



Влияние условий углеродного регулирования на изменение технологической структуры в производстве электроэнергии и тепла: темпы и стоимость адаптации

**Веселов Федор, к.э.н.
Хоршев Андрей, к.э.н.**

Школа молодых ученых «Приоритеты научно-технологического развития энергетики России»

Москва, октябрь 2023 г.



Декарбонизация в электроэнергетике: спектр возможностей

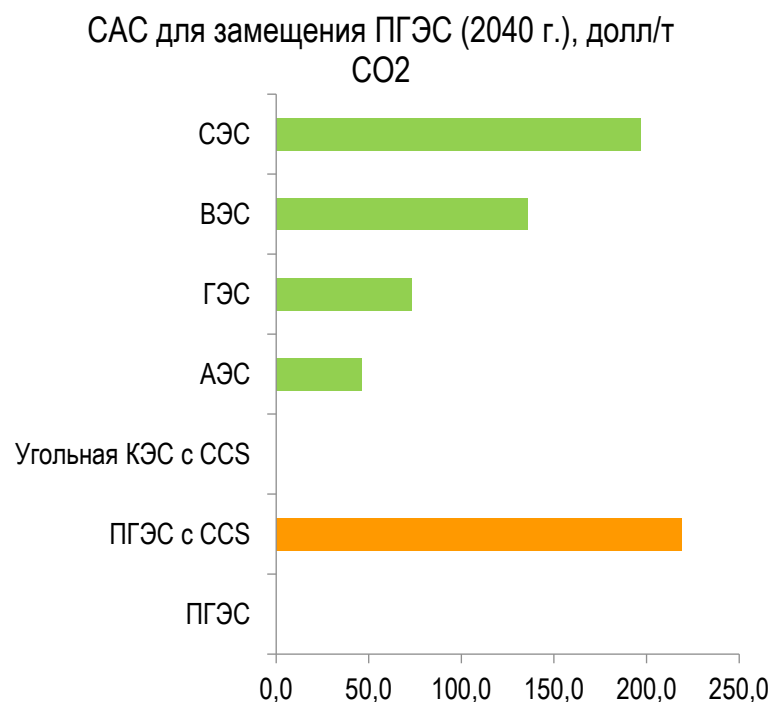
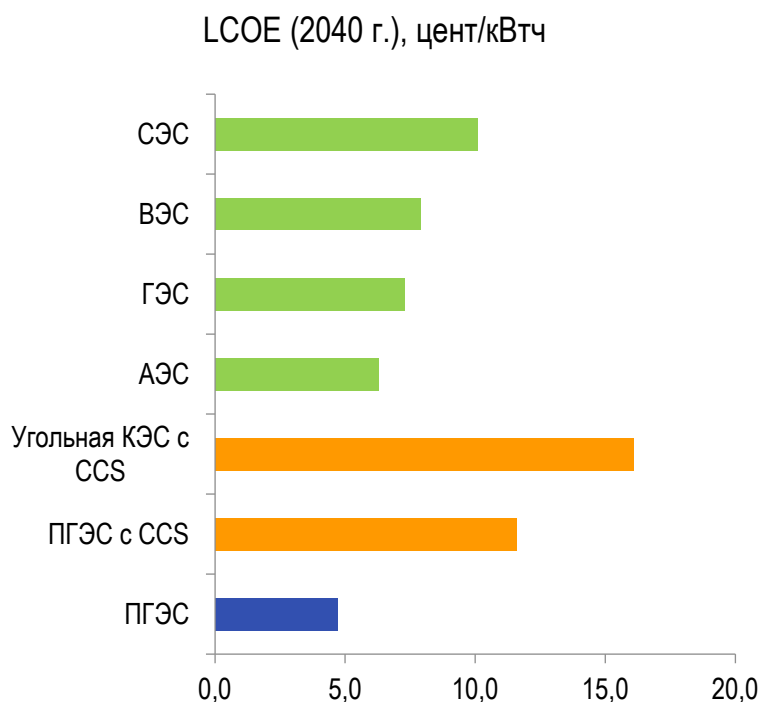
- Электроэнергетика обладает широчайшими технологическими возможностями для снижения выбросов CO₂ за счет:
 - Замещения топлива безуглеродными ресурсами (АЭС, ГЭС, ВИЭ)
 - Повышения эффективности использования топлива (ПГУ, ТЭЦ)
 - Улавливания CO₂ при сжигании топлива на электростанциях (CCS)

Технология	Удельные кап.вложения, раз отн. ПГЭС	КИУМ, %	Расход э/э на собств. нужды, %	Снижение выбросов CO ₂ в год (млн т CO ₂) при замещении		
				Угольной ТЭС	Газомазутной паротурбинной ТЭС	ПГЭС
ПГЭС	1,0	80%	3	4,7	1,2	-
ПГЭС с CCS	2,0	80%	11	7,0	3,5	2,3
Угольная КЭС с CCS	3,1	80%	17	6,6	3,1	1,9
АЭС	2,7	85%	5,5	7,8	4,0	2,8
ГЭС	2,3	45%	1	4,1	2,1	1,5
ВЭС	1,3	25%	0,5	2,3	1,2	0,8
СЭС	0,9	15%	0,5	1,4	0,7	0,5

- Однако энерготехнологии имеют очень разные экономические и энергетические характеристики, а также обеспечивают кратно различное снижение выбросов ПГ при замещении ТЭС. Выбор наилучшей комбинации – сложная научная задача

Декарбонизация в электроэнергетике: оценка затрат

- Технологии существенно различаются по итоговой стоимости производства электроэнергии (LCOE) и стоимости «избегаемых» выбросов (carbon avoided cost), при которых LCOE замещающей и замещаемой технологий сравниваются



$$CAC = \frac{LCOE_{\text{альт}} - LCOE_{\text{баз}}}{E_{\text{альт}}^{CO_2} - E_{\text{баз}}^{CO_2}}$$

- Значения LCOE меняются в динамике с учетом изменения (улучшения) технико-экономических показателей технологий, а также цен топлива
- Значения CAC существенно зависят от выбора замещаемой технологии (газовая или угольная ТЭС)

Декарбонизация в электроэнергетике: системные и межотраслевые эффекты

Тип технологии	Сопутствующие выбросы CO ₂ при ее применении	Специальные меры при интеграции в энергосистему	Влияние на топливные отрасли
ПГЭС	Снижаются, но остаются существенными	Нет	Сохраняется или даже растет спрос на газ, снижается спрос на уголь
Технологии улавливания CO₂ (CCS)	Остаются, но вкратно меньшем объеме (улавливание 90%)	Нет	Сохраняется или растет спрос на газ и уголь
АЭС	Нет	При масштабном росте – могут потребоваться дополнительные пиковые и аккумулирующие мощности для расширения регулировочного диапазона	Снижается спрос на газ и уголь
ГЭС	Нет	Нет	Снижается спрос на газ и уголь
ВИЭ-электростанции (ВЭС, СЭС)	Нет	Дополнительные резервирующие мощности Дополнительные аккумулирующие мощности Дополнительные электросетевые мощности (сверх подключения)	Снижается спрос на газ и уголь

Модель развития электроэнергетики EPOS (2021 год)

Критерий оптимальности: минимум стоимости энергоснабжения экономики (суммарных дисконтированных затрат) за рассматриваемый период и с учетом затрат последствия принимаемых решений в течение еще 15 лет

- балансы необходимой мощности на час годового максимума нагрузки и балансы рабочей мощности для часа минимума нагрузки зимнего рабочего дня по энергозонам, позволяющие обеспечить требования по надежному функционированию ЕЭС России, включая нормативный уровень резерва мощности и достаточный регулировочный диапазон генерирующей мощности

- годовые балансы электроэнергии по энергозонам с выделением уровня распределительной сети для оптимизации эффективных объемов распределенной генерации, соответствующей условиям сетевого паритета с учетом тарифов на передачу электроэнергии

- годовые балансы отпуска тепла от электростанций в каждом субъекте РФ, дифференцированные по группам потребителей тепла для оптимизации эффективных масштабов и направлений теплофикации

- годовые балансы по видам топлива для электростанций, увязывающие объемы производства по основным топливным базам, агрегированные транспортные потоки (сетевые для газа и радиальные для видов угля и мазута), оптимизируемые в модели объемы потребления на электростанциях и экзогенно задаваемые прогнозы спроса остальных внутренних потребителей и динамику экспорта

Ограничения на годовые объемы эмиссии CO₂ от электростанций

Модель развития электроэнергетики EPOS (2021 год)

Критерий оптимальности: минимум стоимости энергоснабжения экономики (суммарных дисконтированных затрат) за рассматриваемый период и с учетом затрат последствий принимаемых решений в течение еще 15 лет

- балансы необходимой мощности на час годового максимума нагрузки и балансы рабочей мощности для часа минимума нагрузки зимнего рабочего дня по энергозонам, обеспечивающие требования по надежному функционированию ЕЭС России, включая нормативный уровень резерва и достаточный регулировочный диапазон генерирующей мощности

Оптимизация расхода электроэнергии и потребности в мощности на обеспечение собственных нужд электростанций и котельных

- годовые балансы электроэнергии по энергозонам с выделением уровня распределительной сети для оптимизации эффективных объемов распределенной генерации, соответствующей условиям сетевого паритета с учетом тарифов на передачу электроэнергии

- годовые балансы централизованного тепла в каждом субъекте РФ, дифференцированные по группам потребителей тепла для оптимизации эффективных масштабов развития ТЭЦ (включая АТЭЦ), котельных на органическом топливе и электрокотельных

- годовые балансы по видам топлива для электростанций, увязывающие объемы производства по основным топливным базам, агрегированные транспортные потоки (сетевые для газа и радиальные для видов угля и мазута), оптимизируемые в модели объемы потребления на электростанциях и экзогенно задаваемые прогнозы спроса остальных внутренних потребителей и динамику экспорта

Ограничения на годовые объемы эмиссии CO₂ от электростанций

- Ограничения на объемы выбросов (квоты): в целом для сектора электро- теплоснабжения или отдельно для электростанций и котельных
- Целевая динамика углеродной интенсивности производства электроэнергии (отдельно –тепла)

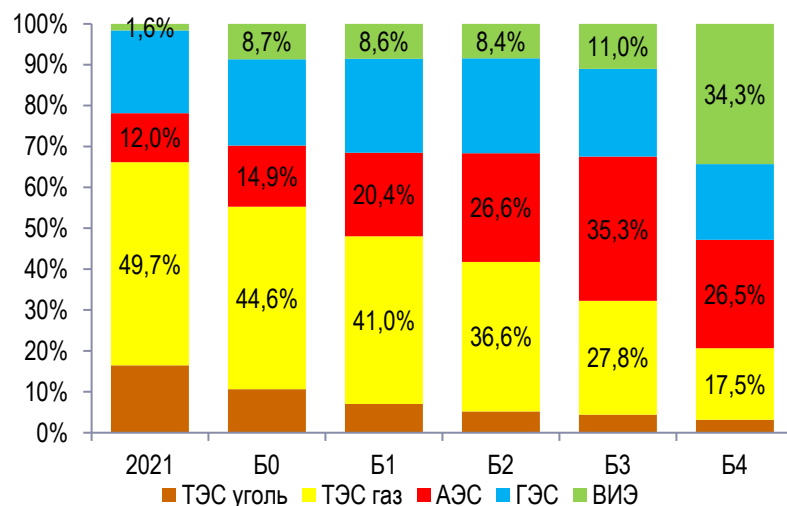
Выбор модельных сценариев

- Принятая в 2021 году Стратегия социально-экономического развития с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года (СНУР-2050) предполагает к 2050 году:
 - снижение объема реальных выбросов ПГ на **13,6%** отн. уровня 2019 г.
 - снижение нетто-выбросов на 60% за счет увеличения объемов поглощения ПГ экосистемами в 2,2 раза
- Если заявленная динамика поглощения не будет достигнута, потребуется более существенное снижение реальных выбросов ПГ
 - при сохранении поглощения на уровне 2019 г. в 2050 г. они должны снизиться на **45%**
- В электроэнергетике в период до 2030 года выбросы ПГ будут расти с учетом совокупности факторов:
 - продолжающийся рост спроса
 - ограниченный объем вводов АЭС и ГЭС, а также ВИЭ-электростанций
 - вывод из эксплуатации ряда блоков АЭС
 - масштабная программа модернизации действующих ТЭС с сохранением прежней тепловой экономичности
 - отложенные планы по переходу на ПГУ в условиях ухода внешних поставщиков и сроков массового появления российских ГТУ
- Однако к 2040 году можно рассматривать широкий диапазон вариантов с целевым снижением выбросов (в % к уровню 2019 г.)

Варианты	2035 г.	2040 г.	2045 г.	2050 г.
Базовый (Б0) – без квотирования выбросов	108	106	103	102
Б1 (СНУР-2050)	-	100	94	86
Б2 (-25% в 2050)	-	95	87	75
Б3 (-40% в 2050)	97	90	76	60
Б4 (-50% в 2050)	97	78	62	50

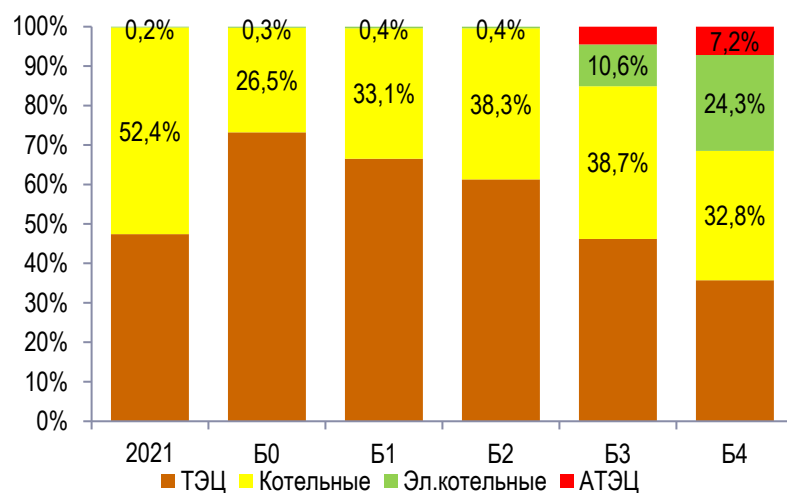
Сценарии изменения в структуре мощностей при целевом ограничении объемов эмиссии ПГ

Структура генерирующей мощности в ЕЭС России в 2050 г.



Показатели 2050 года	Б0	Б1	Б2	Б3	Б4
Достигаемый объем эмиссии CO ₂ , в % от отчетного	+2	-13,6	-25	-40	-50
Доля безуглеродных источников в производстве эл.энергии (АЭС, ГЭС, ВИЭ), %	42,9	53,9	64,4	77,3	84,1
Доля безуглеродных источников в производстве тепла (эл.котел. и АТЭЦ), %	0,3	0,3	0,4	0,4	31,5
Изменение спроса на газ ТЭС и котельных, в % от отчетного	-1,7	-8,3	-18,3	-37,7	-53,6
Изменение спроса на уголь ТЭС и котельных, в % от отчетного	4,6	-36,8	-57,8	-68,7	-70,3

Структура отпуска централиз.тепла в 2050 г.



	Б0	Б1	Б2	Б3	Б4
Установленная мощность электростанций в 2050 г., в % от базового варианта	-	1,4	2,9	11,6	55,1
Прирост суммарных капиталовложений на развитие электро- и теплогенерации, в % от базового варианта	-	17	34	91	171
Прирост суммарных дисконтированных затрат, в % от базового варианта	-	0,5	1,3	4,9	11,3

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Выбор модельных сценариев

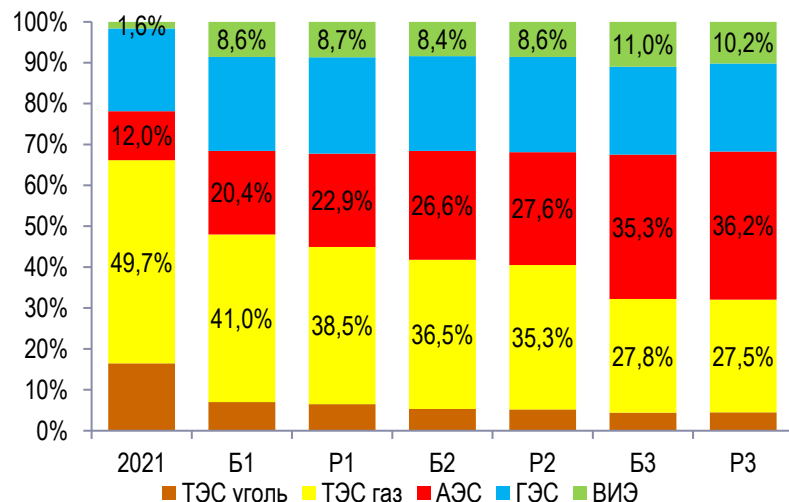
- Полученные расчеты выполнены в предположении о том, что применяется единая квота по выбросам для сектора производства электроэнергии и централизованного тепла в целом
- Отраслевая детализация квот (как и их целевые показатели) может быть различной. Насколько это повлияет на производственную структуру и стоимость энергоснабжения?
- Для этого, помимо единой квоты, рассмотрены отдельные квоты для ТЭС и котельных

Целевое снижение выбросов, в % к уровню 2019 г.

Варианты	2035 г.	2040 г.	2045 г.	2050 г.
Базовый (Б0) – отсутствие квот, оптимальные значения выбросов	108	106	103	102
Б1 (СНУР) – единая квота	-	100	94	86
Р1 (СНУР) – раздельная квота				
Б2 – единая квота	-	95	87	75
Р2 – раздельная квота				
Б3 – единая квота	97	90	76	60
Р3 – раздельная квота				

Сценарии изменения в структуре мощностей при различном распределении квот на объемы эмиссии ПГ

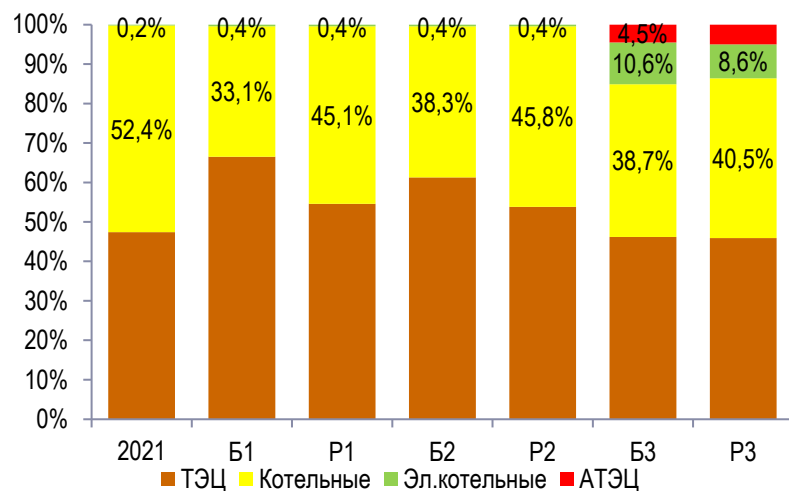
Структура генерирующей мощности в ЕЭС России в 2050 г.



Достижимый объем эмиссии CO₂ в 2050 году, в % от отчетного

Показатели	Варианты					
	Б1	Р1	Б2	Р2	Б3	Р3
Выбросы ПГ – всего, в т. ч.	86.4	84.3	75.0	75.0	60.0	60.0
Котельные	59.3	79.3	63.0	75.0	57.4	60.0
ТЭС	96.4	86.4	79.5	75.0	61.0	60.0

Структура отпуска централиз.тепла в 2050 г.

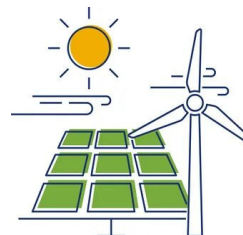
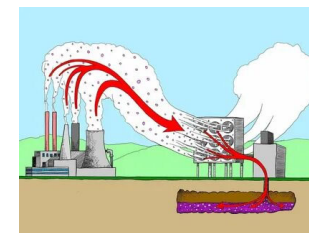


	Б1	Р1	Б2	Р2	Б3	Р3
Установленная мощность электростанций в 2050 г., в % от базового варианта	1,4	0,4	2,9	1,7	11,6	9,1
Прирост суммарных капиталовложений на развитие электро- и теплогенерации, в % от базового варианта	17	22	34	35	91	93
Прирост суммарных дисконтированных затрат, в % от базового варианта	0,5	0,8	1,3	1,4	4,9	5,3

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

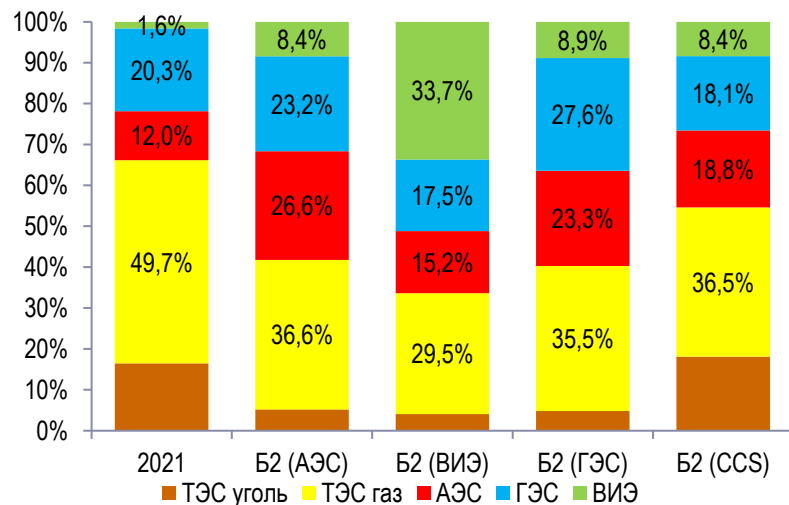
Сравнение технологических приоритетов декарбонизации

- Моделирование показало эффективность приоритетного развития атомной энергетики для достижения целей по снижению выбросов CO₂ в электроэнергетике.
- Для исследования последствий перехода для целевого снижения выбросов на 25% к 2050 году к альтернативным технологическим приоритетам рассмотрено 3 дополнительных сценария:
 - Сценарий Б2-ВИЭ, ориентированный на более активное развитие возобновляемой энергетики с доведением ее доли в структуре производства электроэнергии до 15 % к 2050 г.;
 - вариант Б2-ГЭС, предполагающий максимально допустимое (с учетом перспективных площадок размещения) развитие крупной гидроэнергетики с увеличением ее доли в структуре производства электроэнергии до 23 % к 2050 г.;
 - варианте Б2-CCS, предусматривающий сохранение доминирующей роли тепловой энергетики (всех типов ТЭЦ и КЭС на органическом топливе) в структуре производства электроэнергии с сохранением ее доли не ниже 53 % в 2050 г.



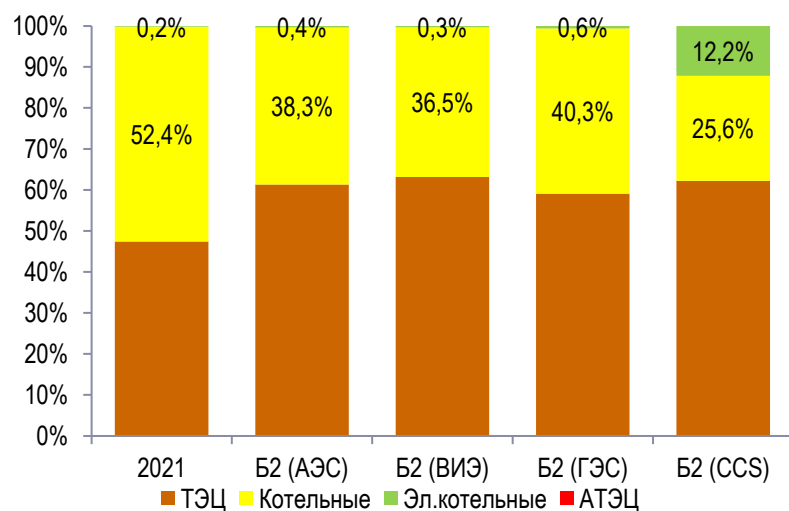
Сравнение технологических приоритетов декарбонизации

Структура генерирующей мощности в ЕЭС России в 2050 г.



Показатели 2050 года	Б0	Б2 (АЭС)	Б2 (ВИЭ)	Б2 (ГЭС)	Б2 (CCS)
Достижимый объем эмиссии CO ₂ , в % от отчетного	+2	-25	-25	-25	-25
Доля безуглеродных источников в производстве эл.энергии (АЭС, ГЭС, ВИЭ), %	42,9	64,4	63,7	65,0	47,4
Доля безуглеродных источников в производстве тепла (эл.котел. и АТЭЦ), %	0,3	0,4	0,3	0,6	12,2
Изменение спроса на газ ТЭС и котельных, в % от отчетного	-1,7	-18,3	-17,0%	-17,7%	-15,9%
Изменение спроса на уголь ТЭС и котельных, в % от отчетного	4,6	-57,8	-58,8%	-60,2%	51,3%

Структура отпуска централиз.тепла в 2050 г.



	Б0	Б2 (АЭС)	Б2 (ВИЭ)	Б2 (ГЭС)	Б2 (CCS)
Установленная мощность электростанций в 2050 г., в % от базового варианта	-	2,9	30,2	5,6	14,6
Прирост суммарных капиталовложений на развитие электро- и теплогенерации, в % от базового варианта	-	34	51	43	87
Прирост суммарных дисконтированных затрат, в % от базового варианта	-	1,3	2,1	1,7	9,5

Источник: расчеты ИНЭИ РАН

Институт энергетических исследований РАН

www.eriras.ru

info@eriras.ru, erifedor@mail.ru

Спасибо за внимание!