле (ССК,30 МПа)	10,5	-	0,9	-

Институт энергетических исследований РАН (ИНЭИ РАН)

www.eriras.ru

Федор Веселов, к.э.н., зам. директора

info@eriras.ru, erifedor@mail.ru

Спасибо за внимание!