



ООО «ЦЭНЭФ-XXI»



ФГАУ «НИИ «ЦЭПП»

# Бенчмаркинг энергоэффективности и углеродоемкости производства энергии на тепловых электростанциях в Российской Федерации





ООО «ЦЭНЭФ-XXI»



ФГАУ «НИИ «ЦЭПП»

---

# Бенчмаркинг энергоэффективности и углеродоемкости производства энергии на тепловых электростанциях в Российской Федерации

Под редакцией И.А. Башмакова

Москва – 2026

УДК 330/502/504/504.05/553.04  
ББК 65.01/20.1

Рецензенты:

*Ильдар Айдарович Султангузин, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры промышленных теплоэнергетических систем Национального исследовательского университета «МЭИ»*

*Алексей Евгеньевич Череповицын, доктор экономических наук, профессор, заведующий кафедрой экономики, организации и управления Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II*

Авторы:

Башмаков И. А., Борисов К. Б., Дзедзичек М.Г., Лунин А.А., Лебедев О.В., Скобелев Д. О., Гусева Т. В.

**Бенчмаркинг энергоэффективности и углеродоемкости производства энергии на тепловых электростанциях в Российской Федерации:** монография / Гл. ред. И. А. Башмакова, ред. текста Т.Б. Шишкина, оформление текста О.С. Ганзюк – Москва: Изд-во «Перо», 2026. – 356 с.

ISBN 978-5-00270-925-0

В монографии, подготовленной авторским коллективом под руководством лауреата Нобелевской премии, доктора экономических наук И. А. Башмакова, сформулированы методические подходы к оценке удельных выбросов парниковых газов и установлению бенчмарков при выработке электрической и тепловой энергии на теплоэлектростанциях, а также предложены новые методические подходы к оценке косвенных выбросов топливного цикла. Обоснована типология ТЭС, которая используется для целей бенчмаркинга. Описан созданный ЦЭНЭФ-XXI программный комплекс (калькулятор) «Оценка углеродоемкости (бенчмаркинга) производства энергии на тепловых электростанциях в Российской Федерации» (Бенчмаркинг-ТЭС), практическое внедрение которого позволит создать надежную информационную основу для внедрения механизмов углеродного регулирования в электроэнергетике России. Определены эталонные значения удельных выбросов парниковых газов для выбранной типологии ТЭС, а также значения удельных выбросов парниковых газов по новым перспективным низкоуглеродным технологиям, и дана оценка перспектив изменения уровней бенчмарков в зарубежных системах. Проанализированы перспективы развития производства энергии на российских ТЭС и в мире для разных сценариев до 2050-2060 гг. Дана оценка мировых тенденций в области выбросов парниковых газов от производства энергии на тепловых электростанциях для разных сценариев на перспективу до 2050-2060 гг.

УДК 330/502/504/504.05/553.04  
ББК 65.01/20.1

ISBN 978-5-00270-925-0

© ЦЭНЭФ, ФГАУ «НИИ «ЦЭПП», 2026

## Предисловие

Климатическая тематика во многом опирается на метрики оценки углеродоемкости продукции и услуг. Разработка таких метрик уже значительно продвинулась и многое уже сделано. Но еще остались и белые пятна. Разработка методик и инструментов для оценки углеродного следа – это способ избежать неверных трактований и интерпретаций, жарких дискуссий по поводу того, какие данные и какие расчеты достоверны и о том насколько остро стоит вопрос их верификации. Поэтому грамотный бенчмаркинг, корректный сопоставительный анализ имеет крайне важное значение. Особенно важно обеспечение возможности проведения сравнительного анализа отраслевых бенчмарков для производства энергии на тепловых электростанциях (ТЭС) в Российской Федерации с показателями международных, зарубежных систем бенчмаркинга по удельным выбросам парниковых газов.

Прямые выбросы при производстве электрической и тепловой энергии на ТЭС являются одновременно косвенными выбросами от использования электрической и тепловой энергии при производстве широкого спектра продукции и услуг. Поэтому особенно высока актуальность разработки калькулятора для оценки углеродоемкости (бенчмаркинга) производства электрической и тепловой энергии на ТЭС в Российской Федерации.

Данная книга написана на основе отчетов, подготовленных по заказу Федерального государственного автономного учреждения «Научно-исследовательский институт «Центр экологической промышленной политики» (ФГАУ «НИИ «ЦЭПП») Центром энергоэффективности-XXI век (ООО «ЦЭНЭФ-XXI»).

В работе сформулированы методические подходы к оценке удельных выбросов парниковых газов (ПГ) и установлению бенчмарков для удельных выбросов ПГ при выработке электрической и тепловой энергии на ТЭС, а также предложены новые методические подходы к оценке косвенных выбросов топливного цикла. Обоснована типология ТЭС, которая используется для целей бенчмаркинга. На основе использования открытых данных для формирования выборок ТЭС построены репрезентативные кривые бенчмаркинга для удельных расхода энергии и удельных выбросов ПГ на российских ТЭС на природном газе, угле и мазуте, которые затем были встроены в программный комплекс Бенчмаркинг-ТЭС.

В работе описан созданный ЦЭНЭФ-XXI программный комплекс (калькулятор) «Оценка углеродоемкости (бенчмаркинга) производства энергии на тепловых электростанциях в Российской Федерации» (Бенчмаркинг-ТЭС) для оценки уровня эффективности ТЭС как по удельным выбросам парниковых газов, так и по уровням удельных расходов топлива. Этот программный комплекс содержит алгоритмы, позволяющие обеспечить сопоставимость с бенчмарками, используемыми как международными системами (такими, как системы МЭА и ЕС), так и системами отдельных стран, включая Китай. Практическое внедрение программного комплекса Бенчмаркинг-ТЭС позволит создать надежную информационную основу для внедрения механизмов углеродного регулирования в электроэнергетике России.

В работе определены эталонные значения удельных выбросов парниковых газов для выбранной типологии ТЭС, а также значения удельных выбросов парниковых газов по новым перспективным низкоуглеродным технологиям, и дана оценка перспектив изменения уровней бенчмарков в зарубежных системах. Проведен анализ перспектив

развития производства энергии на тепловых электростанциях в Российской Федерации и в мире для разных сценариев до 2050-2060 гг. Были выявлены основные факторы, определяющие перспективную динамику потребления и производства энергии на тепловых электростанциях. Дана оценка мировых тенденций в области выбросов парниковых газов от производства энергии на тепловых электростанциях для разных сценариев на перспективу до 2050-2060 гг.

Данная книга – ценный материал для экспертного сообщества и для лиц, принимающих решения, для студентов и для всех, кто интересуется климатической повесткой.

Д.О. Скобелев

Директор, Федеральное государственное автономное учреждение «Научно-исследовательский институт «Центр экологической промышленной политики».

Т.В. Гусева

Заместитель директора, Федеральное государственное автономное учреждение «Научно-исследовательский институт «Центр экологической промышленной политики».

## Оглавление

Введение	11
Термины и определения	20
Обозначения	22
1 Основные выводы	24
1.1 Границы технологических процессов производства энергоносителей на тепловых электростанциях	24
1.2 Методы распределения затрат топлива и энергии на производство энергоносителей на тепловых электростанциях	25
1.3 Методические основы системы бенчмаркинга по удельным расходам энергии или удельным выбросам ПГ	26
1.4 Методика бенчмаркинга программного комплекса (калькулятора) «Бенчмаркинг ТЭС»	30
1.5 Зарубежные системы бенчмаркинга по удельным расходам энергии или удельным выбросам ПГ на единицу продукции тепловых электростанций	33
1.6 Бенчмаркинг по энергоэффективности и углеродоемкости производства электроэнергии на ТЭС	34
1.7 Потенциал снижения удельных выбросов ПГ на ТЭС	37
1.8 Анализ перспектив производства энергии на ТЭС для разных сценариев до 2050-2060 гг.	38
1.9 Оценка тенденций в области выбросов парниковых газов от производства энергии на тепловых электростанциях для разных сценариев на перспективу до 2050-2060 гг.	40
2 Технологии комбинированной выработки электроэнергии и теплоты на тепловых электростанциях. Границы технологических процессов производства энергоносителей на тепловых электростанциях	43
2.1 Общие положения	43
2.2 Основные показатели эффективности тепловых электростанций	49
2.3 Перспективные технологии производства электрической и тепловой энергии на тепловых электростанциях	54
2.3.1 Совершенствование газотурбинных и парогазовых установок (ГТУ и ПГУ). Использование водорода в камере сгорания ГТУ	54
2.3.2 Производство холода на базе газотурбинных и парогазовых установок. Утилизация теплоты отходящих газов после газовой турбины для ОЦР-модулей и АБХМ	58
3 Методы распределения затрат топлива и энергии на производство энергоносителей на тепловых электростанциях	62
3.1 Методы распределения затрат топлива на производство электроэнергии и тепловой энергии в России	62
3.2 Алгоритм расчета удельных расходов топлива на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую от тепловых электростанций, по физическому методу	65
3.2.1 Алгоритм расчета удельных расходов топлива на	68

	электрическую и тепловую энергию, отпускаемую от тепловых электростанций по пропорциональному методу	
3.3	Другие методы распределения затрат топлива на производство электроэнергии и тепловой энергии в России	72
3.4	Методы распределения затрат топлива на производство электрической и тепловой энергии в зарубежных странах	73
3.4.1	МЭА	73
3.4.2	European Environmental Agency	74
3.4.3	Метод СВМ	74
3.4.4	Германия	75
3.4.5	Италия	75
3.4.6	Франция	75
3.4.7	Великобритания	75
3.4.8	США	75
3.4.9	Китай	76
4	Зарубежные системы бенчмаркинга по удельным расходам энергии или удельным выбросам ПГ на единицу продукции тепловых электростанций	77
4.1	Основные зарубежные системы бенчмаркинга	77
4.2	Система межстранового бенчмаркинга МЭА – IEA Emission Factors	77
4.3	Система бенчмаркинга удельных выбросов ПГ в США – «Сравнительный анализ выбросов в атмосферу 100 крупнейших производителей электроэнергии в США»	78
4.4	Система бенчмаркинга производителей электроэнергии в Китае	80
5	Требования к исходным данным, используемым в других странах при оценке удельных выбросов ПГ и удельных расходов энергии на единицу производства энергии на тепловых электростанциях в целях разработки калькулятора	83
5.1	Требования МГЭИК и национального кадастра антропогенных выбросов ПГ	83
5.2	Требования МЭА	86
5.3	Требования ЕС и других стран	87
5.4	Требования к системам пообъектного бенчмаркинга	88
6	Анализ имеющихся данных по тепловым электростанциям	89
6.1	Стандартные формы статистической информации	89
6.2	Схемы теплоснабжения	90
6.3	Сведения оптовых и территориальных генерирующих компаний	92
6.4	Данные анкет для формирования ИТС НДТ	93
7	Методическая основа системы бенчмаркинга удельных расходов энергии и удельных выбросов ПГ на ТЭС	94
8	Методика бенчмаркинга	112
8.1	Общие положения	112
8.2	Типология ТЭС для целей бенчмаркинга по видам	114

	топлива и по типам генерирующих установок	
8.3	Приведение показателей удельных расходов энергии и удельных выбросов ПГ в сопоставимый вид	121
8.4	Особенности бенчмаркинга для отдельных видов продукции Отрасли	122
8.5	Определение эталонных значений	123
8.6	Методики оценки удельных расходов энергии и удельных выбросов ПГ в программном комплексе «Бенчмаркинг – ТЭС»	126
8.7	Оценка косвенных выбросов ПГ, порождаемых процессами добычи, переработки и транспортировки топлива на ТЭС	133
8.7.1	Методические подходы и источники данных	133
8.7.2	Оценка на основе данных Национального кадастра ПГ	134
8.7.3	Оценка на данных модели ЦЭНЭФ-XXI МТФК-16-80-ПГ	137
8.7.4	Схема анализа по принципу «русской матрешки» – оценка с использованием матрицы полных коэффициентов расхода энергии в ТЭК	140
8.7.5	Сравнение оценок	144
8.8	Оценка воплощенных выбросов ПГ при строительстве ТЭС	146
9	Формирование кривых бенчмаркинга по технологическим показателям, энергоэффективности и углеродоемкости производства электроэнергии на ТЭС	148
9.1	Коэффициент полезного использования топлива	148
9.1.1	Все ТЭС России	148
9.1.2	ТЭС на газе	148
9.1.3	ТЭС на угле	153
9.1.4	ТЭС на других видах топлива	156
9.2	Удельный расход топлива на производство электроэнергии на ТЭС	156
9.2.1	Все ТЭС России	156
9.2.2	ТЭС на газе	158
9.2.3	ТЭС на угле	167
9.2.4	ТЭС на других видах топлива	172
9.3	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии на ТЭС	174
9.3.1	Все ТЭС России	174
9.3.2	ТЭС на газе	175
9.3.3	ТЭС на угле	184
9.3.4	ТЭС на других видах топлива	186
9.4	Доля расхода электроэнергии на собственные нужды	187
9.4.1	Все ТЭС России	187
9.4.2	ТЭС на газе	188
9.4.3	ТЭС на угле	191
9.4.4	ТЭС на других видах топлива	193
9.5	Удельные прямые выбросы парниковых газов при производстве электроэнергии (охват 1)	195

9.5.1	Все электростанции России	195
9.5.2	Все ТЭС России	196
9.5.3	ТЭС на газе	198
9.5.4	ТЭС на угле	202
9.5.5	ТЭС на других видах топлива	205
9.6	Удельные прямые выбросы парниковых газов при производстве тепловой энергии на ТЭС (охват 1)	206
9.6.1	Все ТЭС России	206
9.6.2	ТЭС на газе	207
9.6.3	ТЭС на угле	211
9.6.4	ТЭС на других видах топлива	213
9.7	Удельные прямые выбросы парниковых газов на суммарную выработку электрической и тепловой энергии на ТЭС	214
9.7.1	Все ТЭС России	214
9.7.2	ТЭС на газе	215
9.7.3	ТЭС на угле	220
9.7.4	ТЭС на других видах топлива	222
9.8	Удельные прямые, косвенные и воплощенные выбросы ПГ (охват 1+2+3)	223
9.8.1	Все ТЭС и все электростанции России	223
9.8.2	ТЭС на газе	226
9.8.3	ТЭС на угле	230
9.8.4	ТЭС на других видах топлива	233
9.9	Межстрановые кривые бенчмаркинга МЭА для ТЭС по видам используемого топлива	234
9.9.1	Показатели и источники информации	234
9.9.2	Удельные выбросы CO <sub>2</sub> на генерацию электроэнергии	235
9.9.2.1	Кривая бенчмаркинга МЭА по CO <sub>2</sub> для угольных ТЭС	235
9.9.2.2	Кривая бенчмаркинга МЭА по CO <sub>2</sub> для газовых ТЭС	237
9.9.2.3	Кривая бенчмаркинга МЭА по CO <sub>2</sub> для ТЭС на нефтепродуктах	239
9.9.2.4	Кривая бенчмаркинга МЭА по CO <sub>2</sub> для ТЭС на отходах	241
9.9.2.5	Кривая бенчмаркинга МЭА по CO <sub>2</sub> для ТЭС на биомассе	241
9.9.2.6	Кривая бенчмаркинга МЭА по CO <sub>2</sub> для всех электростанций	244
9.9.3	Удельные выбросы CO <sub>2</sub> на суммарную генерацию электрической и тепловой энергии	248
9.9.3.1	Кривая бенчмаркинга МЭА по CO <sub>2</sub> для угольных ТЭС	248
9.9.3.2	Кривая бенчмаркинга МЭА по CO <sub>2</sub> для газовых ТЭС	248
9.9.3.3	Кривая бенчмаркинга МЭА по CO <sub>2</sub> для ТЭС на нефтепродуктах	251
9.9.3.4	Кривая бенчмаркинга МЭА по CO <sub>2</sub> для ТЭС на отходах	253
9.9.3.5	Кривая бенчмаркинга МЭА по CO <sub>2</sub> для ТЭС на биомассе	253
9.9.3.6	Кривая бенчмаркинга МЭА по CO <sub>2</sub> для всех электростанций	254
9.9.4	Удельные выбросы трех ПГ на суммарную генерацию электрической и тепловой энергии	258

9.9.4.1	Учет прочих ПГ при оценке удельных выбросов в эквиваленте CO <sub>2</sub>	258
9.10	Бенчмарки в системе торговли квотами на выбросы ПГ в Китае	261
9.11	Бенчмарки в системе торговли квотами на выбросы ПГ в ЕС	262
9.12	Сравнительный анализ результатов бенчмаркинга для ТЭС России при использовании российского и зарубежных методических подходов к оценке удельных выбросов парниковых газов	262
10	Потенциал снижения удельных выбросов ПГ на ТЭС	264
10.1	Основные мероприятия по снижению эмиссии парниковых газов на ТЭС	264
10.2	Оценка перспектив изменения уровней бенчмарков на ТЭС в зарубежных системах	269
10.3	Перспективные уровни бенчмарков по удельным выбросам ПГ на всех электростанциях	273
10.4	Перспективы применения технологии CCS на ТЭС	276
11	Прогнозы выбросов парниковых газов от производства энергии на ТЭС на перспективу до 2050-2060 гг. Россия и мир	285
11.1	Российская Федерация	285
11.1.1	Перспективы развития производства энергии на тепловых электростанциях	285
11.1.2	Официальные прогнозы Правительства РФ	285
11.1.3	Прогнозы институтов РАН	287
11.1.4	Прогнозы РЭА	292
11.1.5	Прогнозы ЦЭНЭФ-XXI	293
11.1.6	Зарубежные прогнозы	294
11.1.7	Основные факторы, определяющие перспективную динамику потребления и производства электроэнергии на топливных ТЭС России	296
11.1.8	Параметры экономической активности	296
11.1.9	Цены на электроэнергию и цены на углерод	298
11.2	Оценки перспективной динамики выбросов ПГ	303
11.2.1	Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года	303
11.2.2	Прогнозы институтов РАН	304
11.2.3	РЭА	308
11.2.4	ЦЭНЭФ-XXI	308
11.2.5	МЭА	309
11.2.6	МЭ США	310
11.2.7	Основные факторы, определяющие перспективную динамику выбросов ПГ от генерации энергии на ТЭС в России	310
11.3	Мир	314
11.3.1	Перспективы развития производства энергии на тепловых электростанциях	314

11.3.2	Международное энергетическое агентство	314
11.3.3	Министерство энергетики США	317
11.3.4	bp	319
11.3.5	BloombergNEF	319
11.3.6	Enerdata	320
11.3.7	DNV	321
11.3.8	ИНЭИ РАН	322
11.3.9	РЭА	323
11.3.10	Сравнение объемов производства электроэнергии на ТЭС в мире для разных сценариев	323
11.3.11	Основные факторы, определяющие перспективную динамику производства электроэнергии на ТЭС в мире	325
11.3.12	Оценки динамики выбросов от тепловых электростанций	328
11.3.13	Сравнение прогнозных оценок выбросов ПГ от генерации электроэнергии на ТЭС для мира	334
11.3.14	Основные факторы, определяющие перспективную динамику выбросов ПГ от производства электроэнергии на ТЭС в мире	336
12	Программный комплекс «Бенчмаркинг производства энергии на тепловых электростанциях»	338
12.1	Описание программного комплекса «Бенчмаркинг производства энергии на тепловых электростанциях»	338
12.2	Направления развития программного комплекса «Бенчмаркинг ТЭС»	355

## Введение

Россия взяла на себя обязательство достичь углеродной нейтральности к 2060 году.<sup>1</sup> Ее новый определяемый на национальном уровне вклад предполагает сохранение чистых выбросов парниковых газов на уровне 65–67% относительно уровня 1990 года.<sup>2</sup> Принятие Федерального закона «Об ограничении выбросов парниковых газов» от 2 июля 2021 года заложило основы для формирования нормативной базы по регулированию деятельности и отчетности предприятий по выбросам ПГ. Статья 4 этого закона «Меры по ограничению выбросов парниковых газов» включает:

- государственный учет выбросов парниковых газов;
- установление целевых показателей сокращения выбросов парниковых газов;
- поддержку в соответствии с законодательством Российской Федерации деятельности по сокращению выбросов парниковых газов и увеличению поглощения парниковых газов.

Установление целевых показателей сокращения выбросов ПГ и принятие решений об оказании поддержки должно опираться на возможность оценивать по единой методике и сопоставлять показатели удельных выбросов ПГ как между разными предприятиями, так и во времени. Для этого нужно, чтобы система государственного учета выбросов ПГ содержала необходимый набор данных. Этот набор зависит и от архитектуры системы бенчмаркинга. В п. 3 статьи 6 Федерального закона «Об ограничении выбросов парниковых газов» сказано: «Целевые показатели сокращения выбросов парниковых газов для отраслей экономики Российской Федерации учитываются при установлении в государственных программах Российской Федерации показателей развития отраслей экономики Российской Федерации и сфер государственного управления». Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низкими выбросами парниковых газов до 2050 года дает мало количественных характеристик и только до 2050 года. Это не позволяет сформировать дорожные карты ни для экономики в целом, ни для отдельных секторов. Кроме того, в целевом сценарии Стратегии углеродная нейтральность не достигается.

Чтобы управлять достижением целевых показателей, необходимо иметь инструменты мониторинга целевых заданий для конкретных источников электрической и тепловой энергии. Устанавливать единые целевые задания по снижению выбросов для всех предприятий – и лидеров, и аутсайдеров – малопродуктивно. Для формирования индивидуальных заданий для конкретных источников генерации и мониторинга их достижения необходимы инструменты бенчмаркинга. Одним из таких инструментов является калькулятор (программный комплекс) для оценки углеродоемкости (бенчмаркинга) производства энергии на тепловых электростанциях (ТЭС).

Высокая актуальность разработки калькулятора для оценки углеродоемкости (бенчмаркинга) производства энергии на тепловых электростанциях (ТЭС) в Российской Федерации определяется (но не ограничивается) следующими факторами:

- Без заметного снижения выбросов ПГ в электро- и теплоэнергетике задачу выхода на углеродную нейтральность к 2060 году решить нельзя. Для целей

---

<sup>1</sup> Указ Президента Российской Федерации от 26 октября 2023 года № 812 «Об утверждении Климатической доктрины Российской Федерации».

<sup>2</sup> Второй определяемый на национальном уровне вклад Российской Федерации в рамках реализации Парижского соглашения от 12 декабря 2015 года. [РФ второй ОНУВ.pdf](#)

эффективного углеродного регулирования в электроэнергетике необходима система бенчмаркинга по удельным выбросам ПГ.

- Для введения механизмов углеродного регулирования в России, включая формирование целевых заданий и распределение квот на выбросы ПГ, требуется качественная система бенчмаркинга в электроэнергетике.

- В поправках к федеральным законам «Об электроэнергетике» и «Об ограничении выбросов парниковых газов» вводятся следующие понятия: коэффициент выбросов парниковых газов квалифицированного генерирующего объекта; коэффициент выбросов парниковых газов энергосистемы; углеродный след; прямые и косвенные выбросы парниковых газов; косвенные энергетические выбросы парниковых газов. Методологию их оценки еще только предстоит установить. Разработка калькулятора может стать важной вехой на пути формирования такой методологии.

- Минэкономразвития России инициировало разработку в 2026 г. концепции системы мониторинга углеродного следа продукции для выявления рисков потери конкурентоспособности российского бизнеса, защиты его интересов и для введения мер углеродного регулирования. Должны быть разработаны методики расчета углеродного следа с учетом положений, применяемых в международной практике. В 2027 г. предполагается запустить пилотные системы для приоритетных видов экспортируемой продукции (продукция черной металлургии, аммиак, азотные удобрения, алюминий) и отладить отчетность.<sup>3</sup>

- Введение механизмов, подобных СВАО, требует оценки и отчетности по углеродоёмкости продукции, включая данные по удельным прямым (охват 1) и косвенным (охват 2) выбросам в соответствии с методиками бенчмаркинга, принятыми в странах-импортерах. Поэтому показатели бенчмаркинга по удельным выбросам ПГ при производстве электрической и тепловой энергии должны быть сопоставимы не только для источников генерации в России, но и с зарубежными показателями.

- За счет электрификации всех секторов экономики мировой рынок электроэнергии будет расти темпами, опережающими рост энергопотребления. В 2050 году миру может потребоваться 60-80 трлн кВт-ч. В Шестом Оценочном Докладе МГЭИК Climate Change 2022 показано, что для ограничения глобального потепления уровнями 1,5-2°C как суммарные, так и удельные выбросы ПГ в электроэнергетике должны снизиться до нуля к 2050 г.<sup>4</sup>

- Сохранение или расширение российских ниш на мировых рынках электроэнергии и электроёмкой промышленной продукции будет возможно только при условии наличия данных о сопряженных прямых и косвенных удельных выбросах ПГ в форматах, признаваемых на этих рынках.

---

<sup>3</sup> <https://www.finmarket.ru/news/6532899>

<sup>4</sup> Riahi, K., R. Schaeffer, J. Arango, K. Calvin, C. Guivarch, T. Hasegawa, K. Jiang, E. Kriegler, R. Matthews, G.P. Peters, A. Rao, S. Robertson, A.M. Sebbit, J. Steinberger, M. Tavoni, D.P. van Vuuren, 2022: Mitigation pathways compatible with long-term goals. In IPCC, 2022: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA. doi: 10.1017/9781009157926.005; Clarke, L., Y.-M. Wei, A. De La Vega Navarro, A. Garg, A.N. Hahmann, S. Khennas, I.M.L. Azevedo, A. Löschel, A.K. Singh, L. Steg, G. Strbac, K. Wada, 2022: Energy Systems. In IPCC, 2022: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [P.R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley, (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA. doi: 10.1017/9781009157926.008

- Россия предполагает реализовать программу повышения энергоэффективности с амбициозными целями по снижению энергоемкости ВВП за счет технологического фактора. Для решения этой задачи важно задавать целевые задания для электроэнергетики по снижению удельных расходов энергии. Для задания целей и мониторинга их достижения необходима система бенчмаркинга по удельным расходам энергии на производство электрической и тепловой энергии.

- Важным инструментом углеродного регулирования могут стать государственные и корпоративные закупки (в первую очередь для госкорпораций) с требованиями к минимальному углеродному следу закупаемой продукции. Это означает введение требований к углеродному следу используемой электрической и тепловой энергии. Эффективный бенчмаркинг в этом случае становится важным инструментом регулирования закупок низкоуглеродной энергии.

- Для общего повышения эффективности работы производителей электрической и тепловой энергии в России необходимо, чтобы менеджмент предприятий располагал инструментом сравнительной оценки эффективности собственной генерации с эталонами для выявления потенциала повышения эффективности на основе бенчмаркинга.

- Необходимо будет использовать результаты бенчмаркинга при актуализации ИТС 38-2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»;

- В мире активно развиваются новые методологические подходы к оценке и сопоставлению удельных выбросов ПГ от электростанций. Для применения этих подходов в России требуется оценка удельных выбросов ПГ от выработки электрической и тепловой энергии не только с годовым шагом, но в режиме 24/7.

Подавляющая часть ТЭС относится к регулируемым организациям. Целевые показатели могут устанавливаться для регулируемых организаций. К ним относятся юридические лица и индивидуальные предприниматели, сжигающие топливо на стационарных установках с массой выбросов ПГ в объеме более 50 тыс. тСО<sub>2</sub>/год (постановление Правительства Российской Федерации от 14 марта 2022 г. № 355 «О критериях отнесения юридических лиц и индивидуальных предпринимателей к регулируемым организациям»).

Декарбонизация электроэнергетического сектора рассматривается как ключевая стратегия смягчения последствий изменения климата.<sup>5</sup> Поэтому во многих странах и регионах (ЕС, Китай и др.) электроэнергетика первой попадает под углеродное регулирование.

Источники электро- и теплоснабжения могут стать первыми объектами углеродного регулирования в России. Исследуя потенциал будущей системы торговли выбросами в России, КЕРТ рассматривает сценарии для секторов электро- и теплоснабжения, которые, по мнению КЕРТ, должны стать пионерами в распределении и торговле квотами на выбросы.<sup>6</sup> Намерение ввести определенное регулирование

---

<sup>5</sup> IPCC, 2022: Summary for Policymakers. In: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [P.R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley, (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA. doi: 10.1017/9781009157926.001

<sup>6</sup> Обзор российского углеродного рынка. Потенциал роста. Подготовлен КЕРТ совместно с СИБУР. 27 августа 2025. [Обзор российского углеродного рынка: потенциал роста](#)

выбросов в электроэнергетическом секторе России явно отражают разработанные поправки к федеральным законам «Об электроэнергетике» и «Об ограничении выбросов парниковых газов», в которых определены такие понятия, как коэффициент выбросов парниковых газов квалифицированного генерирующего объекта; коэффициент выбросов парниковых газов энергосистемы; углеродный след; прямые и косвенные выбросы парниковых газов; косвенные энергетические выбросы парниковых газов.<sup>7</sup> Методологию их оценки еще только предстоит установить. Данная работа может стать важной вехой на пути разработки этой методологии.

Для введения механизмов углеродного регулирования или распределения квот на выбросы для ТЭС требуется качественная система бенчмаркинга. Бенчмаркинг энергоэффективности и углеродоемкости ТЭС может широко применяться для:

- определения эталонных технологий и производственных практик (НДТ и НПП);
- оценки косвенных выбросов по охвату 2 для промышленности, транспорта, зданий и других секторов;
- оценки потенциала снижения удельного потребления энергии и удельных выбросов ПГ;
- установления целевых показателей энергосбережения и сокращения выбросов ПГ и/или пороговых значений в системах регулирования низкоуглеродных технологий (принцип «наибольшее бремя ложится на отстающих»);
- выдачи сертификатов экологических характеристик для низкоуглеродных материалов;
- разработки корпоративных или отраслевых стратегий и дорожных карт для повышения энергоэффективности и ускорения декарбонизации;
- мониторинга достижения целевых показателей, установленных корпоративными или отраслевыми стратегиями и дорожными картами;
- разработки пакета мер политики для расширения рыночных ниш для наиболее эффективных технологий;
- сбыта низкоуглеродной электроэнергии и тепла (для этого необходима сопоставимость удельных выбросов ПГ для обеспечения добросовестной конкуренции);
- выделения бесплатных квот, соответствующих контрольным показателям (бенчмаркам) в системах торговли квотами на выбросы ПГ;
- подготовки отчетности об удельных выбросах ПГ для импортеров российских товаров в системах, подобных СВМ;
- выбора поставщиков низкоуглеродной электроэнергии и тепла для государственных и корпоративных закупок;
- установления критериев для низкоуглеродной продукции в таксономиях для принятия финансовых решений по проектам энергоэффективности или декарбонизации.

Широкий разброс полученных по разным методикам оценок углеродоемкости электрической энергии в России не позволяет получить четкого представления о том, насколько «зеленой» она является. В России глубоко укоренилось мнение о том, что

---

<sup>7</sup> О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации - Официальный сайт для размещения информации о подготовке нормативных правовых актов и результатах их обсуждения

углеродоемкость ее электроэнергетического сектора довольно низкая.<sup>8</sup> С другой стороны, платформа Our World in Data<sup>9</sup> вслед за Ember<sup>10</sup> сообщает об очень высокой углеродоемкости производства электроэнергии в России: 449 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч в 2024 году. Это значительно превышает значения, которые указывает МЭА<sup>11</sup> – 349,5 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч – и некоторые российские эксперты. Удельные выбросы от установок, работающих на ископаемом топливе, в расчете только на электроэнергию от ТЭС для 2021 г. оценены равными 838 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч (без вычета расхода топлива на производство тепла на ТЭЦ).<sup>12</sup> Консорциум-5 дал оценку на 2021 г. для ТЭС – 571,7 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч (с вычетом расхода топлива на производство тепла на ТЭЦ).<sup>13</sup> Гайнулина и др. дают оценку 450 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч для газовых и 1000 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч для угольных ТЭС для трех ПГ по охватам 1+2+3.<sup>14</sup> Для агрегированных удельных выбросов ПГ (выбросы от ТЭС, отнесенные к генерации электроэнергии на всех источниках) ЦЭНЭФ-XXI дает оценку 341 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч в 2022 г.<sup>15</sup> Ширинкина и др. дают оценки по генерирующим компаниям в диапазоне 310–634 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.<sup>16</sup> В Атласе инвестиций российско-китайского энергетического сотрудничества дана оценка 353 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч за 2019 г.<sup>17</sup> Любимова дает оценку 510-520 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч<sup>18</sup> (метод оценки не указан). Это даже выше оценок Our World in Data и Ember. Росляков и др. дают широкий диапазон значений удельных выбросов для групп ТЭС (390-1444 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч при распределении топлива на ТЭС по пропорциональному методу) и представляют первый российский опыт их бенчмаркинга. Однако это не позволяет оценить удельные выбросы для отдельных источников генерации и для других методов разнесения топлива и обеспечить сопоставимость удельных выбросов ПГ с зарубежными оценками.<sup>19</sup> Ассоциация «НП Совет рынка» совместно с АО «АТС» разработали «Концепцию расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации»<sup>20</sup> и публикуют удельные выбросы СО<sub>2</sub> по ценовым зонам и по неценовой зоне Калининградской области в почасовом режиме. Например, для 12:00 27 октября для

---

<sup>8</sup> Второй определяемый на национальном уровне вклад Российской Федерации в рамках реализации Парижского соглашения от 12 декабря 2015 года. [РФ второй ОНУВ.pdf](#); Обзор российского углеродного рынка. Потенциал роста. Подготовлен КЕПТ совместно с СИБУР. 27 августа 2025. [Обзор российского углеродного рынка: потенциал роста](#)

<sup>9</sup> Our World in Data. (2025). [Carbon intensity of electricity generation, 2000 to 2024](#)

<sup>10</sup> EMBER. 2025. [Global Electricity Review 2025, Global Electricity Review 2025 | Ember](#)

<sup>11</sup> IEA Emission Factors 2024. [Emissions Factors 2024 - Data product - IEA](#)

<sup>12</sup> Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года, утверждённая распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.12.24 № 4153-Р

<sup>13</sup> Консорциум 5. Экономика климата. Отчет по ВИП ГЗ. «Создание методики разработки сценариев и моделей оценки социально-экономических эффектов реализации климатической повестки и политики низкоуглеродного развития, включая меры по декарбонизации экономики и энергетики на уровне стран и регионов мира, а также экономики и энергетики Российской Федерации».

<sup>14</sup> Гайнулина Л.Р. и др. Углеродный след энергетического сектора, Вестник РУДН, № 4, 2024.

<sup>15</sup> ЦЭНЭФ-XXI. 2022. Углеродная нейтральность в России: ухабистые траектории до 2060 года (три сценария) [Углеродная нейтральность в России: ухабистые траектории до 2060 года](#) и [Russia's carbon neutrality: pathways to 2060](#); И. Башмаков. 2023 г. Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России. [Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России](#)

<sup>16</sup> Shirinkina E., Y. Mozzhegorova, G. Pinykh and V. Korotaev. 2025. Carbon Footprint of Electricity Produced in the Russian Federation, *Energies* 2025, 18(1), 14; <https://doi.org/10.3390/en18010014> [Carbon Footprint of Electricity Produced in the Russian Federation](#)

<sup>17</sup> Атлас инвестиций российско-китайского энергетического сотрудничества, 2021.

<sup>18</sup> Любимова Н.Г. Пути достижения «углеродной нейтральности» в российской электроэнергетике. ФГБОУ ВО «Государственный университет управления», Вестник университета № 1, 2022.

<sup>19</sup> Roslyakov P., T. Guseva, O. Kondrat'eva, M. Dobrokhotova, and K. Shchelchikov. 2024. Setting requirements to carbon intensity of thermal power plants. *E3S Web of Conferences* 623, 03009 (2025) <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202562303009> AEES2024.

<sup>20</sup> <https://www.np-sr.ru/ru/market/scope/index.htm>

ценовой зоны 1 удельные выбросы составили 335,3 гСО<sub>2</sub>/кВтч, для ценовой зоны 2 (Сибирь) - 412. 3 гСО<sub>2</sub>/кВтч, для ценовой зоны 2 (Восток) – 473,1 гСО<sub>2</sub>/кВтч, для неценовой зоны Калининградской области - 538,1 гСО<sub>2</sub>/кВтч.<sup>21</sup>

Задача разработки калькулятора для оценки углеродоемкости (бенчмаркинга) производства энергии на тепловых электростанциях в Российской Федерации – учесть все нюансы для обеспечения сопоставимости удельных выбросов как среди российских источников генерации, так и для адекватного сопоставления с зарубежными индикаторами. Ключевое условие эффективного бенчмаркинга – обеспечение сопоставимости показателей, или сравнение «the like with the like». Сопоставление большого числа источников генерации требует создания типологии, т.е. разбиения всей совокупности источников генерации на сопоставимые типы установок (по видам топлива, по типам оборудования); выбора адекватных показателей для бенчмаркинга; использования единых методик оценки этих показателей. Для получения сопоставимых оценок необходим учет:

- по каким именно ПГ получены удельные выбросы;
- оценены ли удельные выбросы в расчете на выработку или на отпуск электрической и тепловой энергии;
- оценены ли удельные выбросы на всех источниках генерации или только на ТЭС;
- по какому методу разносится использование топлива на ТЭС между электрической и тепловой энергией;
- оцениваются ли выбросы для индивидуальных источников генерации, для генерирующих или для сетевых компаний.

Ни одна из существующих зарубежных систем бенчмаркинга не может быть заимствована для использования в качестве российского калькулятора для оценки углеродоемкости (бенчмаркинга) производства энергии на тепловых электростанциях. Существуют региональная (ЕС) и страновые системы бенчмаркинга по удельным выбросам ПГ и(или) по удельным расходам энергии на единицу продукции. Среди них можно выделить следующие: МЭА – система межстранового бенчмаркинга – IEA Emission Factors; European Environmental Agency – система межстранового бенчмаркинга; ЕС ECT – система бенчмаркинга для тепловой энергии на уровне установок; ЕРА – система бенчмаркинга по энергосистемам; Bank of America и др. – система бенчмаркинга по генерирующим компаниям – Сравнительный анализ выбросов в атмосферу 100 крупнейших производителей электроэнергии в США; Система бенчмаркинга производителей электроэнергии в Канаде; Система бенчмаркинга производителей электроэнергии в Китае; Платформа Our World in Data – система межстранового бенчмаркинга; EMBER – система межстранового бенчмаркинга. Они отличаются границами охвата производственных систем и расчетными алгоритмами выбросов ПГ. В этих системах бенчмаркинга, как правило, есть доступ к результатам бенчмаркинга в основном на уровне стран, регионов, энергосистем и реже – отдельных станций; с разным уровнем детализации описана методология оценки показателей. Однако ни одна из систем не сопровождается свободно распространяемым программным обеспечением и не решает полного перечня задач, которые ставятся перед российской

---

<sup>21</sup> <https://www.atsenergo.ru/results/co2map?sitedate=19.03.2025>

системой бенчмаркинга, включая обеспечение возможности при вводе заданного набора исходных данных получить на выходе индикаторы, сопоставимые с основными зарубежными системами бенчмаркинга.

Калькулятор для оценки углеродоемкости (бенчмаркинга) производства энергии на тепловых электростанциях в Российской Федерации будет оставаться востребованным на протяжении десятилетий. При сохранении вектора обозначенной в Энергетической стратегии и в Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года политики в перспективе до 2050 г. вероятный диапазон генерации на газовых ТЭС в России можно оценить в 500-700 млрд кВт-ч. Практически все прогнозы согласны, что после 2035 г. угольная генерация будет заметно снижаться. Можно ожидать, что в 2060 г. объемы угольной генерации составят 75-150 млрд кВт-ч. Для жидкого топлива диапазон объемов генерации равен 1-4 млрд кВт-ч на 2050-2060 гг.

Разработка калькулятора для оценки углеродоемкости (бенчмаркинга) производства энергии на тепловых электростанциях в Российской Федерации должна заложить основу для применения инновационных концепций и методологических подходов по оценке и сопоставлению удельных выбросов ПГ от электростанций. Долгое время правила учёта выбросов ПГ от ТЭС не менялись, и в руководствах использовались «коэффициенты выбросов», представляющие собой средневзвешенные значения выбросов ПГ, связанных с сетевой генерацией электроэнергии в регионе (региональный метод). Цифровизация и растущая доступность точных данных о производстве электроэнергии в режиме реального времени позволяют использовать альтернативные концепции учета выбросов ПГ. Эксперты предложили инновационные методологии учёта выбросов. Некоторые из них применяются в режиме 24/7 с ориентацией не только на выработку электроэнергии, но и на снижение выбросов ПГ за счет замещения на почасовой основе наиболее углеродоёмкой генерации (см. рисунок 1.1 и таблицу 1.1).

Применение новых подходов позволяет компаниям формировать стратегии декарбонизации и оптимизировать производство и потребление электроэнергии за счет оптимизации:

- времени использования: компании могут корректировать потребление электроэнергии, чтобы снизить выбросы;
- местоположения: компании учитывают влияние выбросов в зависимости от места расположения новых крупных нагрузок и покрытия их более чистыми или более грязными электростанциями;
- управления спросом: в периоды высокой нагрузки на сеть, совпадающие с периодами высокой интенсивности выбросов углерода центры обработки данных или другие крупные потребители электроэнергии могут переключать нагрузки на другие сети или переносить нагрузки на менее загруженные периоды суток.

Для применения в будущем этих инновационных подходов в России требуется оценка удельных выбросов ПГ от выработки электрической и тепловой энергии от источников генерации, включая ТЭС и не только с годовым шагом. Как было указано выше, Ассоциация «НП Совет рынка» совместно с АО «АТС» уже публикуют удельные выбросы CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O и CO<sub>2</sub>экв по ценовым зонам и по неценовой зоне Калининградской области в почасовом режиме.<sup>22</sup>

---

<sup>22</sup> <https://www.atsenergo.ru/results/co2map?sitedate=19.03.2025>

В данной работе проведена оценка границ технологических процессов производства энергии на тепловых электростанциях, характеризующихся выбросами парниковых газов, используемых в зарубежных системах бенчмаркинга по удельным расходам энергии или удельным выбросам ПГ на единицу продукции. Границы технологических процессов определены так, чтобы имелась возможность сравнивать показатели в разных уже существующих системах бенчмаркинга. Выявлен перечень продукции и границ технологических процессов с использованием материалов МГЭИК, российского кадастра выбросов ПГ, нормативных актов ЕС, материалов международных организаций и ассоциаций Отрасли и имеющихся международных систем бенчмаркинга в Отрасли. Границы технологических систем и производственных процессов определены для охватов 1, 2 и 3.

В целях разработки калькулятора проведен анализ требований к исходным данным, используемым в других странах при оценке удельных выбросов ПГ и удельных расходов энергии на единицу производства энергии на тепловых электростанциях. Проведена оценка и верификация исходных данных в рамках ранее собранных анкет для сбора данных с предприятий Отрасли при формировании ИТС НДТ 38-2024, представленных Заказчиком. Сформированы предложения по гармонизации формы шаблона: со стандартными формами статистической отчетности предприятий для минимизации затрат на сбор и предоставление информации; с информацией, используемой при составлении национального кадастра антропогенных выбросов ПГ в соответствии с требованиями МГЭИК; с информационными требованиями ЕС и других стран для обеспечения возможности получения сопоставимых значений удельных выбросов ПГ и удельных расходов энергии.

Разработаны рекомендации по совершенствованию формы шаблона анкеты для сбора данных с предприятий Отрасли. Определены коэффициенты выбросов отдельных ПГ в отрасли производства энергии на тепловых электростанциях в Российской Федерации (по данным национальной инвентаризации в соответствии с методиками МГЭИК) и в других развитых странах (по данным их национальных инвентаризаций), а также имеющихся международных систем бенчмаркинга. Были выявлены причины расхождений.

Проведен анализ перспектив развития производства энергии на тепловых электростанциях в Российской Федерации и в мире для разных сценариев до 2050-2060 гг. Были выявлены основные факторы, определяющие перспективную динамику потребления и производства энергии на тепловых электростанциях. Дана оценка мировых тенденций в области выбросов парниковых газов от производства энергии на тепловых электростанциях для разных сценариев на перспективу до 2050-2060 гг.

Высокая актуальность разработки калькулятора для оценки углеродоемкости (бенчмаркинга) производства электрической и тепловой энергии на тепловых электростанциях (ТЭС) в Российской Федерации определяется широким набором факторов. В данной работе проведено уточнение методического подхода к оценке удельных выбросов парниковых газов (ПГ) и установлению отраслевых бенчмарков для удельных выбросов ПГ при выработке электрической и тепловой энергии на ТЭС, а также предложены новые методические подходы к оценке косвенных выбросов топливного цикла.

Обоснована типология ТЭС, которая используется для целей бенчмаркинга. В работе сформированы предложения по использованию открытых данных для расчета удельных выбросов ПГ и установления отраслевых бенчмарков. Более того, на основе использования открытых данных построены репрезентативные кривые бенчмаркинга для удельных выбросов ПГ на российских ТЭС на природном газе, угле и мазуте, которые затем были встроены в программный комплекс Бенчмаркинг-ТЭС.

Создан программный комплекс (калькулятор) «Оценка углеродоемкости (бенчмаркинга) производства энергии на тепловых электростанциях в Российской Федерации» (Бенчмаркинг-ТЭС) для оценки уровня эффективности ТЭС как по удельным выбросам парниковых газов, так и по уровням удельных расходов топлива. Программный комплекс создан на основе разработанных методических подходов с использованием построенных кривых бенчмаркинга. Программный комплекс Бенчмаркинг-ТЭС содержит алгоритмы, позволяющие обеспечить сопоставимость с бенчмарками, используемыми как международными системами (такими, как системы МЭА и ЕС), так и системами отдельных стран, включая Китай. На основе программного комплекса проведены пилотные расчеты удельных выбросов парниковых газов по данным для более чем 120 ТЭС. Практическое внедрение программного комплекса Бенчмаркинг-ТЭС позволит создать надежную информационную основу для внедрения механизмов углеродного регулирования в электроэнергетике России.

В работе определены эталонные значения удельных выбросов парниковых газов для выбранной типологии ТЭС, а также значения удельных выбросов парниковых газов по новым перспективным низкоуглеродным технологиям, и дана оценка перспектив изменения уровней бенчмарков в зарубежных системах при производстве основных видов продукции Отрасли.

Работа выполнена И.А. Башмаковым, К.Б. Борисовым, М.Г. Дзедзичеком, А.А. Луниным и О.В. Лебедевым.

Редактирование текста – Т.Б. Шишкина. Оформление – О.С. Ганзюк.

## Термины и определения

**Альтернативное топливо** – искусственное топливо, полученное из отходов без биогенного содержания и не включенное в список МГЭИК.

**Бенчмаркинг** – сопоставительный анализ с эталонными показателями для определения возможностей повышения эффективности собственной работы.

**Границы** – организационные или технологические границы установки или предприятия.

**Воплощенные выбросы (прочие косвенные выбросы ПГ)** – выбросы парниковых газов, воплощенные в закупаемом сырье и материалах, а также связанные с производством, подготовкой и транспортировкой топлива за пределами предприятия.

**Воплощенные выбросы для ТЭС (охват 3)** – выбросы, воплощенные в строительных конструкциях и оборудовании ТЭС, а также связанные с выводом ТЭС из эксплуатации и утилизацией соответствующих отходов.

**Косвенные выбросы** – выбросы, являющиеся следствием деятельности в рамках четко определенных границ, например, региона, сектора экономики, компании или процесса, но которые происходят за пределами указанных границ. Например, выбросы описываются как косвенные, если они связаны с использованием тепла, но физически возникают за пределами границ потребителя тепла, или с производством электроэнергии, но физически возникают за пределами границ энергоснабжения.

**Косвенные выбросы ПГ для ТЭС (охват 2)** – выбросы, порождаемые процессами добычи, переработки и транспортировки топлива на ТЭС (выбросы топливного цикла). Выбросы по охвату 2 теоретически могут оцениваться для каждой ТЭС, но практически существенно проще оценивать средние по стране показатели.

**Нетто-потребление** – количество топлива, материала или энергии, которое используется в границах объекта, для которого проводятся расчеты за отчетный период с учетом поступлений извне и отпуска за пределы этих границ.

**Парниковые газы (ПГ)** – газообразные компоненты атмосферы, как естественного, так и антропогенного происхождения, которые поглощают и испускают излучение на определенных длинах волн в спектре излучения, испускаемого поверхностью Земли, самой атмосферой и облаками. Это свойство вызывает парниковый эффект. Водяной пар ( $H_2O$ ), углекислый газ ( $CO_2$ ), закись азота ( $N_2O$ ), метан ( $CH_4$ ) и озон ( $O_3$ ) являются основными парниковыми газами в атмосфере Земли. К антропогенным ПГ относятся гексафторид серы ( $SF_6$ ), гидрофторуглероды (ГФУ), хлорфторуглероды (ХФУ) и перфторуглероды (ПФУ); некоторые из них также разрушают кислород (и регулируются Монреальским протоколом).

**Потенциал снижения выбросов ПГ** – потенциал, который рассчитывается как разница выбросов данного предприятия или объекта и выбросов соответствующего ему эталонного предприятия или объекта.

**Природное (ископаемое) топливо** – все виды природного топлива, перечисленные Межправительственной группой экспертов по изменению климата (МГЭИК).

**Прямые выбросы ПГ от сжигания топлива** – общие прямые выбросы парниковых газов от сжигания топлива в границах установки или предприятия, исключая выбросы ПГ от биомассы, использованной в качестве топлива.

**Прямые выбросы ПГ от сжигания топлив на ТЭС (охват 1)** – выбросы парниковых газов от сжигания природного топлива на источниках выработки электрической и тепловой энергии.

**Система бенчмаркинга** – набор процедур, позволяющих собрать и обработать по заданным алгоритмам необходимую информацию для ранжирования и корректного сравнения ключевых показателей.

**Удельные выбросы ПГ** – выбросы ПГ в расчете на единицу выработки электрической или тепловой энергии или суммы электрической и тепловой энергии.

**Технологическое топливо** – природное и/или альтернативное топливо, подаваемое на энергетические установки.

**Углеродный след цикла жизни источников генерации электроэнергии** – сумма удельных выбросов охватов 1, 2 и 3. Углеродный след – это показатель общего объема выбросов углекислого газа ( $\text{CO}_2$ ), которые напрямую или косвенно вызваны с деятельностью или накапливаются на этапах жизненного цикла продукта.

**Улавливание и захоронение углекислого газа (CCS)** – процесс, при котором относительно чистый поток углекислого газа ( $\text{CO}_2$ ) из промышленных и энергетических источников отделяется (улавливается), кондиционируется, сжимается и транспортируется в место хранения для долгосрочной изоляции от атмосферы. Иногда называется улавливанием и хранением углерода.

**Чистая (нетто) эмиссия ПГ** – валовые выбросы, исключая выбросы парниковых газов от сжигания биомассы, выбросы от передачи выработанной на предприятии тепловой или электрической энергии, переданной внешним потребителям за вычетом выбросов улавливаемых в системах CCS.

**Эквивалент  $\text{CO}_2$  ( $\text{CO}_2$ -экв.)** – объем выбросов диоксида углерода ( $\text{CO}_2$ ), который оказал бы эквивалентное воздействие на указанный ключевой показатель изменения климата в течение заданного временного горизонта, как выброс другого парникового газа (ПГ) или смеси других ПГ. Для смеси ПГ он получается путём суммирования выбросов каждого газа в эквиваленте  $\text{CO}_2$ . Существуют различные способы и временные горизонты для расчёта таких эквивалентных выбросов. Выбросы в эквиваленте  $\text{CO}_2$  обычно используются для сравнения выбросов различных ПГ и в целях агрегирования.

**Энергетическая эффективность** – характеристика, отражающая отношение полезного эффекта от использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) к затратам ТЭР, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции или к технологическому процессу.

**Энергетические косвенные выбросы ПГ** – выбросы парниковых газов от производства покупной электроэнергии и тепловой энергии, потребляемых принадлежащим организации или контролируемым ею оборудованием.

## Обозначения

АЭС	–	атомная электростанция
БиоТЭС	–	ТЭС на биотопливе
БКБ	–	каменноугольная нефть
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВРТ	–	Best Practical Technologies – лучшие практические технологии
ВЭС	–	ветровая электростанция
ГОК	–	горнообогатительный комбинат
ГОСТ	–	государственный стандарт
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГТУ	–	газотурбинная установка
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДКД	–	докритические параметры перегретого пара
ДЭС	–	дизельная электростанция
ЕС	–	Европейский Союз
ЕС ETS	–	европейская система торговли квотами на выбросы ПГ (ЕС ETS)
ИТС	–	информационно–технический справочник
КИУМ	–	коэффициент использования установленной мощности
КПД	–	коэффициент полезного действия
КПИТ	–	коэффициент полезного использования топлива
КЭС	–	конденсационная электростанция
МГЭИК	–	Межправительственная группа экспертов по изменению климата
МСЗ	–	мусоросжигательный завод
МЭ США	–	Министерство энергетики США
МЭА	–	Международное энергетическое агентство
НДТ	–	наилучшая доступная технология
ООН	–	Организация Объединенных Наций
ОРГРЭС	–	Государственный трест по организации и рационализации районных электростанций и сетей
ПГ	–	парниковые газы
ПГУ-КЭС	–	парогазовая установка КЭС
ПГУ-ТЭС	–	парогазовая установка ТЭС
ПГУ-ТЭЦ	–	парогазовая установка ТЭЦ
ПСУ	–	паросиловая установка
ПСУ ДКД	–	паросиловая установка с докритическими параметрами пара
ПСУ СКД	–	паросиловая установка со сверхкритическими параметрами пара
Росстат	–	Федеральная служба государственной статистики
РЭА	–	Российское Энергетическое Агентство
СВАМ	–	механизм регулирования граничных выбросов углерода
СКД	–	сверхкритическое давление
СКП	–	суперкритические параметры пара
СЭС	–	солнечная электростанция
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УВПГв	–	воплощённые удельные выбросы парниковых газов

УВПГк	–	косвенные удельные выбросы парниковых газов
УгТЭС	–	угольная ТЭС
УРУТ	–	удельный расход топлива
УРУТ <sub>тэ</sub>	–	удельный расход топлива на выработку тепловой энергии
УРУТ <sub>ээ</sub>	–	удельный расход топлива на выработку электроэнергии
УСКП	–	ультрасверхкритические параметры пара
ЦКС	–	циркуляционный кипящий слой
ЭС	–	энергосистема
ВАТ	–	наилучшая имеющаяся технология
ССС	–	улавливание и хранение углекислого газа
ССУС	–	улавливание, хранение и использование углекислого газа
EMBER	–	название компании
EPA	–	Агентство по охране окружающей среды США
EPS	–	Стандарт эффективности выбросов
G20	–	группа из 20 стран («Большая Двадцатка»)
IEA	–	Международное энергетическое агентство
КЕРТ	–	название компании
NREL	–	Национальная лаборатория по возобновляемой энергии (США)

## 1 Основные выводы

### 1.1 Границы технологических процессов производства энергоносителей на тепловых электростанциях

- Технологические процессы производства электроэнергии и теплоты включают 5 этапов. В состав любой тепловой электрической станции обязательно должны входить:**
- Топливное хозяйство и система подготовки топлива к сжиганию.
  - Водоподготовка и химический контроль питательной и подпиточной воды.
  - Сжигание топлива в котлоагрегатах и производство тепловой энергии (котельный цех: паровые котлоагрегаты и вспомогательное оборудование к ним).
  - Производство электроэнергии и тепловой энергии (турбинный цех: паровые турбоагрегаты, вспомогательное оборудование к ним, теплофикационные установки).
  - Система технического водоснабжения тепловой электрической станции (прямоточные, оборотные или смешанные).
- Основные показатели энергетической эффективности тепловых электрических станций включают:**
- Коэффициент полезного использования топлива (КПИТ).
  - Удельные расходы условного топлива и соответствующие им КПД:
    - на выработку и/или отпуск электрической энергии (УРУТ по электроэнергии);
    - на выработку и/или отпуск тепловой энергии (УРУТ по тепловой энергии).
  - Долю расходов электроэнергии на собственные нужды электростанций.  
Наиболее экономичными и энергоэффективными в плане выработки и отпуска тепловой энергии являются ПГУ-ТЭЦ.
- Основные перспективные технологии производства электрической и тепловой энергии на тепловых электростанциях включают:**
- Совершенствование газотурбинных установок. КПД ГТУ достигает 43% и ведутся разработки по его повышению до 45%.
  - Совершенствование парогазовых установок. Мировой рекорд КПД ПГУ превысил 64%, а целевой уровень близок к 70%. КПИТ для ПГУ-ТЭЦ превышает 85%.
  - Угольные энергоблоки на суперсверхкритических параметрах пара с повышением КПД до 45-49% с целевым уровнем >50%.
  - Модернизацию тепловых электростанций для работы на водороде.
  - Производство холода на базе газотурбинных и парогазовых установок.
  - Оснащение электростанций системами CCUS.

## 1.2 Методы распределения затрат топлива и энергии на производство энергоносителей на тепловых электростанциях

**В России для распределения расхода топлива между электрической и тепловой энергией на ТЭЦ используются два основных нормативных метода:**

**Физический метод распределения расхода топлива**

**Пропорциональный метод распределения расхода топлива (метод ОРГРЭС)**

**Кроме того, разработаны еще несколько методов, включая:**

- Физический метод.
  - Пропорциональный метод (метод ОРГРЭС).
  - Ни пропорциональный метод, ни физический метод не обеспечивают конкурентоспособность ТЭЦ на двух рынках одновременно: при использовании физического метода ТЭЦ проигрывает конкуренцию котельным на рынке тепловой энергии, а при использовании пропорционального метода проигрывает конкуренцию КЭС на оптовом рынке электроэнергии и мощности.
  - Общий недостаток физического и пропорционального метода заключается в том, что они не учитывают возможности производства на ТЭЦ дополнительных технологических продуктов, таких как холод и водород.
  - В основу физического метода положен подход распределения затрат топлива пропорционально количеству топлива (в условных единицах), израсходованного на каждый вид энергии на базе теплового баланса ТЭЦ.
  - При физическом методе вся экономия топлива при теплофикации относится на электрическую энергию (электроэнергия дешевая, тепловая энергия – дорогая).
  - В пропорциональном методе вводятся эмпирические коэффициенты, позволяющие учитывать термодинамическую ценность потоков пара на входе в турбины, в регулируемых отборах и в конденсаторах. Кроме того, в расчетах по пропорциональному методу используются эмпирические коэффициенты, учитывающие регенеративный подогрев питательной воды на тепловой электростанции.
  - Существенным недостатком пропорционального метода распределения расхода топлива является сложность расчетов и их верификации из-за наличия эмпирических коэффициентов.
  - При пропорциональном методе вся экономия топлива при теплофикации относится на тепловую энергию (электроэнергия дорогая, тепловая энергия – дешевая).
- Тепловой метод;  
Эксергетический метод;
- Метод «эквивалентной КЭС»;
  - Метод «альтернативной котельной»;
  - Метод с фиксированной эффективностью генерации тепловой энергии;

**Поскольку в мировой практике бенчмаркинга удельных выбросов ПГ пропорциональный метод практически не используется, при формировании системы бенчмаркинга приоритет следует отдавать физическому методу, или методам с фиксированной эффективностью выработки тепловой энергии на ТЭС.**

- Метод с нормативными (эталонными) КПД отдельной выработки электрической (40%) и тепловой энергии (80%);
  - Экономические методы.
- В зарубежных странах преимущественно используется метод с фиксированной эффективностью генерации тепловой энергии. Это метод с разными показателями фиксированной эффективности генерации тепловой энергии:
- МЭА – 90%;
  - ЕС – 90%;
  - Италия – 88,9%.
  - В Германии устанавливаются нормативные КПД отдельной выработки электрической (40%) и тепловой энергии (80%).
  - Во Франции удельные расходы условного топлива на ТЭС принимаются равными удельным расходам условного топлива на котельных.
  - В Великобритании предполагается, что для производства единицы электроэнергии требуется в 2 раза больше единиц топлива, чем для производства единицы тепловой энергии.
  - В США расход топлива на генерацию электроэнергии определяется как произведение объема генерации на полный коэффициент полезного действия ТЭС, а остаток относится на тепловую энергию.

### **1.3 Методические основы системы бенчмаркинга по удельным расходам энергии или удельным выбросам ПГ**

**Бенчмаркинг – это сопоставительный анализ с эталонными показателями для определения возможностей повышения эффективности производства. Выбор объекта бенчмаркинга**

**Выбор продукта для бенчмаркинга**

- Развитие механизмов углеродного регулирования и систем корпоративной отчетности по углеродному следу продукции формирует спрос на прозрачность оценки показателей углеродоёмкости.
- Система бенчмаркинга – это набор процедур, позволяющих собрать и обработать по заданным алгоритмам необходимую информацию для ранжирования и корректного сравнения ключевых показателей.
- Границы системы в первую очередь определяются объектом бенчмаркинга, которым могут быть ТЭС, энергосистема, страна, генерирующая компания или потребитель электроэнергии.
- Электроэнергия является основным продуктом отрасли.
- Кроме того, на ТЭС и котельных производится тепловая энергия. Помимо этих двух основных продуктов на ТЭС

могут также производиться холод, сжатый воздух и водород.

- Корректное сравнение удельных показателей для ТЭС требует разработки специальной методики для приведения их в сопоставимый вид с учетом:**
- разного набора выпускаемой продукции;
  - разных видов топлива для ТЭС;
  - разных единиц измерения для топлива и выпускаемой продукции;
  - разных методов разнесения затрат топлива на производство электрической и тепловой энергии;
  - разного оборудования на ТЭС;
  - разного набора ПГ;
  - разных коэффициентов пересчета выбросов ПГ в эквивалент CO<sub>2</sub>;
  - разных границ производственной системы – валовая генерация или отпуск электрической энергии с шин станций и тепла от коллекторов, выбросы по Охватам 1, 2 и 3.

Ключевым вопросом оценки удельных выбросов ПГ при производстве электроэнергии является разделение потребления топлива ТЭЦ на электро- и теплоэнергию.

- Для создаваемой в России системы бенчмаркинга удельных выбросов ПГ на ТЭС важно максимизировать функционал и обеспечить возможность оценивать удельные расходы энергии и удельные выбросы разных ПГ по разным границам производственной системы, по разным способам разнесения затрат и по разным охватам:**
- Удельные расходы энергии:
    - УРУТ на выработку электроэнергии для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
    - доля расходов электроэнергии на собственные нужды ТЭС;
    - УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭС для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
    - УРУТ на выработку тепловой энергии для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
    - доля расходов тепловой энергии на собственные нужды ТЭС;
    - УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭС для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
    - УРУТ на выработку тепловой энергии на пиковых котельных;
    - доля расходов тепловой энергии на собственные нужды пиковых котельных;
    - УРУТ на отпуск тепловой энергии от пиковых котельных;
    - КПИТ на ТЭС.
  - Удельные прямые выбросы ПГ от сжигания топлива на единицу:
    - произведенной электроэнергии по разным видам использованного топлива для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;

- отпущенной электроэнергии по разным видам использованного на ТЭС топлива и для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
- произведенной тепловой энергии ТЭС по разным видам использованного топлива и для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
- отпущенной тепловой энергии с коллекторов ТЭС по разным видам использованного топлива и для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
- суммы производства электроэнергии и тепловой энергии по разным видам использованного на ТЭС топлива;
- нетто-выбросы ПГ с учетом стоков CO<sub>2</sub>.
- Удельные косвенные выбросы ПГ, порождаемые процессами добычи, переработки и транспортировки топлива на ТЭС (выбросы топливного цикла) по видам ископаемого топлива (охват 2).
- Удельные– воплощенные в строительных конструкциях и оборудовании ТЭС, а также связанные с выводом ТЭС из эксплуатации и утилизацией соответствующих отходов – выбросы ПГ (охват 3).
- Интегральный уровень выбросов ПГ по охватам 1+2 и 1+2+3, учитывающий прямые выбросы ПГ, косвенные выбросы ПГ, сопряженные с добычей, переработкой и транспортировкой топлива, а также воплощенные выбросы ПГ.
- Уровни индикативных показателей, определяемых в соответствии с методикой ГОСТ Р 113.00.30-2023, следует считать очень мягкими ограничениями.
- В зарубежной практике углеродного и энергетического регулирования используются разные уровни бенчмарков:
  - лучший удельный показатель;
  - среднее для первого дециля;
  - уровень, замыкающий первый дециль, первые 20% или первый квартиль;
  - среднее для всех предприятий значение;
  - уровень, замыкающий первые 80% или первые 90%;
  - наименее эффективный уровень во всей выборке.
 Значения для предприятий, замыкающих первые 20% или 25%, часто также называют лучшими практически используемыми технологиями (BPT – Best Practical Technologies).

**После приведения удельных показателей в сопоставимый вид они ранжируются по мере возрастания и формируется кривая бенчмаркинга. На основе этой кривой определяются значения эталонных, или индикативных, показателей**

**Бенчмаркинг производства энергии на тепловых электростанциях по уровню энергоэффективности или по уровню углеродоемкости широко используется для:**

- выявления эталонных технологий и практик производства, таких как наилучшие имеющиеся технологии (ВАТ), наилучшие доступные технологии (НДТ) и наилучшие практически используемые технологии (ВРТ);
- оценки косвенных выбросов по охвату 2 для промышленности, транспорта, зданий и других секторов;
- оценки потенциала снижения удельных расходов энергии и снижения удельных выбросов ПГ на основе сравнения с эталонными значениями и выявления возможностей для повышения эффективности производства;
- определения целевых заданий и(или) пороговых значений по экономии энергии и снижению выбросов ПГ в системах низкоуглеродного регулирования (принцип «кто меньше сделал, тому большее задание»);
- разработки и согласования корпоративных или отраслевых планов и дорожных карт по повышению энергоэффективности и декарбонизации;
- мониторинга достижения целевых заданий корпоративных или отраслевых планов и дорожных карт;
- формирования пакетов мер государственной или корпоративной политики и предложений по технологическим решениям для расширения рыночных ниш наиболее эффективных технологий;
- оценки конкурентных позиций предприятий по отдельным показателям за счет сопоставления с аналогичными производствами;
- маркетинга продукции с низким углеродным следом. Для этого необходимо обеспечение сопоставимости определения удельных выбросов ПГ для обеспечения справедливой конкуренции;
- выделения бесплатных квот на уровне эталонных показателей в системах торговли квотами (Китай – для электроэнергетики и тепловой энергии, ЕС – для косвенных выбросов ПГ при производстве электростали и алюминия);
- определения уровня платежей импортеров в системах пограничного углеродного регулирования (Carbon Border Adjustment Mechanism, СВАМ);
- выбора поставщиков с низким углеродным следом для государственных и корпоративных закупок для снижения углеродного следа потребителей продукции;

- определения критериев низкоуглеродной продукции в таксономиях при принятии решений о финансировании проектов по повышению энергоэффективности или декарбонизации.

#### **1.4 Методика бенчмаркинга программного комплекса (калькулятора) «Бенчмаркинг ТЭС»**

##### **Программный комплекс**

**«Бенчмаркинг-ТЭС» создан для обеспечения возможности проведения оценки и сопоставления удельных выбросов парниковых газов (ПГ) от отдельных ТЭС по нескольким методикам и охватам.**

- Программный комплекс «Бенчмаркинг-ТЭС» позволяет оценить:
  - прямые удельные выбросы не только по CO<sub>2</sub>, но и по CO<sub>2</sub>экв. с учетом выбросов метана и закиси азота;
  - выбросы по охвату 2 (косвенные выбросы топливного цикла);
  - выбросы по охвату 3, для оценки которых используются среднемировые коэффициенты, предложенные МЭА;
  - в соответствии с российскими нормативными актами;
  - по методикам, используемым МЭА, ЕС и в системе торговли квотами на выбросы Китая.

- В программный комплекс встроены 45 кривых бенчмаркинга, построенных на основе выборок из 61 газовых ТЭС (на их долю пришлось 34% выработки всеми газовыми ТЭС России) и 53 угольных ТЭС (на их долю пришлось 70% выработки всеми угольными ТЭС России), а также по данным МЭА для 150 стран и 41 группы стран. Примеры 2-х кривых бенчмаркинга показаны на рис. 1.1 и 1.2.

- Оценки, полученные для отдельной ТЭС, проецируются на эти кривые.

**Типология ТЭС для целей бенчмаркинга по видам топлива и по типам генерирующих установок.**

**В программном комплексе**

**«Бенчмаркинг-ТЭС» все ТЭС разбиваются на 4 группы по видам используемого топлива:**

- газовые ТЭС – ТЭЦ, у которых доля природного газа в топливном балансе равна или превышает 95%, а также КЭС и ГРЭС, у которых доля природного газа в топливном балансе ТЭС равна или превышает 90%;
- угольные ТЭС – ТЭС, в топливном балансе которых доля угля (включая доменный и коксовый газы) равна или превышает 95%;
- мазутные ТЭС – ТЭС, в топливном балансе которых доля мазута равна или превышает 50%, а второй источник топлива – природный газ;
- прочие ТЭС – ТЭС с несколькими видами топлива, пропорции которых не удовлетворяют первым трем критериям.

**С использованием программного комплекса проводится**

- выработка электрической энергии;
- выработка тепловой энергии;
- выработка суммы электрической и тепловой энергии;
- отпуск электрической энергии;

**бенчмаркинг шести видов продукции:**

- отпуск тепловой энергии;
- отпуск суммы электрической и тепловой энергии. Показатель удельных выбросов ПГ в расчете на суммарную выработку электрической и тепловой энергии на ТЭС является наиболее адекватным показателем для бенчмаркинга ТЭС по критерию углеродоёмкости продукции, но применяется довольно редко.

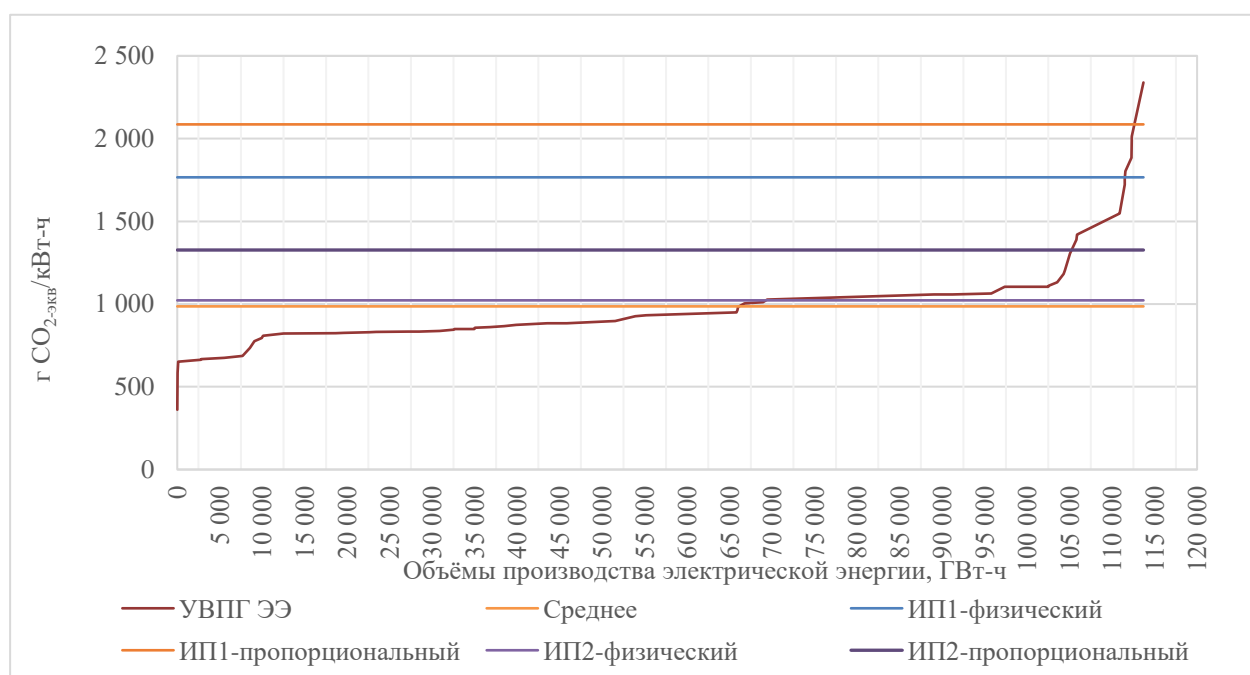
**При формировании репрезентативных выборок для системы бенчмаркинга приоритет был отдан данным Схем теплоснабжения.**

- Схема теплоснабжения — это комплексный документ, определяющий развитие систем теплоснабжения населенных пунктов на 15-20 лет.
- Объем данных по электростанциям в имеющихся схемах теплоснабжения представлен с разной степенью полноты.
- Имеющиеся данные в схемах теплоснабжения крупных городов позволяют провести оценку выбросов ПГ отдельных тепловых электростанций, для которых имеется необходимая информация.

**Программный комплекс «Бенчмаркинг-ТЭС» разработан Центром энергоэффективности – XXI век (ЦЭНЭФ – XXI) для ФГАУ «НИИ «ЦЭПП». Он разработан в среде MS Excel.**

- Пользовательский интерфейс «Бенчмаркинг-ТЭС» состоит из 7 разделов (листов):
- Титульный лист
  - Лист «Содержание»
  - Лист «Ввод исходных данных»
  - Лист «Расчет абсолютных значений выбросов ПГ»
  - Листы «Расчет удельных значений выбросов ПГ»
  - Лист «Проведение бенчмаркинга по аналогам в РФ»
  - Лист «Проведение бенчмаркинга по аналогам за рубежом»
  - Лист «Справочные данные»

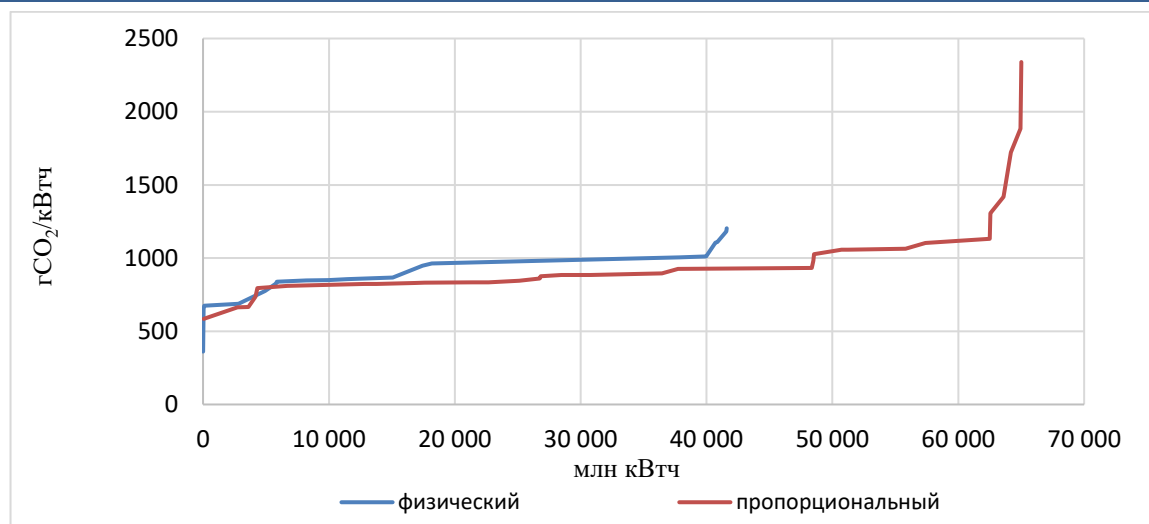
**Рисунок 1.1** Кривая бенчмаркинга газовых ТЭС по удельным прямым выбросам ПГ при производстве электроэнергии (охват 1)



- Разброс значений от 199 до 645 гСО<sub>2</sub>/кВт•ч.
- ТЭС с минимальными значениями используют физический метод распределения расхода топлива, а с максимальными значениями – пропорциональный метод.
- Средневзвешенное по объемам выработки электроэнергии равно 407 гСО<sub>2</sub>экв/кВт•ч.

Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения

**Рисунок 1.2** Кривая бенчмаркинга угольных ТЭС по удельным прямым выбросам ПГ при производстве электроэнергии (охват 1)



- Разброс значений от 361 до 2339 гСО<sub>2</sub>/кВт•ч;
- ТЭС с минимальными значениями используют физический метод распределения расхода топлива, а с максимальными значениями – пропорциональный метод.
- Средневзвешенное по объемам выработки электроэнергии равно 986 гСО<sub>2</sub>/кВт•ч

Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения

## 1.5 Зарубежные системы бенчмаркинга по удельным расходам энергии или удельным выбросам ПГ на единицу продукции тепловых электростанций

**Задача создания российской системы бенчмаркинга по удельным выбросам ПГ производителей электроэнергии на тепловых электростанциях включает проведение сопоставлений не только среди российских ТЭС предприятий, но и с зарубежными бенчмарками**

**База данных МЭА по удельным выбросам играет важную роль в рамках регулирования по СВМ**

- Существуют региональные и страновые системы бенчмаркинга по удельным выбросам ПГ и(или) по удельным расходам энергии на единицу продукции. Среди них можно выделить следующие:
  - МЭА – система межстранового бенчмаркинга – IEA Emission Factors;
  - European Environmental Agency – система межстранового бенчмаркинга;
  - ЕС ЕСТ – система бенчмаркинга для тепловой энергии на уровне установок;
  - ЕРА – система бенчмаркинга по энергосистемам в США;
  - Bank of America и др. – система бенчмаркинга по генерирующим компаниям – Сравнительный анализ выбросов в атмосферу 100 крупнейших производителей электроэнергии в США;
  - Система бенчмаркинга производителей электроэнергии в Китае, где бенчмарки удельных выбросов ПГ для электроэнергии и тепла устанавливаются по типам электростанций;
  - Платформа Our World in Data – система межстранового бенчмаркинга;
  - EMBER – система межстранового бенчмаркинга.
- Они отличаются границами охвата производственных систем и расчетными алгоритмами оценки выбросов ПГ.
- В ЕС, Австралии, Китае и других странах разработаны методики оценки суммарных удельных выбросов ПГ на электроэнергию не только для охвата 1, но и для охватов 1+2+3.
- В ЕС в рамках СВМ используются два бенчмарка углеродоемкости электроэнергии:
  - средние выбросы ПГ в ЕС от установок, работающих на ископаемом топливе;
  - среднее для страны происхождения товара значение удельных выбросов в расчете на 1 кВт-ч суммарной генерации на всех электростанциях.
- Кроме того, в рамках европейской системы торговли квотами на выбросы установлен бенчмарк для тепловой энергии. На период 2021-2025 гг. этот бенчмарк равен 47,3 кгСО<sub>2</sub>/ГДж, или 198 кгСО<sub>2</sub>/Гкал.

При оценке по охватам 1, 2 и 3 получается, что:

Ни одну из зарубежных систем бенчмаркинга нельзя использовать в качестве калькулятора для бенчмаркинга углеродоемкости производства энергии на ТЭС России

В ряде систем бенчмаркинга (Our World in Data и EMBER) удельные выбросы от генерации электроэнергии России заметно завышены.

- При производстве 1 кВт-ч топливная генерация интегрально выбрасывает в 14-285 раз больше ПГ, чем генерация на ВИЭ.
- В проанализированных системах бенчмаркинга, как правило:
  - есть доступ к результатам бенчмаркинга в основном на уровне стран, регионов, энергосистем и реже – отдельных станций;
  - с разным уровнем детализации описана методология оценки показателей.
- Ни одна из систем не сопровождается свободно распространяемым программным обеспечением.
- Такой результат обусловлен методологической ошибкой при оценке удельных выбросов.
- Возможно, выбросы от всех электростанций, включая ТЭЦ, отнесены только к выработке электроэнергии. В отличие от других стран, где доля ТЭЦ невелика, это дает заметное искажение показателя удельных выбросов CO<sub>2</sub> для России.

#### 1.6 Бенчмаркинг по энергоэффективности и углеродоемкости производства электроэнергии на ТЭС

В 2021-2024 гг. коэффициент полезного использования топлива на ТЭС России упал почти на 4 п.п. и оказался ниже уровней 2000-2007 гг.

В России существует значительный разрыв в эффективности генерации электроэнергии по сравнению с лучшими мировыми практиками.

За четверть века после 2000 г. процесс декарбонизации электроэнергетики России продолжался только 6 лет – в 2015-2020 гг.

- После 2000 г. УРУТ<sub>э</sub> снижались медленно, а после 2020 г. росли. В итоге разрыв по эффективности генерации электроэнергии на ТЭС с технологиями ВАТ увеличился.
- Для структуры топливного баланса ТЭС России средневзвешенный УРУТ на выработку электроэнергии с параметрами лучших в мире КЭС был бы равен 207 гут/кВт-ч. Это в 1,4 раза ниже его фактического значения. Разрыв еще более значителен при сравнении с ПГУ-ТЭЦ – 1,9 раза в 2024 г.
- Все ТЭС с минимальными значениями УРУТ на отпуск и производство тепловой энергии являются ПГУ-ТЭЦ и имеют в своем составе зарубежные и российские газовые турбины.
- Затем он сменился ростом углеродоемкости электроэнергии, и в 2024 г. удельные выбросы ПГ составили:
  - на выработку электроэнергии – 366,1 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч и 366,8 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч;
  - на отпуск электроэнергии – 390,5 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч и 391,2 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.

**В 2000-2020 гг., как и в ЕС, но несколько медленнее, проявлялась тенденция к снижению удельных выбросов ПГ только на ТЭС, которая в России после 2020 г. сменилась тенденцией к их росту.**

**Удельные выбросы ПГ на сумму производства электрической и тепловой энергии на ТЭС России в 2000-2024 гг. колебались в узком диапазоне, но в итоге в 2024 г. остались на уровне 2000 г.**

**Учет выбросов по всем охватам увеличивает показатели удельных выбросов ПГ на ТЭС России в 2024 г. на 1 кВт-ч на 12-13% по сравнению с прямыми выбросами**

**Определение положения России на межстрановых кривых бенчмаркинга МЭА для ТЭС п за 2022 г. оказало, что средний удельный показатель выбросов для России:**

- Если в расчете учитывать собственные нужды электроэнергии на выработку тепла, то получается 388,3 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч и 389 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.
- В 2024 г. удельные выбросы ПГ только на ТЭС составили: на выработку электроэнергии – 576,3 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч и 577,3 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч, а на отпуск электроэнергии – 609,3 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч и 610,4 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч. Если в расчете учитывать собственные нужды электроэнергии на выработку тепла, то получается 581,2 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч и 582,3 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.
- Удельные выбросы ПГ только на ТЭС в 2020 г. составили 570,7 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч и были заметно выше аналога для ЕС – 512 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.
- По оценке ЦЭНЭФ-XXI, значения для 2022 г. составили 316,6 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч, а по оценке МЭА – 300,8 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч.
- Разброс значений удельных прямых выбросов ПГ на суммарную выработку электрической и тепловой энергии (охват 1) составил для отобранных:
  - газовых ТЭС от 217,9 до 632,8 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч;
  - угольных ТЭС от 327 до 1686 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.

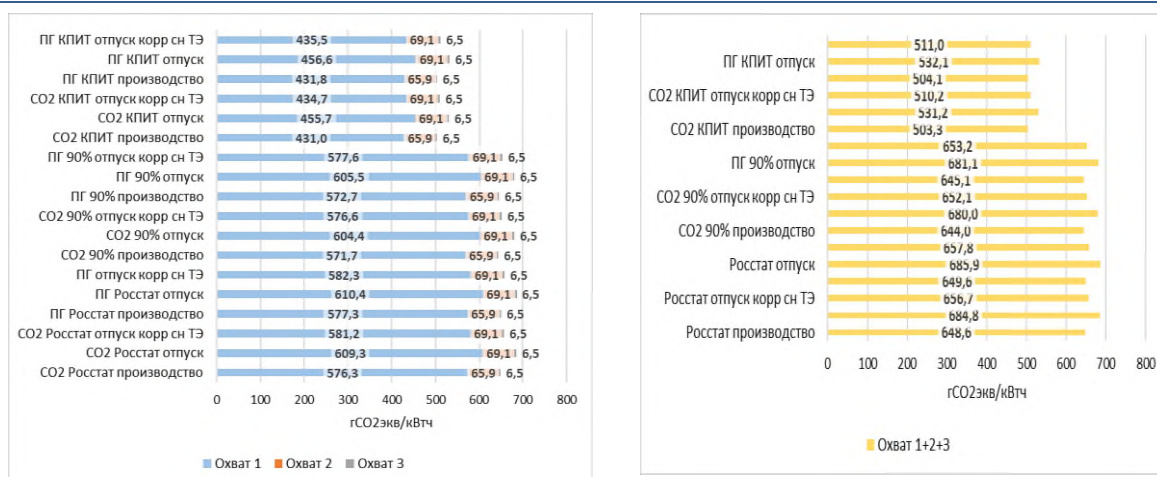
Для ТЭС выбросы по охватам 1+2+3 (рис. 1.2) равны:

- при допущении о КПД выработки тепла 90% – 644-681 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч, а при разнесении затрат топлива согласно данным Росстата – 650-686 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.

Для всех электростанций выбросы по охватам 1+2+3 (рис. 1.4) равны:

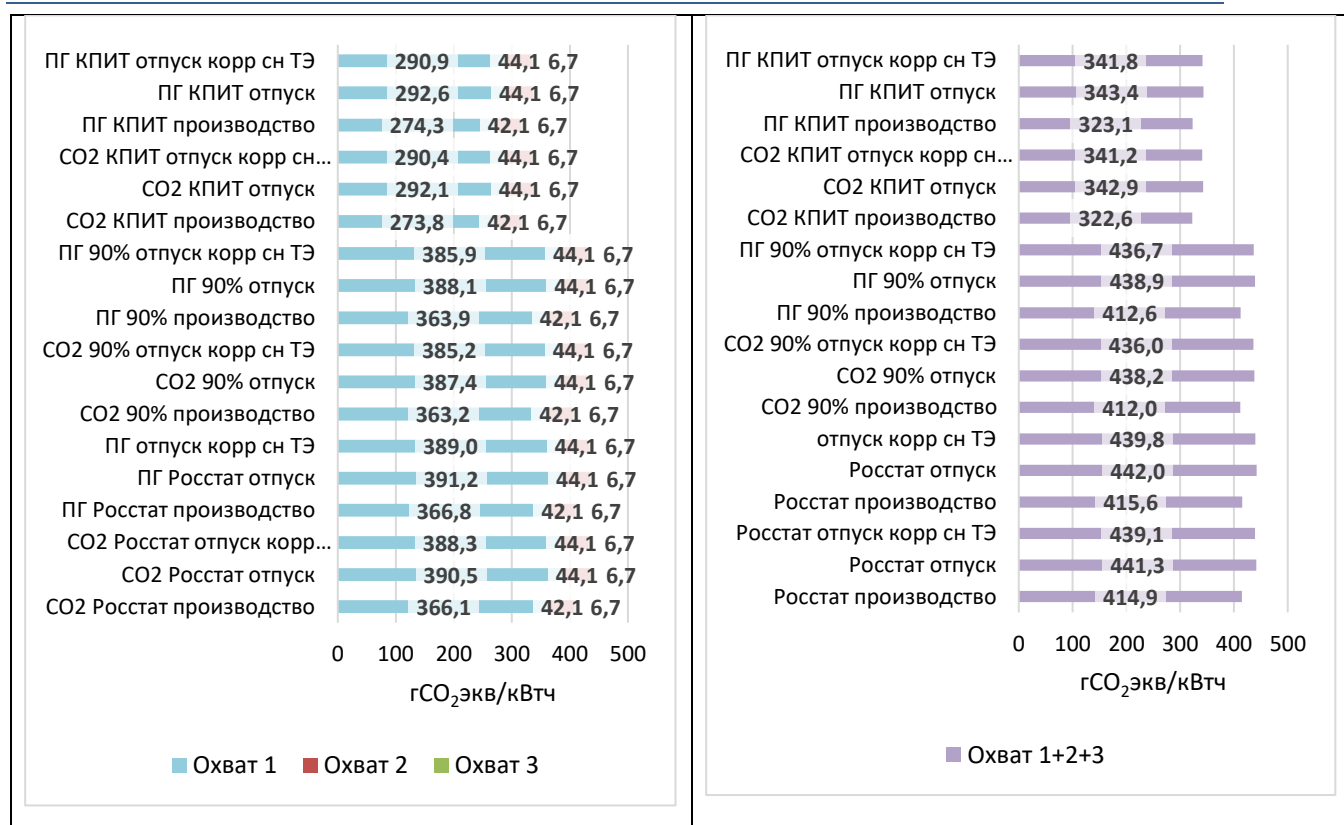
- при допущении о КПД выработки тепла 90% – 412-439 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч; а при разнесении согласно данным Росстата – 415-442 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.
- для угольных ТЭС заметно ниже средних значений для ЕС, США, Китая, мира и G20;
- для газовых ТЭС заметно выше средних значений для ЕС, США, Китая, мира и G20;
- для ТЭС не нефтепродуктах заметно выше средних значений для ЕС, США, Китая, мира и G20;
- для ТЭС на отходах заметно ниже средних значений для ЕС, США, Китая, мира и G20;
- для ТЭС на биомассе заметно ниже средних значений для ЕС, США, Китая, мира и G20.

**Рисунок 1.3 Удельные выбросы парниковых газов по охватам 1+2+3 на ТЭС России в 2024 г.**



Источник: оценки ЦЭНЭФ-XXI.

**Рисунок 1.4 Удельные выбросы парниковых газов по охватам 1+2+3 на всех электростанциях России в 2024 г.**



Источник: оценки ЦЭНЭФ-XXI.

**Используя цветовую кодификацию, российскую электроэнергию нельзя назвать «зеленой». Она, скорее, «желтая».**

• Данные МЭА доказывают неверность мнения о том, что в России одна из самых низкоуглеродных генераций в мире. Россия с показателем 349,5 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч оказалась на 82-м месте из 191 страны и групп стран, по которым МЭА приводит данные за 2022 г.;

**Ранжирование по величине снижения удельных выбросов CO<sub>2</sub> в 2000-2022 гг. показывает, что**

- Средний удельный показатель выбросов для России за 2022 г. заметно выше средних значений для ЕС, почти совпал со значением для США, но заметно ниже средних значений для мира, G20 и Китая;
- При оценке косвенных выбросов от использования электроэнергии в схеме СВММ Россия проигрывает ЕС с его 100 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч.
- Россия оказалась на 127-м месте с показателем снижения 50,8 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч. Это кратно ниже, чем в Китае (308,4), США (271,3), Великобритании (285) и ЕС (153);
- МЭА ожидает, что в 2027 г. удельный показатель для России практически сравняется со среднемировым.

### **1.7 Потенциал снижения удельных выбросов ПГ на ТЭС**

**К основным мероприятиям по снижению эмиссии парниковых газов на ТЭС можно отнести:**

- повышение загрузки генерирующего оборудования (числа часов использования установленной мощности);
- повышение доли теплофикационной выработки электроэнергии;
- перевод ТЭС с угля на газообразные топлива;
- строительство новых газовых ТЭС с высоким КПД (ПГУ);
- строительство новых угольных ТЭС с суперсверхкритическими параметрами пара (выше 600°C и более 30 МПа) и КПД более 45%;
- вывод из эксплуатации и демонтаж устаревшего генерирующего оборудования;
- снижение расходов на собственные нужды, в т.ч. за счет применения детандер-генераторных агрегатов для утилизации избыточного давления транспортируемого природного газа и др.);
- внедрение водородных установок;
- внедрение технологий улавливания и захоронения CO<sub>2</sub>.
- За счет роста числа часов использования установленной мощности можно снизить УРУТ для газовых ТЭС, но не для угольных, загрузка которых заметно падает.
- Потенциал снижения удельных выбросов ПГ на ТЭС без CCS позволяет снизить их до 700 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч для угольных ТЭС и до 308 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч для газовых (без учёта когенерации).
- Повышение доли теплофикационной выработки ограничено стагнацией или снижением спроса на тепловую энергию в секторе зданий.

**Возможности снижения удельных выбросов ПГ за счет совершенствования каждой технологии генерации электроэнергии есть, но они довольно ограничены.**

**Количество действующих объектов CCS в мире выросло до 50, а общее количество объектов, находящихся в стадии разработки, – до 628.**

- Дальнейшее снижение удельных выбросов ПГ на ТЭС возможно только за счет оснащения их системами CCS.
- Применение технологии CCS на ТЭС позволяет снизить удельные выбросы почти на порядок.
- Роль бенчмарков может постепенно перейти к удельным выбросам для ТЭС с системами CCUS: для угольных ТЭС на уровне 100-200 гСО<sub>2</sub>экв/Вт-ч, а для газовых – 40-170 гСО<sub>2</sub>экв/Вт-ч.
- В их числе реализовано или намечено к реализации более 30 проектов по применению технологии CCUS в электроэнергетике. Масштабы этих проектов невелики.
- Для выхода на амбициозные траектории декарбонизации электроэнергетики требуется их многократное масштабирование.
- Как и во всех других сферах низкоуглеродных технологий, лидерские позиции по улавливанию углерода на ТЭС захватывает Китай.

### **1.8 Анализ перспектив производства энергии на ТЭС для разных сценариев до 2050-2060 гг.**

**Согласно оценкам Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года:**

**Сценарные прогнозы аналитических центров по выбросам ПГ от генерации электроэнергии на ТЭС России дают широкий диапазон оценок.**

**Сценарные оценки РЭА и ЦЭНЭФ-XXI могут оказаться заметно ближе к реальности, чем суперконсервативные оценки Генсхемы и РАН.**

- доля ТЭС в суммарной генерации России снижается на 5,3% к 2042 г. в основном за счет их вытеснения АЭС;
- потребность ТЭС в топливе к 2042 г. растет на 10% от уровня 2023 г.;
- эффективность генерации электрической и тепловой энергии на ТЭС замораживается на 21 год.
- В Целевом сценарии Консорциума 5 (институты РАН) генерация электроэнергии на ТЭС на всем периоде выше уровня 2021 г.
- Она выходит на пик (911 млрд кВт-ч в 2050 г.) – и только потом снижается, оставаясь в 2060 г. на 4% выше значения 2021 г.
- Во всех сценариях ИНЭИ РАН топливная генерация растет.
- Напротив, ни в одном из сценариев РЭА потребление ископаемого топлива на цели генерации электроэнергии до 2050 г. не растет. В сценариях Рациональный технологический выбор и Чистый ноль предусмотрена декарбонизация электроэнергетики.
- Во всех сценариях ЦЭНЭФ-XXI достижения Россией углеродной нейтральности к 2060 г. генерация на ТЭС заметно снижается: до 457 млрд кВт-ч в сценарии 4S, до 195 млрд кВт-ч в сценарии 4D и до 390 млрд кВт-ч в сценарии 4F, равно как и объемы использования

ископаемого топлива при производстве электроэнергии.

**Зависимость темпов роста потребления электроэнергии от роста ВВП для России нетривиальна:**

**Калькулятор для оценки углеродоемкости производства энергии на тепловых электростанциях в Российской Федерации будет оставаться востребованным на протяжении десятилетий.**

**Как показывает мировой опыт, для оценки перспектив генерации электроэнергии на ТЭС до 2050 г. необходимо использовать ансамбль моделей, разработанных разными научными группами. Это позволит избежать зависимости от единственной системы взглядов.**

- Прогнозы МЭА относительно декарбонизации электроэнергетики России лишь немногим менее пессимистичны, чем прогнозы РАН. Генерация на ТЭС к 2050 г. либо растет на 7% от уровня 2022 г., либо снижается на 10%.
- В прогнозе Министерства энергетики США генерация на газовых ТЭС России заметно растет во всех сценариях.
- Чем выше темпы роста ВВП, тем – за счет структурных сдвигов и повышения энергоэффективности – больше отставание темпов роста электропотребления.
- Напротив, при низких темпах роста экономики потребление электроэнергии может расти так же, как ВВП, или даже его обгонять.
- При сохранении вектора обозначенной в Энергетической стратегии политики глубокая декарбонизация электроэнергетики до 2050 г. не предусмотрена;
- В перспективе до 2050 г. вероятный диапазон генерации на газовых ТЭС в России можно оценить в 500-700 млрд кВт-ч.
- Практически все прогнозы согласны, что после 2035 г. угольная генерация будет заметно снижаться. Можно ожидать, что в 2060 г. объемы угольной генерации составят 75-150 млрд кВт-ч.
- Для жидкого топлива диапазон объемов генерации равен 1-4 млрд кВт-ч на 2050-2060 гг.
- В сценариях глубокой декарбонизации суммарная выработка электроэнергии заметно (на 20-30 трлн кВт-ч) выше, чем в базовых сценариях. В них не только вся дополнительная электроэнергия генерируется на нетопливных источниках (преимущественно на СЭС и ВЭС), но эти источники замещают имеющуюся генерацию на топливных ТЭС. Генерация на топливных ТЭС кратно снижается.
- Согласно рассмотренным 24 сценариям, в мире в 2050 году будет доминировать нетопливная генерация.
- К 2050 г. ни в одном из рассмотренных 24 сценариев не ожидается полного сворачивания генерации на ископаемом топливе, но ни в одном из сценариев топливная генерация в 2050 г. не превышает уровень 2023 г. более чем на 20%.

**Анализ 24 сценарных прогнозов для мира в целом позволяет сформулировать следующие выводы:**

- В сценариях с дополнительными мерами политики декарбонизации она может снизиться на 40%, а в сценариях глубокой декарбонизации – на 60% и более.
- Роста генерации на угольных ТЭС не ожидается.
- На газовых ТЭС в базовых сценариях генерация может вырасти до 12-15 трлн кВт-ч, или практически удвоиться, однако во многих сценариях с реализацией дополнительных мер политики рост не превышает 10-20%. В сценариях глубокой декарбонизации генерация на газовых ТЭС может снизиться с нынешних 6,5 до 0,6-3,5 трлн кВт-ч в 2050 г.
- На ТЭС, использующих жидкие топлива, ожидается снижение генерации во всех сценариях.
- Более медленный рост населения и ВВП мира при высоких ценах на нефть приводит к снижению оценок производства электроэнергии в 2050 г. на 10-20 трлн кВт-ч, а генерации на ТЭС – на 5-10 трлн кВт-ч.
- Ускорение электрификации не приводит к росту генерации на ТЭС.
- Реализация сценариев с дополнительными мерами политики декарбонизации приводит к снижению генерации на ТЭС на ископаемом топливе в среднем на 7,5 трлн кВт-ч, а при реализации сценариев, близких к Чистому нулю, она снижается в среднем еще на 6 трлн кВт-ч.

### **1.9 Оценка тенденций в области выбросов парниковых газов от производства энергии на тепловых электростанциях для разных сценариев на перспективу до 2050-2060 гг.**

**В официальных документах Правительства РФ декарбонизация электроэнергетики России до 2050 г. не предусмотрена.**

**Две группы расчетных экспериментов Консорциума 5 показывают, что**

- В Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года:
  - Удельные выбросы CO<sub>2</sub> на единицу используемого на ТЭС топлива, в целом, остаются довольно стабильными.
  - Удельные выбросы CO<sub>2</sub> на единицу приведенной энергии (суммы электрической и тепловой энергии) к 2036 г. растут на 4,4%. К 2042 г. они снижаются, но все же остаются на 0,5% выше значения 2021 г.
  - Удельные выбросы CO<sub>2</sub> на единицу электроэнергии рассчитываются по неверной методике.
- При умеренных ценах на углерод – до 68 долл./тCO<sub>2</sub> в 2060 г. - потребление топлива на ТЭС и котельных к 2060 г. может упасть на 42%, а выбросы от ТЭС – на 50%.

**значительная декарбонизация электроэнергетики России возможна.**

**Однако... до 2050 г. в сценариях Консорциума 5 декарбонизация электроэнергетики не предусмотрена.**

**Сценарные прогнозы выбросов ПГ от электроэнергетики России других организаций очерчивают широкий конус неопределенности.**

**Актуальность бенчмаркинга ТЭС России по удельным выбросам ПГ сохраняется на протяжении десятилетий до 2060 г. и, по всей видимости, за его пределами.**

**Связь выбросов ПГ с объемами генерации электроэнергии неоднозначна:**

**Для решения задачи ограничения глобального потепления уровнями 1,5-2°C как суммарные, так и удельные выбросы ПГ в электроэнергетике мира к**

- При жестких ограничениях на выбросы объемы топливной генерации динамично снижаются.
- Теоретические оценки возможного снижения выбросов ПГ на 50-67% в процессе декарбонизации электроэнергетики не нашли отражения в сценарных оценках Консорциума 5.
- Снижение выбросов ПГ начинается только после 2050 г. В 2060 г. в Целевом сценарии выбросы только на 21% ниже уровня 2021 г.
- Согласно Целевому сценарию, удельные выбросы CO<sub>2</sub> на выработку электроэнергии начинают снижаться после 2030 г. К 2060 г. они снижаются на 58% от значения 2021 г. – до 145,4 гCO<sub>2</sub>экв/кВт-ч.
- РЭА считает возможным снижение выбросов CO<sub>2</sub> от электроэнергетики России на 43% к 2050 г.
- ЦЭНЭФ-XXI отмечает, что для достижения углеродной нейтральности к 2060 г. декарбонизация в российской электроэнергетике должна начаться немедленно и удельные выбросы должны упасть до 21,5 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч.
- В сценариях МЭА выбросы от производства электро- и теплоэнергии к 2050 г. снижаются на 10-26%.
- В шести из семи сценариев прогноза Министерства энергетики США выбросы ПГ от выработки электроэнергии в России растут на 5-35% и только в сценарии дешевых низкоуглеродных технологий они снижаются на 11%.
- Процессы декарбонизации централизованного производства тепловой энергии разворачиваются медленнее.
- В сценариях декарбонизации рост генерации сопровождается снижением выбросов, а в сценариях консервации нынешнего статус-кво – их ростом.
- Меры по декарбонизации приводят к структурным сдвигам в пользу низкоуглеродных источников генерации и снижению выбросов.
- Во всех сценариях МЭА выбросы CO<sub>2</sub> устойчиво сокращаются за счет роста доли низкоуглеродных источников электроэнергии.
- Все оценки удельных выбросов CO<sub>2</sub> для России, полученные в официальных прогнозах и прогнозах РАН, заметно превышают средние значения для мира даже для сценария МЭА Объявленные обязательства.

**2050 г. должны снизиться до нуля.**

**В международных системах бенчмарки по удельным выбросам CO<sub>2</sub> к 2050 г.кратно сократятся. При пассивной политике декарбонизации электроэнергетики Россия будет постепенно утрачивать свои конкурентные преимущества на многих рынках, имеющих системы ценового углеродного регулирования.**

- В сценариях Министерства энергетики США заметной декарбонизации мировой электроэнергетики не ожидается. Выбросы снижаются только в двух из семи сценариев, но ни в одном из них к 2050 г. выбросы CO<sub>2</sub> не снижаются более чем на 17%. Диапазоны изменения удельных выбросов для мира в целом близки к оцененным в инерционных сценариях для России.
- BloombergNEF прогнозирует снижение выбросов ПГ от электроэнергетики мира к 2050 г. в сценарии ETS на 32% при снижении удельных выбросов на 64% - до 189 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч, а в сценарии NZS выбросы к 2050 г. снижаются практически до нуля. Удельные выбросы в расчете на объем генерации на разных видах топлива снижаются по мере роста оснащенности ТЭС установками CCUS. В каждом из сценариев BloombergNEF бенчмарки по удельным выбросам ПГ (как по генерации в целом, так и только по топливной генерации) снижаются до отметок существенно более низких, чем показатели официальных прогнозов и прогнозов РАН для России.
- В прогнозах Enerdata средние удельные выбросы для мира в целом к 2050 г. снижаются по всех сценариях: с 449 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч в 2023 г. до 186 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч в EnerBase; до 47 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч в EnerBlue и до 8 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч в EnerGreen.
- Согласно прогнозу DNV, выбросы от мировой электроэнергетики снизятся с 13,8 ГтCO<sub>2</sub> в 2023 г. до 4,4 ГтCO<sub>2</sub> в 2050 г., или в 3,1 раза, а удельные выбросы CO<sub>2</sub> снижаются более чем в 6 раз.

## **2 Технологии комбинированной выработки электроэнергии и теплоты на тепловых электростанциях. Границы технологических процессов производства энергоносителей на тепловых электростанциях**

### **2.1 Общие положения**

Производство электроэнергии и тепловой энергии посредством сгорания твердого, жидкого и газообразного топлива в топливосжигающих установках (котлоагрегаты, котлы-утилизаторы, камеры сгорания) осуществляется на тепловых электрических станциях.

Тепловые электрические станции (ТЭС) классифицируются следующим образом:

1. ТЭС, оборудованные паросиловыми установками (паровыми турбоагрегатами) – паросиловые ТЭС, – которые подразделяются на:

1. Конденсационные электростанции (КЭС). В состав КЭС входят конденсационные паровые турбоагрегаты с докритическими и сверхкритическими параметрами пара;<sup>23</sup>

2. Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). В состав ТЭЦ входят теплофикационные паровые турбоагрегаты с докритическими и сверхкритическими параметрами пара. При этом от паровых теплофикационных турбин отпускается потребителям как электрическая, так и тепловая энергия. Таким образом, на ТЭЦ осуществляется комбинированная (совместная) выработка и отпуск электрической и тепловой энергии потребителям.

2. Тепловые электростанции, оборудованные газотурбинными установками (ГТУ), которые подразделяются на:

1. Газотурбинные электростанции с ГТУ без утилизации теплоты отходящих газов после газовой турбины (рис. 2.1а). Такие газотурбинные электростанции вырабатывают и отпускают потребителям только электрическую энергию;

2. ГТУ-ТЭЦ с котлами-утилизаторами, в которых полезно используется теплота отходящих газов после газовой турбины (рис. 2.1б). ГТУ-ТЭЦ вырабатывают и отпускают потребителям как электрическую, так и тепловую энергию.

3. Тепловые электростанции, оборудованные парогазовыми энергоблоками (ПГУ-энергоблоки),<sup>24</sup> которые подразделяются на:

1. ПГУ-энергоблоки с конденсационными паровыми турбинами (ПГУ-КЭС). Такие парогазовые электростанции вырабатывают и отпускают потребителям только электрическую энергию (рис. 2.2а);

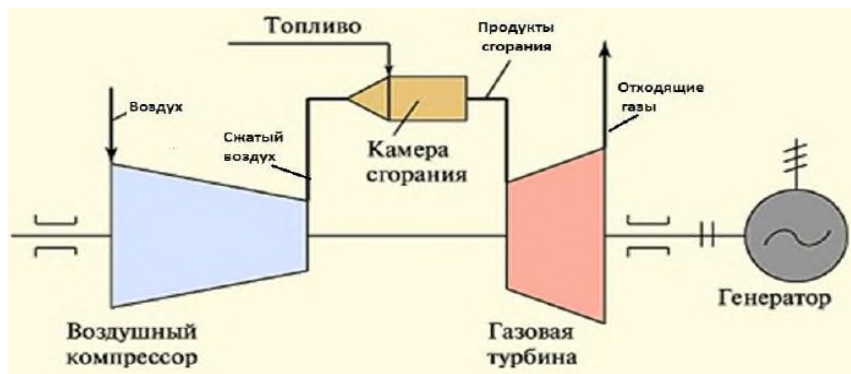
2. ПГУ-энергоблоки с теплофикационными паровыми турбинами (ПГУ-ТЭЦ). Такие парогазовые электростанции вырабатывают и отпускают потребителям как электрическую, так и тепловую энергию (рис. 2.2б).

---

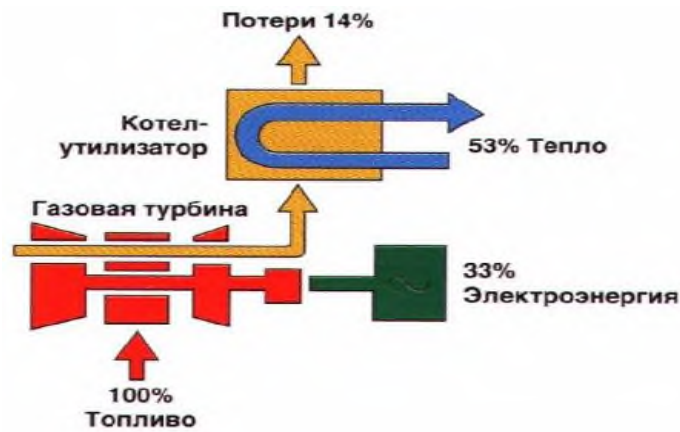
<sup>23</sup> Докритические параметры перегретого пара (ДКД): давление до 13,8 МПа (138 кгс/см<sup>2</sup>), температура до 535 °С. Сверхкритические параметры перегретого пара (СКД): давление до 23,5 МПа (240 кгс/см<sup>2</sup>), температура до 540-580 °С. Суперкритические параметры перегретого пара (СКП): давление 28-30 МПа (280-300 кгс/см<sup>2</sup>), температура до 560-600 °С. В России тепловые электростанции с СКП отсутствуют. Ультрасверхкритические параметры перегретого пара (УСКП): давление выше 35 МПа (350 кгс/см<sup>2</sup>), температура более 700-720 °С. В России тепловые электростанции с УСКП отсутствуют.

<sup>24</sup> В состав ПГУ-энергоблока входит газотурбинная установка с котлом-утилизатором и паровая турбина. После газовой турбины отходящие газы поступают в котел-утилизатор, в котором вырабатывается пар. Затем пар из котлоутилизаторов поступает в паровой турбоагрегат, где за счет энергии пара производится электроэнергия. Таким образом, в ПГУ-энергоблоках осуществляется двойная выработка электроэнергии: одна часть в газовых турбинах, другая – в паровых турбоагрегатах.

**Рисунок 2.1** Схемы газотурбинных тепловых электростанций



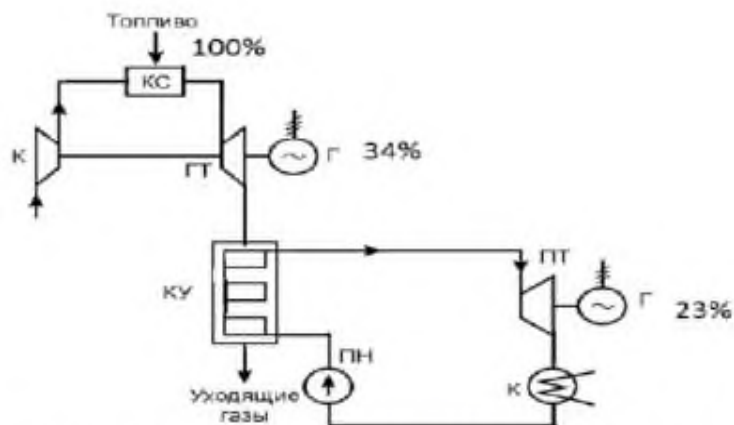
а) ГТУ без утилизации теплоты отходящих газов



б) ГТУ-ТЭЦ с котлами-утилизаторами

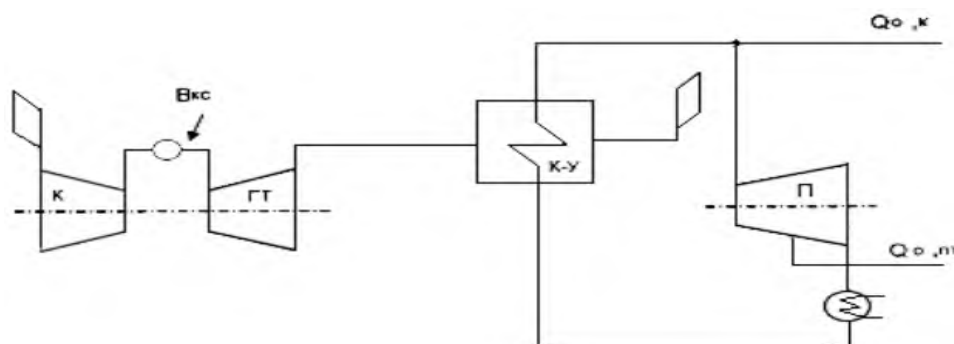
Источник: ИТС 38-2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии».

**Рисунок 2.2** Схемы парогазовых тепловых электростанций



К – компрессор, КС – камера сгорания, ГТ – газовая турбина, Г – электрогенератор, КУ – котел-утилизатор, ПТ – паровая турбина, К – конденсатор, ПН – питательный насос

а) ПГУ-КЭС без отпуски тепловой энергии потребителям



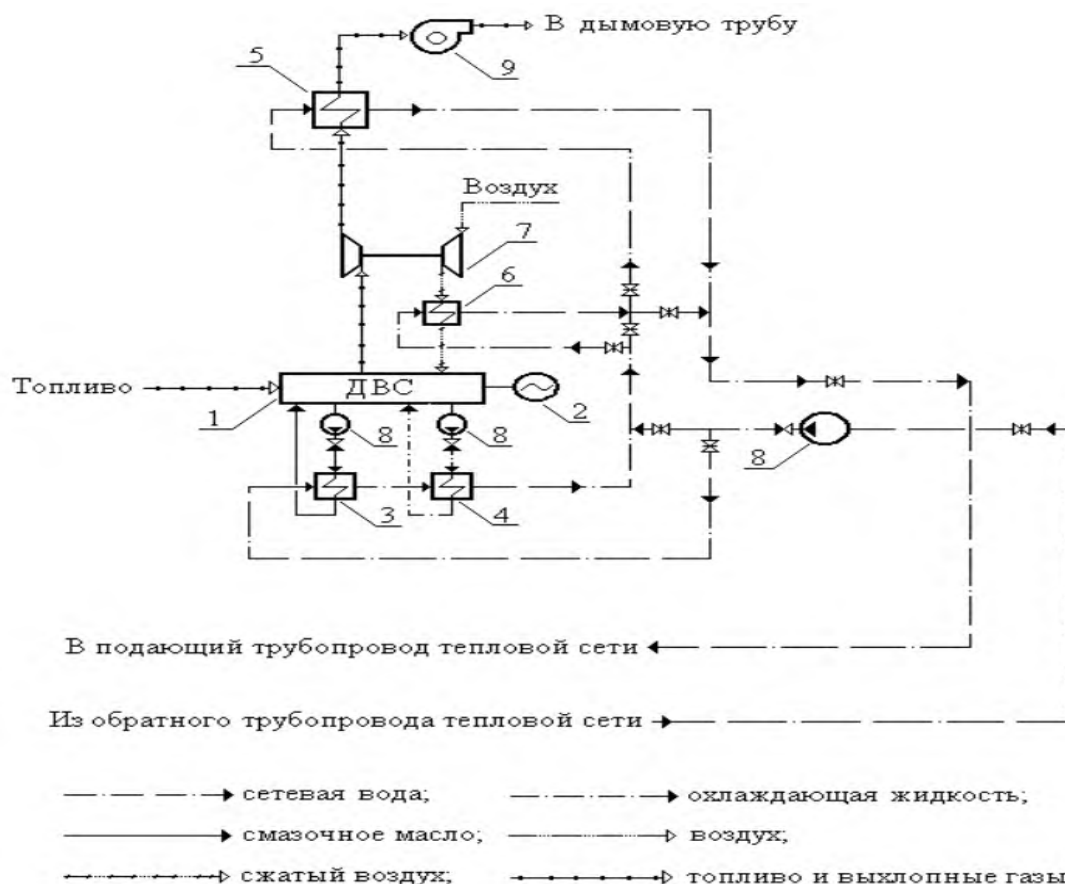
б) ГПУ-ТЭЦ с отпуском тепловой энергии потребителям

Источник: ИТС 38-2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии».

4. Тепловые электростанции с газопоршневыми установками на базе двигателей внутреннего сгорания (ДВС). В этих тепловых электростанциях есть возможность использовать рекуперацию отходящей теплоты (выхлопные газы после двигателей внутреннего сгорания; нагретая вода после системы охлаждения ДВС) для теплоснабжения потребителей (рис. 2.3).

Таким образом, газопоршневые установки на базе ДВС с рекуперацией отходящей теплоты производят как электрическую, так и тепловую энергию, то есть являются ГПУ-ТЭЦ.

**Рисунок 2.3** Схема газопоршневой тепловой электростанции с рекуперацией отходящей теплоты (ГПУ-ТЭЦ)



1- Двигатель внутреннего сгорания (ДВС); 2- Генератор; 3- Теплообменник-утилизатор теплоты смазочного масла; 4- Теплообменник-утилизатор теплоты охлаждающей жидкости после ДВС; 5-

Теплообменник-утилизатор теплоты выхлопных газов после ДВС; 6- Теплообменник для охлаждения сжатого воздуха; 7- Турбовоздуходувка; 8- Насосы; 9- Дымосос.

Источник: ИТС 38-2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии».

5. Тепловые электростанции, оборудованные дизельными установками на базе ДВС (дизельные электростанции). Эти электростанции работают на дизельном топливе и чаще всего используются для энергоснабжения труднодоступных населенных пунктов. Кроме того, дизельные электростанции применяются как резервный и аварийный источник энергоснабжения для котельных и потребителей теплоты первой категории.<sup>25</sup> Как правило, дизельные электростанции вырабатывают и отпускают потребителям только электрическую энергию.

6. Тепловых электростанций, которые оборудованные паровыми котлоагрегатами, использующими в качестве основного топлива мазут в Российской Федерации практически не осталось. По состоянию на 1 января 2024 года в России функционируют всего 4 мазутных ТЭС (Камчатская ТЭЦ-1, Камчатская ТЭЦ-2, Мурманская ТЭЦ, ТЭЦ АО «Ковдорский ГОК»).

Как правило, на сегодняшний день, мазут (М-100, печное топливо) в основном используется как резервное или растопочное топливо на газовых и угольных ТЭЦ.

По состоянию на 1 января 2024 года, общее количество тепловых электростанций России составляло 4079 единиц. При этом в структуре установленной электрической и тепловой мощности ТЭС России преобладают паросиловые электростанции с паровыми турбоагрегатами (табл. 2.1).

- Установленная электрическая мощность ТЭС – 166842 МВт, в том числе паросиловых тепловых электростанций с паровыми турбоагрегатами – 121988 МВт (73,1%).

- Установленная тепловая мощность ТЭС – 300428 Гкал/ч, в том числе паросиловых тепловых электростанций с паровыми турбоагрегатами – 132912 Гкал/ч (44,2%).

**Таблица 2.1 Установленная мощность, выработка электроэнергии и отпуск тепловой энергии на ТЭС России (2021-2023 гг.)**

Наименование показателя	Ед. изм.	2021 год	2022 год	2023 год
<b>ТЭС (всего по России)</b>				
Количество (всего)	ед.	4258	4163	4079
Установленная электрическая мощность (всего), в т.ч.:	МВт	164010	165696	166842
паровые турбоагрегаты	МВт	119710	122059	121988
то же	%	73,0%	73,7%	73,1%
Установленная тепловая мощность (всего), в т. ч.:	Гкал/ч	291083	295003	300428
паровые турбоагрегаты	Гкал/ч	130052	133095	132912
то же	%	44,7%	45,1%	44,2%

<sup>25</sup> Потребители теплоты по надежности теплоснабжения разделяются на три категории: первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества тепловой энергии и снижения температуры воздуха в отапливаемых помещениях ниже нормативных значений (например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи и т.д.). Вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры воздуха в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 часов (жилые и общественные здания – до 12 °С). Третья категория – остальные потребители.

Выработано электроэнергии (всего), в т. ч.:	млн кВт-ч	673422	703265	721484
паровые турбоагрегаты	млн кВт-ч	433638	458971	478692
то же	%	64,4%	65,3%	66,3%
Отпущено тепловой энергии с коллек- торов тепловых электростанций и котельных на их балансе (всего), в т. ч.:	тыс. Гкал	584798	581176	585429
паровые турбоагрегаты	тыс. Гкал	426287	413419	411012
то же	%	72,9%	71,1%	70,2%

Источник: данные Ежегодного аналитического отчета «Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций» (за период 2021-2023 гг.).

Ежегодная выработка электроэнергии тепловыми электростанциями России в период 2021-2023 гг. составила 673422–721484 млн кВт-ч.

В структуре выработки электрической энергии ТЭС также доминируют паросиловые тепловые электростанции с паровыми турбоагрегатами, доля которых в период 2021-2023 гг. составляла 64,4–66,3%.

Ежегодный отпуск тепловой энергии с коллекторов тепловых электростанций России и котельных на их балансе в период 2021-2023 гг. был равен 581176–585429 тыс. Гкал. При этом в структуре отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭС тоже преобладают паросиловые электростанции с паровыми турбоагрегатами, доля которых в период 2021-2023 гг. составляла 70,2–72,9%.

Технологические процессы производства электроэнергии и теплоты включают 5 этапов. При этом в состав любой тепловой электрической станции при производстве электроэнергии и теплоты обязательно должны входить следующие этапы:

### **Этап 1. Топливное хозяйство и система подготовки топлива к сжиганию**

На этом этапе осуществляется прием топлива, его разгрузка, размораживание (для твердого топлива), подготовка к сжиганию и подача к котлоагрегатам.

При работе тепловой электростанции на твердом топливе (уголь) в состав топливного хозяйства входят:

- устройства для размораживания топлива;
- приемно-разгрузочное устройство;
- дробильные установки для измельчения твердого топлива;
- склад твердого топлива;
- конвейеры для перемещения топлива к котлоагрегатам;
- система пылеприготовления (углеразмольные мельницы для измельчения твердого топлива до пылевидного состояния).

При работе тепловой электростанции на газообразном и/или жидком топливе топливное хозяйство включает:

- газораспределительные пункты (ГРП);
- газопроводы;
- мазутное хозяйство (емкости для хранения мазута, насосы, подогреватели, мазутопроводы).

### **Этап 2. Водоподготовка и химический контроль питательной и подпиточной воды**

На этом этапе осуществляется подготовка питательной воды для котлоагрегатов и подпиточной воды для тепловых сетей. Этап водоподготовки включает:

- очистку исходной воды от солей жесткости в Na-катионитных или в H-катионитных фильтрах (умягчение исходной воды);
- подогрев умягченной воды в подогревателях химически очищенной воды;
- деаэрирование (дегазация) химически очищенной воды, то есть удаление из воды растворенных газов O<sub>2</sub> и CO<sub>2</sub>.

### **Этап 3. Сжигание топлива в котлоагрегатах и производство тепловой энергии (котельный цех: паровые котлоагрегаты и вспомогательное оборудование к ним)**

На этом этапе осуществляется сжигание топлива в топках котлоагрегатов. При этом в котлах химическая энергия топлива преобразуется в тепловую энергию пара высокой температуры и давления.

На этапе 3 тепловые электростанции производят один из основных своих продуктов – тепловую энергию в виде насыщенного или перегретого водяного пара. При этом при сжигании топлива в топках котлоагрегатах образуются продукты сгорания и парниковые газы, которые затем через дымовые трубы удаляются в атмосферу.

Тепловая энергия в виде пара, произведенная (выработанная) котлоагрегатами, может поступать:

- через редуционно-охладительные установки (РОУ) непосредственно к потребителям тепловой энергии, которым требуется пар для производственных целей;
- в паровые турбоагрегаты для выработки электрической энергии;
- на собственные нужды тепловой электрической станции.<sup>26</sup>

Таким образом, на этапе 3 на ТЭС осуществляется первый из основных технологических процессов по производству тепловой энергии и, соответственно, образованию выбросов парниковых газов.

### **Этап 4. Производство электроэнергии и тепловой энергии (турбинный цех: паровые турбоагрегаты, вспомогательное оборудование к ним, теплофикационные установки)**

На этапе 4 производится выработка электрической энергии в паровых турбоагрегатах. При этом кинетическая энергия пара преобразуется в механическую энергию вращения ротора турбоагрегата, которая затем превращается в электрическую энергию, которую производит генератор паровой турбины.

На этом этапе тепловые электрические станции производят два основных своих продукта – электрическую и тепловую энергию в виде насыщенного или перегретого водяного пара.

Электрическая энергия, выработанная турбоагрегатами, может поступать:

- через трансформаторы в магистральные или распределительные электрические сети;
- на собственные нужды тепловой электрической станции.<sup>27</sup>

<sup>26</sup> К расходу тепловой энергии на собственные нужды тепловой электростанции относятся:

- расход тепловой энергии на турбопривод насосного оборудования;
- расход тепловой энергии на пуски котельного и турбинного оборудования;
- расход тепловой энергии на отопление помещений котельного, турбинного, электрического и химического цехов;
- расход тепловой энергии при сливе, подогреве и распыле мазута, а также при размораживании твердого топлива.

<sup>27</sup> К расходу электроэнергии на собственные нужды тепловой электростанции относятся:

Тепловая энергия, выработанная турбоагрегатами, может направляться:

- из регулируемых производственных отборов непосредственно к потребителям тепловой энергии, которым необходим пар для производственных целей;
- из регулируемых теплофикационных отборов на теплофикационную установку (ТФУ)<sup>28</sup> ТЭЦ;
- из нерегулируемых отборов на регенеративный подогрев питательной воды.

Таким образом, на этапе 4 осуществляется второй из основных технологических процессов по производству тепловой и электрической энергии на ТЭС.

### **Этап 5. Система технического водоснабжения тепловой электрической станции (прямоточные, оборотные или смешанные)**

На этом этапе производится охлаждение конденсаторов турбоагрегатов холодной водой из естественных водоемов (реки, водохранилища, пруды) или из искусственных сооружений (башенные или вентиляционные градирни).

Система технического водоснабжения тепловой электростанции включает:

- градирни или брызгальные бассейны (системы оборотного водоснабжения);
- естественные водоемы (системы прямоточного водоснабжения);
- насосные станции технического водоснабжения;
- трубопроводы систем технического водоснабжения.

## **2.2 Основные показатели эффективности тепловых электростанций**

Основными показателями энергетической эффективности тепловых электрических станций являются следующие:

- коэффициент полезного использования топлива (для ТЭЦ);
- удельный расход условного топлива на выработку и/или отпуск 1 кВт·ч электрической энергии (УРУТ по электроэнергии);
- удельный расход условного топлива на выработку и/или отпуск 1 Гкал тепловой энергии (УРУТ по тепловой энергии);
- доля расходов электроэнергии на собственные нужды.

Динамика удельного расхода условного топлива на отпуск 1 кВт·ч электрической энергии приведена в табл. 2.2 и на рис. 2.4.

В период 2020-2023 гг. удельный расход условного топлива на отпуск 1 кВт·ч электроэнергии увеличился с 311,2 г.у.т/кВт·ч до 319,3 г.у.т/кВт·ч (на 2,6%). При этом по паросиловому оборудованию УРУТ на отпуск 1 кВт·ч электроэнергии сократился с 352,0 г.у.т/кВт·ч до 342,1 г.у.т/кВт·ч (на 2,8%).

---

– расход электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов (на электрические двигатели циркуляционных, конденсатных и дренажных насосов; на электрические двигатели вентиляторов градирен; на электрические двигатели прочих механизмов);

– расход электроэнергии на собственные нужды котлоагрегатов (на электрические двигатели механизмов для разгрузки, приготовления и подачи топлива; на электрические двигатели насосов по химической очистке воды; на электрические двигатели прочих механизмов котлоагрегатов);

– затраты электроэнергии на теплофикационную установку (на электродвигатели сетевых и подпиточных насосов).

<sup>28</sup> Теплофикационная установка (ТФУ) предназначена для нагрева теплоносителя из обратного трубопровода тепловой сети и отпуска тепловой энергии потребителям тепловой энергии для коммунально-бытового теплоснабжения. В состав ТФУ входят подогреватели сетевой воды (основные и пиковые), сетевые и подпиточные насосы, трубопроводы сетевой воды и пара, конденсатные насосы, пиковые водогрейные котлы (ПВК).

Наиболее экономичными и энергоэффективными в плане выработки и отпуска электроэнергии в период 2020-2023 гг. были ГТУ-ТЭЦ и ПГУ-ТЭЦ:

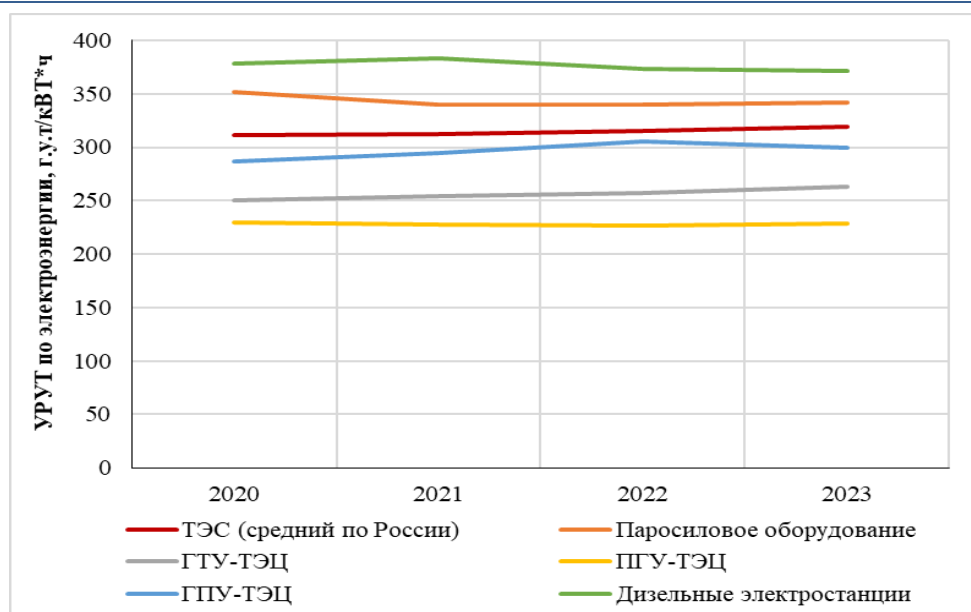
- для ГТУ-ТЭЦ УРУТ на отпуск 1 кВт-ч электроэнергии составлял 241,3–263,4 г.у.т/кВт-ч;
- для ПГУ-ТЭЦ УРУТ на отпуск 1 кВт-ч электроэнергии был равен 230,1–228,3 г.у.т/кВт-ч.

**Таблица 2.2 Удельные расходы условного топлива на отпуск 1 кВт-ч электроэнергии на ТЭС России в период 2020-2023 гг. (по видам ТЭС и группам оборудования по пропорциональному методу разделения топлива, гут/кВт-ч)**

Наименование показателя	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
<b>ТЭС (средний по России), в т. ч.:</b>	<b>311,2</b>	<b>312,8</b>	<b>314,9</b>	<b>319,3</b>
<b>Паротурбинные турбоагрегаты (паросиловое оборудование)</b>	<b>352,0</b>	<b>339,6</b>	<b>339,4</b>	<b>342,1</b>
Блок 1200К	308,5	306,5	306,8	304,2
Блоки 800К	311,8	312,6	315,3	315,8
Блоки 600К	336,0	363,9	н/д	н/д
Блоки 500К	344,7	348,8	358,7	363,2
Блоки 300К	347,3	349,9	346,0	349,0
Блоки 200К	356,1	360,4	360,2	356,8
Блоки 150К	388,2	384,4	385,7	388,5
Блоки 300Т	292,9	328,9	313,0	319,8
Блоки 200Т	316,9	328,4	344,7	325,5
Блоки 150Т	423,2	404,6	407,5	411,8
Блоки 60К	451,3	447,2	440,9	431,7
КЭС-90	466,1	459,8	451,9	474,0
ТЭЦ-240	275,2	282,7	285,7	290,2
ТЭЦ-130	320,8	330,6	328,4	333,2
ТЭЦ-130ПП	283,7	287,4	289,8	293,5
ТЭЦ-90	395,7	404,6	402,5	406,1
Прочее паротурбинное оборудование	365,6	374,7	383,7	406,0
Газотурбинные установки	422,2	437,2	444,6	448,8
ГТУ-ТЭЦ (с котлами-утилизаторами)	241,3	254,0	257,4	263,4
ПГУ-ТЭЦ (парогазовые энергоблоки)	230,1	228,1	226,7	228,3
Газопоршневые агрегаты на базе ДВС (ГПУ-ТЭЦ)	287,2	294,6	305,2	299,2
Дизельные электростанции (ДЭС)	378,2	384,1	373,5	371,5

Источник: РЭА. Данные Ежегодного аналитического отчета «Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций» и «Отчета о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации» (за период 2020 -2023 гг.) Отчёт РЭА - Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций

**Рисунок 2.4** Динамика УРУТ на отпуск 1 кВт-ч электроэнергии на ТЭС России в период 2020-2023 гг.



Источник: РЭА Данные Ежегодного аналитического отчета «Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций» и «Отчета о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации» (за период 2020 -2023 гг.) Отчёт РЭА - Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций

Наименее экономичными в плане выработки и отпуска электроэнергии в период 2020-2023 гг. были дизельные электростанции и паросиловое оборудование с давлением пара на входе в турбину до 90 кгс/см<sup>2</sup> (блоки 60К, блоки 150Т, КЭС-90, ТЭЦ-90):

- для дизельных электростанций УРУТ на отпуск 1 кВт-ч электроэнергии составлял 371,5–384,1 г.у.т/кВт-ч;
- для паросилового оборудования УРУТ на отпуск 1 кВт-ч электроэнергии был равен 352,0–342,1 г.у.т/кВт-ч. При этом:
  - КЭС-90: 466,1-474,0 г.у.т/кВт-ч;
  - блоки 60К: 451,3-431,7 г.у.т/кВт-ч;
  - блоки 150Т: 423,2-411,8 г.у.т/кВт-ч;
  - ТЭЦ-90: 395,7-406,1 г.у.т/кВт-ч.

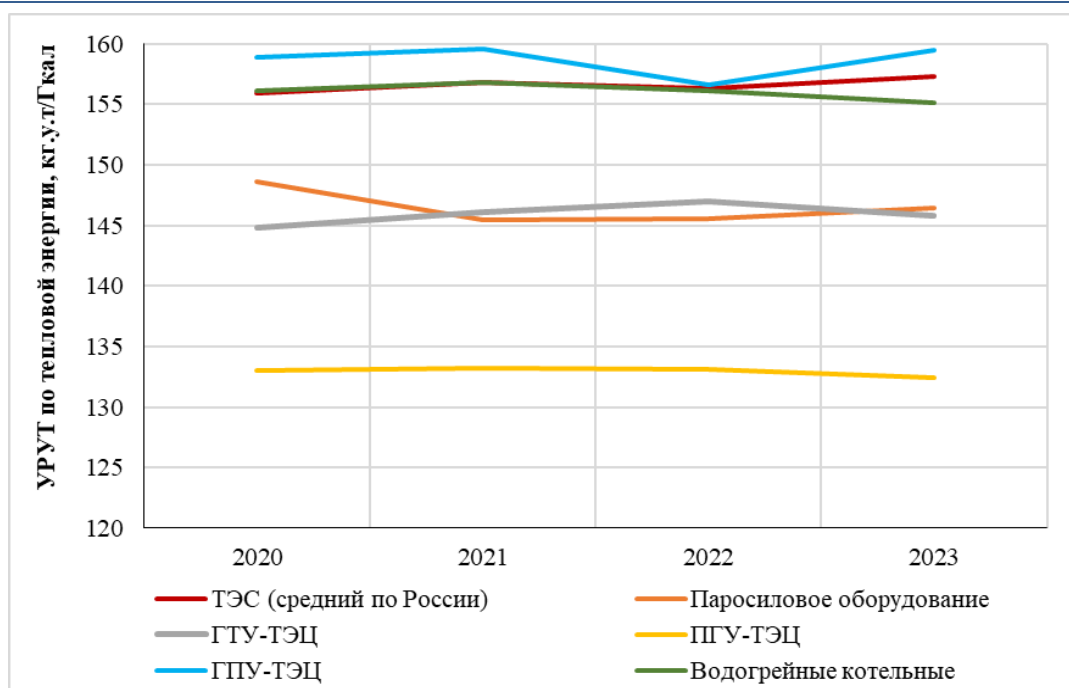
Динамика удельного расхода условного топлива на отпуск 1 Гкал тепловой энергии приведена в табл. 2.3 и на рис. 2.5.

**Таблица 2.3 Удельные расходы условного топлива на отпуск 1 Гкал тепловой энергии на ТЭС России в период 2020-2023 гг. (по видам ТЭС и группам оборудования по пропорциональному методу разделения топлива, кг.у.т/Гкал)**

Наименование показателя	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
<b>ТЭС (средний по России), в т. ч.:</b>	<b>155,9</b>	<b>156,8</b>	<b>156,3</b>	<b>157,3</b>
<b>Паротурбинные турбоагрегаты (паросиловое оборудование)</b>	<b>148,6</b>	<b>145,5</b>	<b>145,6</b>	<b>146,4</b>
Блок 1200К	0	0	0	0
Блоки 800К	170,9	170,9	171,1	170,7
Блоки 600К	0	0	0	0
Блоки 500К	184,4	181,6	186,2	187,9
Блоки 300К	187,7	180,9	178,3	182,2
Блоки 200К	179,3	180,7	181,0	182,3
Блоки 150К	178,5	177,7	179,4	182,9
Блоки 300Т	133,9	159,8	157,9	165,0
Блоки 200Т	149,4	154,1	155,8	151,5
Блоки 150Т	188,6	170,7	171,5	172,9
Блоки 60К	0	0	0	0
КЭС-90	193,3	197,2	193,5	214,5
ТЭЦ-240	135,1	138,1	137,0	138,1
ТЭЦ-130	143,3	142,5	142,1	143,0
ТЭЦ-130ПП	138,7	139	140,0	142,8
ТЭЦ-90	147,8	155,4	156,0	156,7
Прочее паротурбинное оборудование	150,6	155,9	157,4	157,0
Газотурбинные установки	141,3	н/д	н/д	н/д
ГТУ-ТЭЦ (с котлами-утилизаторами)	145,0	146,1	147,0	145,8
ПГУ-ТЭЦ (парогазовые энергоблоки с теплофикационными паровыми турбинами)	133,00	133,2	133,1	132,4
Газопоршневые агрегаты на базе ДВС (ГПУ-ТЭЦ)	158,9	159,6	156,6	159,5
Водогрейные котельные	156,1	156,8	156,1	155,1

Источник: РЭА. Данные Ежегодного аналитического отчета «Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций» и «Отчета о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации» (за период 2020 -2023 гг.) Отчёт РЭА - Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций

**Рисунок 2.5** Динамика УРУТ на отпуск 1 Гкал тепловой энергии на ТЭС России в период 2020-2023 гг.



Источник: РЭА. Данные Ежегодного аналитического отчета «Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций» и «Отчета о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации» (за период 2020 -2023 гг.) Отчёт РЭА - Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций

В период 2020-2023 гг. удельный расход условного топлива на отпуск 1 Гкал тепловой энергии увеличился незначительно (с 155,9 кг.у.т/Гкал в 2020 году до 157,4 кг.у.т/Гкал в 2023 году. При этом по паросиловому оборудованию УРУТ на отпуск 1 Гкал тепловой энергии сократился с 148,6 кг.у.т/Гкал до 146,4 кг.у.т/Гкал (на 1,5%).

Наиболее экономичными и энергоэффективными в плане выработки и отпуска тепловой энергии в период 2020-2023 гг. были ПГУ-ТЭЦ. Для ПГУ-ТЭЦ УРУТ на отпуск 1 Гкал тепловой энергии был равен 133,0-132,4 кг.у.т/Гкал.

Наименее экономичными в плане выработки и отпуска тепловой энергии в период 2020-2023 гг. были ГПУ-ТЭЦ, водогрейные котельные и паросиловое оборудование с турбоагрегатами типа «К», работающими в теплофикационном режиме (блоки 500К, блоки 300К, блоки 200К, блоки 150К, КЭС-90):

- для ГПУ-ТЭЦ УРУТ на отпуск 1 Гкал тепловой энергии составлял 156,6–159,6 кг.у.т/Гкал;
- для водогрейных котельных УРУТ на отпуск 1 Гкал тепловой энергии был равен 156,0–156,8 кг.у.т/Гкал;
- для паросилового оборудования УРУТ на отпуск 1 Гкал тепловой энергии составлял 148,6–146,4 кг.у.т/Гкал. При этом:
  - блоки 500К: 184,4...187,9 кг.у.т/Гкал;
  - блоки 300К: 187,7...182,2 кг.у.т/Гкал;
  - блоки 200К: 179,3...182,3 кг.у.т/Гкал;
  - блоки 150К: 178,5...182,9 кг.у.т/Гкал;
  - КЭС-90: 193,3...214,15 кг.у.т/Гкал.

Данные по основным энергетическим показателям тепловых электрических данных, полученные из разных источников, отличаются незначительно (табл. 2.4). Только в оценке УРУТ на отпуск 1 Гкал тепловой энергии имеются расхождения, обусловленные тем, что в данных РЭА и Минэнерго России помимо расхода топлива энергетическими котлами, также учитывается потребление топлива пиковыми водогрейными котельными (ПВК).

**Таблица 2.4 Сравнение данных Росстата (база данных ЕМИСС) с данными РЭА и Минэнерго России за 2023 год**

Наименование показателя	Ед. изм.	Данные Росстата (база данных ЕМИСС)	Данные РЭА и Минэнерго России
Установленная электрическая мощность ТЭС	МВт	166730	166842
Производство (выработка) электрической энергии ТЭС	млн кВт·ч	720331	721484
Установленная тепловая мощность ТЭС	Гкал/ч	299887	300428
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭС	тыс. Гкал	584778	585429
Расход топлива тепловыми электростанциями (всего), в том числе:	млн т.у.т	297,8	304,9
природный газ	млн т.у.т	227,7	232,9
уголь	млн т.у.т	65,6	65,6
нефтетопливо (мазут, дизельное топливо)	млн т.у.т	1,9	3,9
прочее топливо (с учетом торфа и биотоплива)	млн т.у.т	2,5	2,6
Удельный расход условного топлива (УРУТ)			
на отпуск 1 кВт*ч электроэнергии	г.у.т/кВт·ч	319,3	319,3
на отпуск 1 Гкал тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	148,5	157,3

Источник: Данные Росстата, Ежегодного аналитического отчета «Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций» (РЭА) и «Отчета о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации» (Минэнерго России)

### 2.3 Перспективные технологии производства электрической и тепловой энергии на тепловых электростанциях

#### 2.3.1 Совершенствование газотурбинных и парогазовых установок (ГТУ и ПГУ). Использование водорода в камере сгорания ГТУ

Единичная мощность и эффективность ГТУ и ПГУ неуклонно растет. В 1950 г. эффективность газовых турбин была равна 20%,<sup>29</sup> к 1975 г. – 30%, к 2015 г. – 40%<sup>30</sup> (рис. 2.6). Двигатели классов D и E доминировали в 1980-х годах, в них температура сгорания составляла около 1100 °С. Двигатели класса F с температурой сгорания около 1300 °С появились в начале 1990-х годов и быстро стали лидерами рынка, сохраняя свои позиции в течение последующих 20 лет. Более поздние и продвинутые классы газовых

<sup>29</sup> Susta M.R. & M. Greth. Efficiency Improvement Possibilities in CCGT Power Plant Technology. IMTE AG. Power Generation Consulting Engineers. Switzerland.

<sup>30</sup> Источник: Takeishi, K.; Krewinkel, R. Advanced Gas Turbine Cooling for the Carbon-Neutral Era. Int. J. Turbomach. Propuls. Power 2023, 8, 19. <https://doi.org/10.3390/ijtpp8030019>. Advanced Gas Turbine Cooling for the Carbon-Neutra.pdf

турбин (G, H и J) с температурой сгорания до 1600°C активно разрабатываются и проходят эксплуатационные испытания.

КПД современных мощных энергетических газотурбинных установок (ГТУ) простого цикла доведен до 43-44%, а их единичная мощность приближается к 600 МВт. Основным способом увеличения термического КПД в современных ГТУ и ПГУ является повышение температуры подвода теплоты. В свою очередь, температура подвода теплоты зависит от материалов, из которых изготовлены камера сгорания и газовая турбина, а также от способа их охлаждения. В настоящее время надежно освоена температура подвода теплоты 1500 °С, при этом на мощных ГТУ компаний General Electric, Siemens и Alstom достигнут электрический КПД ГТУ 40%. Активно разрабатываются ГТУ на базе более сложных термодинамических циклов и технологических схем. Их комбинирование с высокоэффективными паросиловыми установками обещает достижение для ПГУ значений КПД 65-66% и выше. Экспериментальные установки уже успешно работают при температуре 1600 °С, и электрический КПД таких ГТУ достигает 43%. Ведутся разработки ГТУ с температурой подвода теплоты 1700 °С, что позволит повысить КПД до 45%. Современные ГТУ для надежного охлаждения элементов турбины работают с высоким коэффициентом избытка воздуха, что приводит к значительным затратам мощности на компрессоре. Ведутся работы по улучшению системы охлаждения элементов газовой турбины и снижению коэффициента избытка воздуха в целях повышения КПД на 1–2%.

Современные промышленные газовые турбины охватывают широкий диапазон мощностей:

- авиационные (~100 МВт);
- промышленные: классы E (~200 МВт), F (~300 МВт), J/JAC (~400...500 МВт) и H (более 400 МВт и до 600+ МВт).

В настоящее время в отрасли газовых турбин наиболее распространены установки класса F. При этом передовые газовые турбины классов J и H в последнее время получают все большее распространение и долю рынка из-за своей высокой эффективности и по мере того, как технология набирает больше часов работы и проверенного опыта. Газовые турбины классов J и H, такие как Mitsubishi M701J и M701JAC, GE 9HA и Siemens SGT5-9000H, достигают КПД свыше 60% в парогазовых установках, что делает их идеальными для крупных энергопроектов. Анализ показывает, что эффективность использования тепла выхлопных газов газовой турбины в парогенераторе-утилизаторе оказывает даже более сильное влияние на эффективность использования тепла топлива, чем только эффективность газовой турбины.<sup>31</sup>

Самый высокий КПД ПГУ электростанции в мире составил 64,18%. Он был достигнут компанией Siemens Energy Global GmbH & Co (Германия) на электростанции Keadby Unit 2 компании SSE Thermal в Северном Линкольншире, Великобритания, 21 мая 2024 г. Эта же электростанция держит мировой рекорд по мощности ПГУ – 850 МВт.<sup>32</sup> Благодаря быстрому набору мощности газовая турбина Keadby 2 обеспечивает

---

<sup>31</sup> Uvarov A.A. and A.M. Antonova. The analysis of thermal efficiency of CCGT with back-pressure via the methods of small-deflection. Matec Web of Conferences 91, 01013 (2017) DOI: 10.1051/mateconf/20179101013 Smart Grids 2016.

<sup>32</sup> Most efficient combined cycle power plant | Guinness World Records; Takeishi, K.; Krewinkel, R. Advanced Gas Turbine Cooling for the Carbon-Neutral Era. Int. J. Turbomach. Propuls. Power 2023, 8, 19. <https://doi.org/10.3390/ijtp8030019>. Advanced Gas Turbine Cooling for the Carbon-Neutral Era

важную гибкость, дополняя возобновляемую генерацию.<sup>33</sup> Среди самых энергоэффективных ПГУ доминируют электростанции, которые недавно были введены в эксплуатацию и у которых высокий коэффициент использования мощности.<sup>34</sup> Для нынешних ПГУ КПД 52-55% – это уже рутинное значение. Для лучших в мире станций КПД-нетто превышает 60% (рис. 2.6).

КПД ПГУ достигает 63-64% при единичной мощности моноблоков 760–870 МВт и дубль-блоков 1520–1740 МВт. Такие показатели обеспечили им экономию топлива в полтора раза по сравнению с ПСУ с соответствующим уменьшением выбросов CO<sub>2</sub>. Дальнейшее увеличение КПД ПГУ сопряжено с большими трудностями. Повышение максимальной температуры газотурбинного цикла требует применения новых, более дорогих материалов и дает все меньший приростной эффект. При этом труднее обеспечить контроль выбросов загрязняющих веществ. Дальнейший прогресс позволяет надеяться на достижение эффективности ПГУ в будущем свыше 70%.<sup>35</sup>

Если ПГУ работает в режиме ТЭЦ, то коэффициент использования топлива может достигать 85% и выше. При разнесении затрат топлива предполагалось, что соотношение выработки электрической и тепловой энергии на типовой ТЭЦ равно среднему для «Мосэнерго», а КПД производства тепловой энергии равен 90%. Например, станция Lausward Fortuna имеет КПИТ 85%, что выше эталонных показателей для сопоставимых ПГУ-ТЭЦ.<sup>36</sup> Ее электрическая мощность равна 603,8 МВт, а тепловая – 300 МВт.

Модернизация тепловых электростанций для работы на водороде требует изменений в оборудовании для смешивания топлива, переконфигурации систем подачи для обеспечения достаточных расходов, модернизации уплотнений для работы с меньшими молекулами водорода, адаптации камеры сгорания под высокую скорость пламени, усиления систем безопасности. Процентное содержание водорода, которое может быть добавлено в камеру сгорания ГТУ, зависит от ее конструкции, состава природного газа и допустимого значения числа Воббе.<sup>37</sup> При этом для каждой ГТУ существует допустимый диапазон изменения теплоты сгорания природного газа и числа Воббе. Например, для ГТУ SGT5-2000E максимальное значение массовой теплоты сгорания природного газа равно 50 МДж/кг ± 5%. При максимальном значении массовой теплоты сгорания 52,5 МДж/кг максимальная допустимая объемная концентрация водорода в природном газе составит 0,27 (27 %). При подмешивании водорода к природному газу число Воббе уменьшится, так как значения объемного числа Воббе у водорода ниже, чем у природного газа (48,1 МДж/м<sup>3</sup>).

Компания Euromot разрабатывает и регулирует некоторые технические характеристики качества природного газа на выходе из европейской

---

<sup>33</sup> [power-generation-in-UK](#)

<sup>34</sup> [Power Plant Performance in 2017](#)

<sup>35</sup> [Breaking 70% Net Electric Combined Cycle Efficiency With CMC Gas Turbine Blades](https://doi.org/10.1115/GT2022-81118). Crossref DOI link: <https://doi.org/10.1115/GT2022-81118>, [Breaking 70% Net Electric Combined Cycle Efficiency With CMC Gas Turbine Blades | GT | ASME Digital Collection](#); Takeishi, K.; Krewinkel, R. *Advanced Gas Turbine Cooling for the Carbon-Neutral Era*. Int. J. Turbomach. Propuls. Power 2023, 8, 19. <https://doi.org/10.3390/ijtp8030019>. [Advanced Gas Turbine Cooling for the Carbon-Neutral.pdf](#)

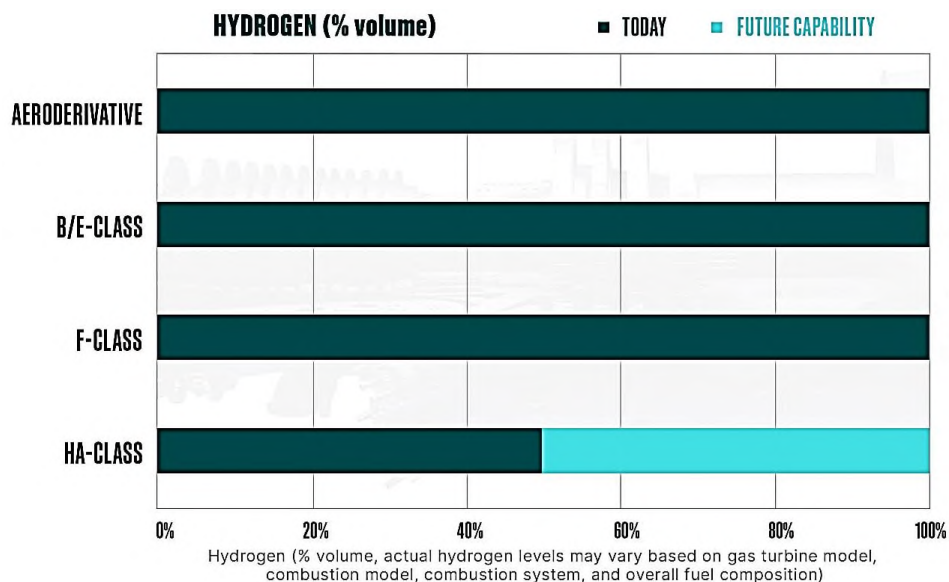
<sup>36</sup> [Competitive CCGT & CHP | SSS Clutch](#)

<sup>37</sup> Число Воббе высшее газообразного топлива (gross Wobbe index) – это отношение высшей объемной теплоты сгорания к корню квадратному из относительной плотности газообразного топлива. Физический смысл этого показателя: при одинаковом давлении газы с одинаковым числом Воббе дадут равное количество теплоты. Число Воббе одновременно учитывает изменение состава газа и перепад давления на горелочном устройстве. Это позволяет использовать одни и те же горелки при переходе с одного газа на другой, не изменяя давление в камере сгорания.

газораспределительной системы, чтобы гарантировать, что газотурбинные двигатели при добавлении водорода не теряют своих эксплуатационных характеристик. Ограничивающей технической характеристикой для природного газа из европейской газораспределительной системы является число Воббе, которое составляет 49,0–52,7 МДж/м<sup>3</sup>. Согласно данным компании Euromot, на сегодняшний день газовые турбины, включая модели F, В/Е-класса и авиационные, способны работать на топливных смесях с содержанием водорода до 100%. Газовые турбины класса Н могут сжигать смесь водорода и природного газа в пропорции 50/50 (рис. 2.6).

Большинство существующих газовых турбин поддерживают смеси с низким и средним содержанием водорода (до 20-30%) с минимальными доработками. Для более высоких концентраций (до 100%) необходимы передовые системы сгорания, такие как технологии сухого низкоэмиссионного горения (DLE) или микросмешения.

**Рисунок 2.6 Результаты исследований возможности добавления водорода при сжигании топлива в камере сгорания ГТУ**



Источник: Euromot, Position Paper: Revision of EU Rules on Gas Market Access — Euromot Position on Gas Quality Requirements. [https://www.euromot.eu/wp-content/uploads/2021/06/EU-gas-legislation-revision\\_EUROMOT-positionon-gas-quality-requirements\\_FINAL\\_16-June-2021.pdf](https://www.euromot.eu/wp-content/uploads/2021/06/EU-gas-legislation-revision_EUROMOT-positionon-gas-quality-requirements_FINAL_16-June-2021.pdf) (accessed May 20, 2023).

Лидерами в разработке газовых (водородных) турбин, работающих при содержании водорода в топливной смеси до 100%, являются:

**General Electric (GE).** GE разработала турбины, которые могут работать на топливных смесях с содержанием водорода до 50%. Их турбины класса HA уже поддерживают такие смеси. Цель компании – достичь 100% использования водорода к 2030 году. GE сотрудничает с электростанциями по всему миру. Например, электростанция Long Ridge, Огайо, использует турбину GE с содержанием водорода до 20%.

**Siemens Energy.** Турбины Siemens Energy способны работать на смесях с содержанием водорода до 75%. Модели SGT-600, SGT-700 и SGT-800 уже поддерживают высокие концентрации водородного топлива. Цели: компания активно работает над разработкой систем сгорания для 100% водородного топлива. Siemens участвует в проекте Energiewerk Mainz в Германии, где тестируются водородные турбины.

**Mitsubishi Heavy Industries (MHI).** Турбины MHI серии JAC могут работать на концентрации 30% водорода. Компания планирует достичь 100%-ного использования водорода в 2025 году. Цель компании – разработка систем сгорания для работы на чистом водороде. MHI сотрудничает с японской компанией EPDC для тестирования смесей из водорода.

**Ansaldo Energia.** Турбина GT36 от Ansaldo Energia поддерживает топливные смеси с 50% водорода. Цель компании – достижение 100%-ной водородной возможности в ближайшем будущем. Ansaldo участвует в европейских проектах по интеграции водорода в энергосистемы.

**Kawasaki Heavy Industries.** Kawasaki разработала турбины, которые способны работать на 100%-ном водороде благодаря уникальной технологии сгорания. Компания успешно протестировала 100%-ное водородное топливо в своей турбине мощностью 1 МВт и планирует масштабировать технологию.

Проекты использования газовых (водородных) турбин, работающих при содержании водорода в топливной смеси до 100%:

1. В 2018 г. проект GRHYD во Франции начал подмешивать 6% водорода в газовые сети и будет испытывать возможности повышения доли водорода до 20%;<sup>38</sup>

2. Гуандун Хуэйчжоу (Китай) начала эксплуатацию новых газовых турбин 9HA.01 на смеси из 10% водорода и 90% природного газа с 2023 года.

3. Таллаварра В (Австралия) планирует начать использование водородной смеси в своей новой газовой турбине 9F.05 с 2025 года. Это будет первая турбина серии 9F, работающая на смеси водорода и природного газа.

4. Компания Duke Energy (США) планирует перевести свою модернизированную газовую турбину 7E на 100%-ный водород к 2025 году.

5. Водородный завод Whyalla в Южной Австралии планирует использовать излишки возобновляемой энергии, вырабатываемой крупными ветряными и солнечными электростанциями, для производства возобновляемого водорода, который будет храниться и использоваться для питания 4 установок GE LM6000VELOX (мощностью 4×50 МВт) на основе авиационных двигателей.

6. Электростанция Sultan Ibrahim в Малайзии (Track 4A) использует газовые турбины 9HA.02. Оптимизированная динамика сгорания позволяет использовать топливные смеси с 50% содержанием водорода. В настоящее время электростанция Track 4A компании Southern Power Generation (электростанция Султана Ибрагима) работает на 2 мощных газовых турбинах GE 9HA.02 с ПГУ.

### **2.3.2 Производство холода на базе газотурбинных и парогазовых установок. Утилизация теплоты отходящих газов после газовой турбины для ОЦР-модулей и АБХМ**

Одними из наиболее перспективных направлений повышения энергоэффективности являются органический цикл Ренкина (ОЦР-модули) и абсорбционные холодильные машины (АБХМ). Эти технологии уже активно применяются в Китае, США и странах Европы для утилизации теплоты отходящих газов после газовой турбины и повышения эффективности ГТУ и ПГУ. Применение ОЦР-модулей и АБХМ на ГТУ и ПГУ позволяет сократить потребление газа за счет

---

<sup>38</sup> <https://www.engie.com/en/businesses/gas/hydrogen/power-to-gas/the-grhyd-demonstration-project>

рекуперации отходящей теплоты и снизить температуру выхлопных газов. В результате уменьшаются выбросы парниковых газов и повышается электрический КПД газотурбинных и парогазовых установок.

Органический цикл Ренкина (ОЦР-модуль) использует органическую жидкость с высокой молекулярной массой, которая кипит при температуре ниже температуры кипения воды. ОЦР-модули можно использовать при рекуперации отработанной теплоты из низкотемпературных источников во многих энергетических и промышленных технологиях. В настоящее время в США, Германии, Италии и ряде других стран проводятся как исследования, так и серийный выпуск энергетических установок, работающих по органическому циклу Ренкина.

Перечень исследований работы ОЦР-модулей совместно с газовыми турбинами приведен ниже:

1. В исследовании<sup>39</sup> изучалась система газовой турбины, комбинированная с ОЦР модулем, работающим на биомассе. Совокупная мощность такой комбинированной системы (газовая турбина + ОЦР-модуль) составила 1,3 МВт.

2. В работе<sup>40</sup> в схему газовой турбины ГТ 6–750 с утилизационной установкой по циклу ОЦР на изобутане встраивается паровая турбина с противодавлением, отработавший пар которой служит энергоносителем для ОРЦ-модуля. Температура выхлопных газов ГТУ до и после котла-утилизатора – соответственно 415 и 120 °С.

Ожидаемые технико-экономические показатели после реконструкции ГТУ с использованием ОЦР-модуля и паровой турбины:

- увеличение электрической мощности с 6,00 до 9,45 МВт (ПГУ-энергоблок);
- рост КПД с 23 до 34,8 % (ПГУ-энергоблок);
- снижение температуры уходящих газов со 120 до 100 °С (ПГУ-энергоблок);
- мощность изобутановой турбины 1,645 МВт (при давлении и температуре изобутана в контуре 22,12 бар и 105 °С, а в агрегате воздушного охлаждения – 3,04 бар и 20 °С).

3. Наиболее продвинутой разработкой в данной области – схема «паровая турбина противодействия (типа Р) – ОРЦ-модуль».<sup>41</sup> Поскольку КПД ОРЦ-модуля в диапазоне температур 250–270 °С выше КПД цикла на водяном паре примерно на 5% с убыванием разницы по мере роста температуры, то в указанном температурном интервале эффективнее направлять пар в контуры ОРЦ-модуля, чем сбрасывать его в паровой турбине.

Существует ряд технологий, с помощью которых можно снизить температуру воздуха на входе в газовую турбину. Одна из интересных систем — это система на основе абсорбционной холодильной машины (АБХМ). В данной системе абсорбционная холодильная машина использует теплоту отходящих газов как источник теплоты в генераторе АБХМ для производства холода в испарителе. При этом испаритель АБХМ,

---

<sup>39</sup> Н. Athari, S. Soltani, M. A. Rosen, M. K. Gavifekr, and T. Morosuk. Exergoeconomic study of gas turbine steam injection and combined power cycles using fog inlet cooling and biomass fuel. *Renew. Energy*, vol. 96, pp. 715–726, Oct. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.05.010.

<sup>40</sup> М. И. Гринман. Увеличение мощности и КПД ГТ 6–750 в 1,5 раза. ГТ 6–750+SORC. Презентация. СПб ООО «Комтек-Энергосервис», 2015. На правах рукописи.

<sup>41</sup> А. Н. Блинов. Повышение эффективности генерации тепла и электроэнергии с использованием бинарных энергетических установок с ORC-модулями. Презентация. СПб НПО «Санкт-Петербургская электротехническая компания», 2014. На правах рукописи.

в свою очередь, охлаждает воздух, подаваемый в компрессор ГТУ. В этом варианте на основе использования АБХМ отсутствует контакт между воздухом и охлаждающей водой, и нет никакого вредного воздействия на лопатки компрессоров газотурбинной установки.

Зарубежные исследования работы АБХМ совместно с газовыми турбинами представлены ниже:

1. В Иране проводилось исследование бромисто-литиевой ( $\text{H}_2\text{O-LiBr}$ ) АБХМ с ГТУ.<sup>42</sup> Исследование показало, что эта система может увеличить выработку мощности газовой турбины примерно на 11%. Кроме того, срок окупаемости инвестиционных затрат на систему утилизации теплоты отходящих газов составляет около 4 лет.

2. В работе<sup>43</sup> была изучена эффективность системы АБХМ с утилизацией теплоты отходящих газов на выхлопе ПГУ. Результаты работы показали, что при использовании АБХМ энергоэффективность парогазовых установок может быть повышена на 8,2%.

3. В Индии<sup>44</sup> была предложена комбинированная система электростанции с использованием абсорбционной водо-аммиачной холодильной машины, в результате получена дополнительная выработка электрической мощности с увеличением КПД на 1,193%.

4. В статье Osta-Omar и Micallef<sup>45</sup> проведено сравнение эффективности газотурбинной системы при рекуперации теплоты отходящих газов и дальнейшем ее использовании одним из двух способов:

- или для дополнительной выработки электроэнергии с использованием ОЦР-модуля;
- или с целью охлаждения воздуха, поступающего в компрессор, с использованием АБХМ.

Результаты показали, что КПД газотурбинной электростанция с АБХМ на 11,2% выше, а затраты на электроэнергию на 12,3% ниже, чем у ГТУ в сочетании с ОЦР-модулем.

В России технология использования АБХМ совместно с газотурбинными и парогазовыми установками также набирает популярность. Энергетическая система ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» представляет собой энерготехнологический комплекс, объединяющий ПГУ-110 LM6000 и АБХМ HAS-1157 (компания Shuanglian). Оценка энергетической эффективности энергетической системы ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» была проведена на основе результатов натурно-производственного эксперимента по данным замеров режимных параметров в течение мая – августа 2015-2017 гг. В результате эксперимента получены зависимости изменения основных технических характеристик АБХМ по месяцам. Особый интерес представляет изменение холодопроизводительности (рис. 2.8). Установлено, что среднее значение

---

<sup>42</sup> M. Ameri and S. H. Hejazi. The study of capacity enhancement of the Chabahar gas turbine installation using an absorption chiller. *Appl. Therm. Eng.*, vol. 24, no. 1, pp. 59–68, Jan. 2004, doi: 10.1016/S1359-4311(03)00239-4.

<sup>43</sup> H. M. Kwon, T. S. Kim, J. L. Sohn, and D. W. Kang. Performance improvement of gas turbine combined cycle power plant by dual cooling of the inlet air and turbine coolant using an absorption chiller. *Energy*, vol. 163, pp. 1050–1061, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.08.191.

<sup>44</sup> O. K. Singh. Performance enhancement of combined cycle power plant using inlet air cooling by exhaust heat operated ammonia-water absorption refrigeration system. *Appl. Energy*, vol. 180, pp. 867–879, Oct. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.08.042.

<sup>45</sup> S. M. Osta-Omar and C. Micallef. Mathematical model of a lithium-bromide/water absorption refrigeration system equipped with an adiabatic absorber. *Computation*, vol. 4, no. 4, 2016, doi: 10.3390/computation4040044.

холодопроизводительности АБХМ HAS-1157 за расчетные месяцы меньше нормативного на 24%. Этот факт говорит о том, что при эксплуатации холодильной машины не соблюдались необходимые значения режимных параметров, что привело к повышению температуры воздуха, поступающего в компрессор, по сравнению с нормативным значением.

### **3 Методы распределения затрат топлива и энергии на производство энергоносителей на тепловых электростанциях**

#### **3.1 Методы распределения затрат топлива на производство электроэнергии и тепловой энергии в России**

Электроэнергия является основным продуктом ТЭС. Кроме того, на ТЭС производится тепловая энергия, а также могут производиться холод, сжатый воздух и водород. Корректное сравнение удельных показателей для ТЭС требует разработки специальной методики для приведения их в сопоставимый вид с учетом: разного набора выпускаемой продукции. Ключевым вопросом оценки удельных выбросов ПГ при производстве электроэнергии является разделение потребления топлива ТЭЦ на электро- и теплоэнергию. В России для этой цели используются два основных метода: физический метод и пропорциональный метод (ОРГРЭС).

**1. Физический метод распределения расхода топлива.** В основу этого метода положен подход распределения затрат топлива на базе теплового баланса ТЭЦ. Топливо распределяется между электрической и тепловой энергией в соответствии с условием, когда удельный расход условного топлива на отпускаемую тепловую энергию из отборов турбин рассчитывается обратно пропорционально КПД энергетических и пиковых водогрейных котлов. Иными словами, принимается допущение, что на получение тепловой энергии из отборов турбин затрачивается такое же количество топлива, как и при отпуске теплоты непосредственно из котлов. Соответственно, при физическом методе распределения расхода топлива общее потребление топлива на ТЭЦ делится на две составляющие:

- одна пропорциональна отпуску тепловой энергии потребителям,
- другая — равна остальному количеству тепловой энергии, которое относится на производство электроэнергии. Иначе говоря, вся тепловая энергия от энергетических котлов, которая поступала в паровую турбину с перегретым паром за вычетом теплоты регулируемых отборов, отданных на цели теплоснабжения, относилась на выработку или отпуск электроэнергии.

При физическом методе вся экономия топлива при теплофикации<sup>46</sup> относится на электрическую энергию (электроэнергия дешевая, тепловая энергия – дорогая). Физический метод распределения расхода топлива был разработан и утвержден Министерством энергетики СССР в 1943 году и предназначался исключительно для оценки тепловой экономичности и энергоэффективности генерирующего оборудования тепловых электрических станций. После образования Российской Федерации данный механизм был принят в качестве базового инструмента ценообразования в энергетике и использовался до 1 февраля 1996 года на всех тепловых электростанциях России. Использование этого метода при расчете тарифов на электрическую и тепловую энергию в рыночных условиях привело к абсурдной ситуации: ТЭЦ оказались неконкурентоспособными на рынке тепловой энергии. Крупные и средние потребители (промышленные предприятия, крупные торгово-развлекательные комплексы, бизнес-центры) в массовом порядке начали отказываться от покупки тепловой энергии, поставляемой от ТЭЦ, и сооружать собственные котельные.

---

<sup>46</sup> Теплофикация – это централизованное теплоснабжение на базе комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ).

В связи с этим появилась необходимость перевода части затрат из себестоимости тепловой энергии для централизованного теплоснабжения в себестоимость электроэнергии, вырабатываемой ТЭЦ.

Тепловой метод распределения расхода топлива базируется на физическом методе при допущении, что весь расход электроэнергии на собственные нужды тепловой электростанции включается в затраты топлива, относимые на отпуск электроэнергии.

**2. Пропорциональный метод распределения расхода топлива (метод ОРГРЭС).** При пропорциональном методе распределение расхода топлива между двумя видами продукции (электрической и тепловой энергией) было искусственно изменено путем перенесения большей части топливных затрат на производство электрической энергии. По пропорциональному методу распределение топлива, израсходованного энергетическими котлами, производится пропорционально затратам топлива на выработку электроэнергии и отпуск теплоты внешним потребителям при условии их отдельного производства на конкретной электростанции. При этом вводится условное ограничение, что отсутствует отпуск тепловой энергии внешним потребителям из производственных, теплофикационных и нерегулируемых отборов, а также от конденсаторов турбин.

В пропорциональном методе вводятся эмпирические коэффициенты, позволяющие учитывать термодинамическую ценность потоков пара на входе в турбины, в регулируемых отборах и в конденсаторах. Помимо этого, в расчетах по пропорциональному методу используются эмпирические коэффициенты, учитывающие регенеративный подогрев питательной воды на тепловой электростанции. Таким образом, существенным недостатком пропорционального метода распределения расхода топлива является сложность расчетов и наличие эмпирических коэффициентов.

При пропорциональном методе вся экономия топлива при теплофикации относится на тепловую энергию (электроэнергия дорогая, тепловая энергия – дешевая). Как показывает практика, величина удельного расхода условного топлива (УРУТ) на отпуск 1 кВт-ч электроэнергии, определенного по пропорциональному методу, в среднем на 15% выше значений этого показателя, вычисленного по физическому методу (табл. 3.1).

**Таблица 3.1 Удельные расходы условного топлива по пропорциональному и физическому методу (данные ПАО «Мосэнерго»)**

Наименование показателя	Ед. изм.	2021 год	2022 год
Удельный расход условного топлива (УРУТ) на отпуск электроэнергии			
Пропорциональный метод	г.у.т/кВт-ч	273,0	274,2
Физический метод	г.у.т/кВт-ч	233,9	234,4
Увеличение (+) или уменьшение (-) УРУТ на отпуск электроэнергии по пропорциональному методу по сравнению с физическим методом	г.у.т/кВт-ч	39,1	39,8
то же	%	14%	15%
Удельный расход условного топлива (УРУТ) на отпуск тепловой энергии			
Пропорциональный метод	кг.у.т/Гкал	135,4	134,2
Физический метод	кг.у.т/Гкал	164,3	164,9

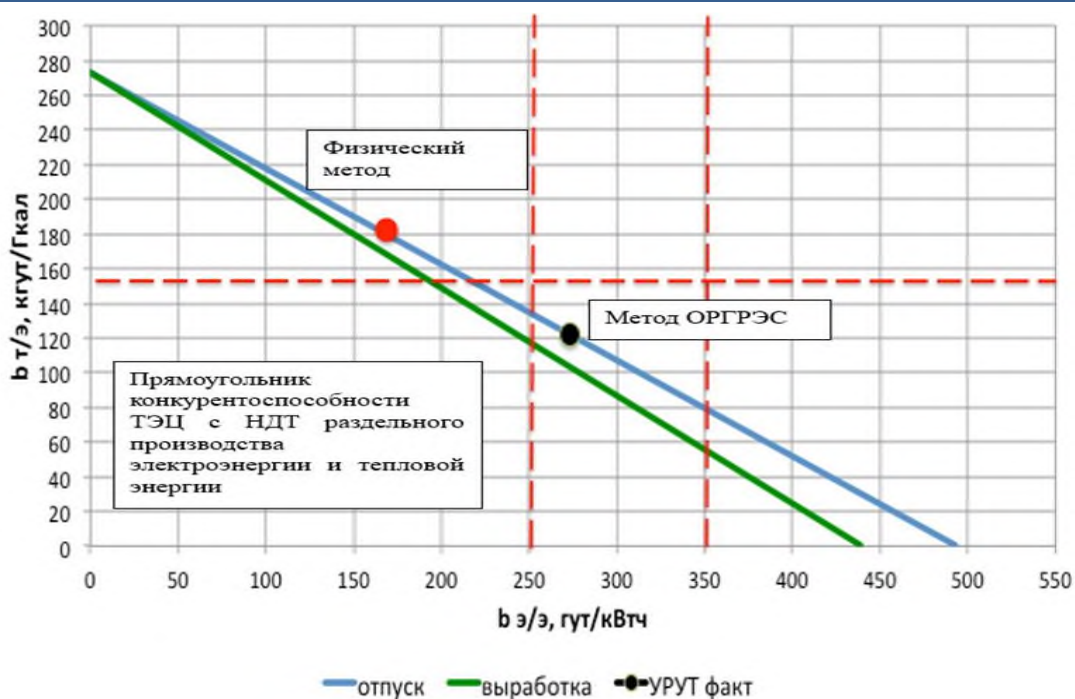
Увеличение (+) или уменьшение (-) УРУТ на отпуск тепловой энергии по пропорциональному методу по сравнению с физическим то же	кг.у.т/Гкал	-28,9	-30,7
	%	-21%	-23%

Источник: Отчеты по устойчивому развитию ПАО «Мосэнерго» за 2021-2022 гг.

Такой дисбаланс существенным образом влияет на финансово-экономические показатели ТЭЦ, являющихся по своим термодинамическим и теплотехническим характеристикам наиболее экономичным способом совместного производства электрической и тепловой энергии, так как при указанном искусственном перераспределении (уменьшении) части топливных затрат на производство теплоты ценовая заявка ТЭЦ на ОРЭМ в структуре себестоимости электрической энергии несет часть затрат на вырабатываемую тепловую энергию. При этом ТЭЦ, функционирующая в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и ведущая учет себестоимости топливных затрат на производимые виды продукции в соответствии с пропорциональным методом, на ОРЭМ вынуждена конкурировать с КЭС, производящей только электроэнергию и потому не имеющей затрат на производство тепловой энергии в составе ценовой заявки.

Как видно, ни пропорциональный метод (метод ОРГРЭС), ни физический метод не обеспечивают конкурентоспособность ТЭЦ на двух рынках одновременно: при использовании физического метода ТЭЦ проигрывает конкуренцию котельным на рынке тепловой энергии, а при использовании пропорционального метода проигрывает конкуренцию КЭС на оптовом рынке электроэнергии и мощности (рис. 3.1).

**Рисунок 3.1 Конкурентоспособность ТЭЦ на рынках электрической и тепловой энергии по сравнению с раздельным вариантом энергоснабжения (КЭС и котельные)**



Красные штриховые линии показывают топливную эффективность наилучших доступных технологий (НДТ) раздельного производства электрической и тепловой энергии. Зелёный отрезок характеризует все возможные варианты разнесения расхода

топлива ТЭЦ между производством электрической энергии и теплотой в комбинированном режиме. Синий отрезок характеризует все возможные варианты разнесения расхода топлива ТЭЦ по отпуску электрической энергии и теплоты потребителям. Чёрная точка соответствует разнесению расхода топлива ТЭЦ по методу ОРГРЭС, а красная – по физическому методу.

Для обеспечения конкурентоспособности ТЭЦ по сравнению с НДТ отдельного производства необходимо, чтобы фактические значения УРУТ на выработку и отпуск электроэнергии и теплоты (точки) находились на отрезках внутри «прямоугольника конкурентоспособности».

Источник: С.С. Белобородов, А.А. Дудолин. Методический подход к разнесению расхода топлива ТЭЦ на принципах конкурентоспособности с НДТ отдельного производства [https://www.rosteplo.ru/Tech\\_stat/stat\\_shablon.php?id=4232](https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=4232)

Пропорциональный метод распределения расхода топлива с 1996 г. по 2013 г. был утвержден Минэнерго России в качестве официального при составлении отчетности по тепловой экономичности работы оборудования тепловых электрических станций. С 2013 года физический метод распределения расхода топлива опять стал официальным для тепловых электростанций России. Тем не менее большинство ТГК и ОГК (территориальные и оптовые генерирующие компании) получают разрешения и Приказы Минэнерго России на разработку нормативов по величинам УРУТ на выработку и отпуск электроэнергии и теплоты для своих тепловых электростанций по пропорциональному методу.<sup>47</sup>

В связи с этим на сегодняшний день в Российской Федерации в качестве официального способа распределения затрат топлива на производство электроэнергии и тепловой энергии используются как физический (тепловой), так и пропорциональный метод (метод ОРГРЭС). Использование этих методов для российских тепловых электростанций регламентировано следующими нормативными документами:

1. РД 34.08.552-95 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования».

- Приказ Минэнерго России от 30.12.2008 г. № 323 «Порядок определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии». Статус документа: Действующий.

- Приказ Минэнерго России от 12.09.2016 г. № 952 «Об утверждении Методических указаний по распределению удельного расхода условного топлива при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, применяемых в целях тарифного регулирования в сфере теплоснабжения». Статус документа: Действующий.

### **3.2 Алгоритм расчета удельных расходов топлива на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую от тепловых электростанций, по физическому методу**

Для расчета удельных расходов топлива на электрическую и тепловую энергию на тепловых электрических станциях необходима следующая информация:

1. Перечень и объемы продукции, которые производит и реализует тепловая электрическая станция:

---

<sup>47</sup> На 01.01.2025 физический метод распределения расхода топлива используется на тепловых электростанциях ПАО «ТГК-1», ПАО «ТГК-2» (ТЭЦ-40 Вологодской ТЭЦ, ТЭЦ-130 Новгородской ТЭЦ, Костромская область, Ярославская область).

- электрическая энергия
- тепловая энергия (всего), в том числе:
  - теплоноситель – пар
  - теплоноситель – сетевая вода
- холод (всего), в том числе:
  - для собственных нужд в технологическом цикле
  - для реализации внешним потребителям
- сжатый воздух:
  - для собственных нужд в технологическом цикле
  - для реализации внешним потребителям
- водород – с указанием способа производства (всего), в том числе:
  - для собственных нужд в технологическом цикле
  - для реализации внешним потребителям
- 2. Выработка (производство) электрической энергии (всего), в том числе:
  - паровыми турбоагрегатами
  - газовыми турбинами (при наличии)
  - парогазовыми энергоблоками (при наличии)
- 3. Расход и/или доля расхода электрической энергии на собственные нужды тепловой электростанции (всего), в том числе:
  - расход и/или доля расхода электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов и газовых турбин
  - расход и/или доля расхода электроэнергии на собственные нужды котлоагрегатов (энергетические котлоагрегаты, пиковые водогрейные котлоагрегаты)
  - расход и/или доля расхода электроэнергии на теплофикационную установку (сетевые подогреватели)
- 4. Отпуск электроэнергии с шин тепловой электростанции (всего), в том числе:
  - паровыми турбоагрегатами
  - газовыми турбинами (при наличии)
  - парогазовыми энергоблоками (при наличии)
- 5. Выработка (производство) тепловой энергии (всего), в том числе:
  - паровыми энергетическими котлами
  - пиковыми водогрейными котлами (при наличии)
  - парогазовыми энергоблоками (при наличии)
  - котлами-утилизаторами газотурбинных установок (при наличии)
- 6. Расход и/или доля расхода тепловой энергии на собственные нужды тепловой электростанции (всего), в том числе:
  - расход и/или доля расхода тепловой энергии на собственные нужды турбоагрегатов
  - расход и/или доля расхода тепловой энергии на собственные нужды котлоагрегатов
- 7. Отпуск тепловой энергии с коллекторов тепловой электростанции (всего), в том числе:
  - из производственных отборов турбин (теплоноситель – пар)
  - редуционно-охладительными установками – РОУ (теплоноситель – пар)

- теплофикационными установками – ТФУ (теплоноситель – сетевая вода)
- пиковыми водогрейными котлоагрегатами (при наличии)
- парогазовыми энергоблоками (при наличии)
- котлами-утилизаторами газотурбинных установок (при наличии)

8. Вид, расход и теплотехнические характеристики топлива (низшая теплота сгорания), используемого на тепловой электростанции:

- основного
- резервного

9. Расход топлива тепловой электрической станцией (всего), в том числе:

- паровыми энергетическими котлами
- пиковыми водогрейными котлами (при наличии)
- газовыми турбинами (при наличии)
- парогазовыми энергоблоками (при наличии)

Удельные расходы топлива на электрическую и тепловую энергию, согласно физическому методу рассчитываются следующим образом:

1) Определяется расход топлива на производство (выработку) тепловой энергии, отпускаемой внешним потребителям от паровых турбоагрегатов,  $V_T$ , т.у.т:

$$V_T = \frac{\sum Q_T^i}{Q_H^P \cdot \eta_{ЭК}} \quad 3.1$$

где:

$\sum Q_T^i$  – суммарное количество тепловой энергии, отпускаемой внешним потребителям, Гкал;

$Q_H^P$  – низшая теплота сгорания топлива (энергетические котлы), ккал/кг;

$\eta_{ЭК}$  – коэффициент полезного действия (КПД) энергетических котлоагрегатов;

2) Вычисляется расход топлива на отпущенную электрическую энергию от паровых турбоагрегатов,  $V_Э$ , т.у.т:

$$V_Э = V_{ЭК} - V_T \quad 3.2$$

где:

$V_{ЭК}$  – расход топлива энергетическими котлами, т у.т;

3) Рассчитываются удельные расходы топлива на отпущенную электроэнергию и тепловую энергию,  $b_Э$ , г у.т/кВт-ч и  $b_T$ , кг у.т/Гкал:

$$b_Э = \frac{V_Э}{Э_{от}} \cdot 1000 \quad 3.3a$$

$$b_T = \frac{V_T}{\sum Q_T^i \cdot \eta_T^i} \cdot 1000 \quad 3.3b$$

где:

$\eta_T^i$  – КПД, учитывающий потери тепловой энергии при передаче теплоты от пара из отборов турбоагрегатов к сетевой воде в теплофикационной установке (ТФУ);

$Э_{от} = Э - Э_Э^{CH}$  – отпуск электроэнергии с шин тепловой электростанции, тыс. кВт-ч;

$Э$  – выработка (производство) электроэнергии на тепловой электростанции, тыс. кВт-ч;

$\mathcal{E}_{\text{Э}}^{\text{СН}}$  – расход электроэнергии на собственные нужды для производства электроэнергии,<sup>48</sup> тыс. кВт-ч.

При наличии на тепловых электрических станциях работающих пиковых водогрейных котлоагрегатов (ПВК) формула 3.3б преобразуется к виду:

$$b_{\text{T}} = \frac{B_{\text{T}} + B_{\text{ПВК}}}{\sum Q_{\text{T}}^i \cdot \eta_{\text{T}}^i + Q_{\text{ПВК}}} \cdot 1000 \quad 3.3\text{в}$$

где:

$B_{\text{ПВК}} = \frac{Q_{\text{ПВК}}}{Q_{\text{H}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{ПВК}}}$  – расход топлива на производство тепловой энергии, отпускаемой внешним потребителям от пиковых водогрейных котлоагрегатов, т.у.т;

$Q_{\text{ПВК}}$  – количество тепловой энергии, отпускаемой внешним потребителям от пиковых водогрейных котлоагрегатов, Гкал;

$Q_{\text{H}}^{\text{P}}$  – низшая теплота сгорания топлива (пиковые водогрейные котлы), ккал/кг;

$\eta_{\text{ПВК}}$  – КПД пиковых водогрейных котлоагрегатов.

Преимущества алгоритма расчета удельных расходов топлива на электрическую и тепловую энергию по физическому методу:

- небольшое количество исходных данных для расчета;
- простота расчета.

Недостатки алгоритма расчета удельных расходов топлива на электрическую и тепловую энергию по физическому методу:

- отсутствует эквивалентное сопоставление электрической и тепловой энергии (не принимается во внимание тот факт, что электроэнергия является более ценным термодинамическим продуктом по сравнению с тепловой энергией).

- не учитывает термодинамическую ценность потоков пара, отбираемого из отборов турбины;

- не учитывает термодинамическую ценность потока пара, поступающего в турбину;

- не принимает во внимание регенеративный подогрев питательной воды на ТЭЦ.

### 3.2.1 Алгоритм расчета удельных расходов топлива на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую от тепловых электростанций по пропорциональному методу

Для расчета удельных расходов топлива на электрическую и тепловую энергию на тепловых электрических станциях по пропорциональному методу дополнительно к информации, приведенной в разделе 3.2, потребуются следующие данные:

1. Тип (заводская марка) энергетических паровых котлоагрегатов, установленных на тепловой электрической станции.

2. Тип (заводская марка) пиковых водогрейных котлоагрегатов, установленных на тепловой электрической станции (при наличии).

---

<sup>48</sup> К расходу электроэнергии на собственные нужды тепловой электростанции относится: расход электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов (на электрические двигатели циркуляционных, конденсатных и дренажных насосов; на электрические двигатели вентиляторов градирен; на электрические двигатели прочих механизмов); расход электроэнергии на собственные нужды котлоагрегатов (на электрические двигатели механизмов для разгрузки, приготовления и подачи топлива; на электрические двигатели насосов по химической очистке воды; на электрические двигатели прочих механизмов котлоагрегатов); затраты электроэнергии на теплофикационную установку (на электродвигатели сетевых и подпиточных насосов).

3. Тип (заводская марка) паровых турбоагрегатов, установленных на тепловой электрической станции.

4. Тип (заводская марка) газовых турбин, установленных на тепловой электрической станции (при наличии).

5. Тип (заводская марка) парогазовых энергоблоков, установленных на тепловой электрической станции (при наличии).

6. Параметры пара в паровых турбогенераторах (на входе в турбину, в регулируемых отборах, в конденсаторе турбины):

- расход пара;
- давление и температура пара;
- энтальпия пара.

Алгоритм расчета удельных расходов топлива на электрическую и тепловую энергию по пропорциональному методу следующий:

1) Рассчитывается коэффициент, учитывающий распределение затрат топлива между электрической и тепловой энергией, отпускаемой потребителям теплоты, при их раздельном производстве,  $K_{Э}$ :

$$K_{Э} = \frac{Q_{Э} + Q_{Т}^{СН} + \Delta Q_{Э}}{Q_{Э} + Q_{Т}^{СН} + \Delta Q_{Э} + \Sigma Q_{Т}^i} \quad 3.4$$

где:

$Q_{Э} = Q_0 - \Sigma Q_{Т}^i$  – расход теплоты на производство электроэнергии паровыми турбоагрегатами, Гкал;

$Q_0$  – расход теплоты, поступившей в паровые турбоагрегаты от энергетических котлов, Гкал;

$Q_{Т}^{СН}$  – расход теплоты на собственные нужды турбоагрегатов<sup>49</sup>, Гкал;

$\Sigma Q_{Т}^i$  – суммарное количество тепловой энергии, отпускаемой внешним потребителям, Гкал;

$\Delta Q_{Э} = \Sigma Q_{Т}^i \cdot (1 - \zeta_i)$  – дополнительный расход теплоты на производство электроэнергии за счет отборов турбоагрегатов с учетом энергетической ценности пара, Гкал;

$\zeta_i$  – коэффициент ценности потоков пара для каждого отбора турбоагрегата.

Величина  $\zeta_i$  определяется по формуле:

$$\zeta_i = \frac{h_i - h_k}{h_0 - h_k} \cdot (1 + K \cdot \frac{h_i - h_k}{h_0 - h_k}) \quad 3.5$$

где:

$h_0$  – энтальпия пара на входе в турбоагрегаты (острый пар на выходе из энергетических котлов), ккал/кг;

$h_i$  – энтальпия пара в регулируемых отборах турбоагрегатов, ккал/кг;

$h_k$  – энтальпия пара на выходе из турбоагрегатов (на входе в конденсатор турбины), ккал/кг;

$K$  – эмпирический коэффициент, учитывающий регенеративный подогрев питательной воды. Принимаются следующие значения коэффициента  $K$ :

<sup>49</sup> К расходу тепловой энергии на собственные нужды тепловой электростанции относится: расход тепловой энергии на турбопривод насосного оборудования; расход тепловой энергии на пуски котельного и турбинного оборудования; расход тепловой энергии на отопление помещений котельного, турбинного, электрического и химического цехов; расход тепловой энергии при сливе, подогреве и распыле мазута, а также при размораживании твердого топлива.

- 0,25 для давления острого пара 35 кгс/см<sup>2</sup> (3,5 МПа)
- 0,3 для давления острого пара 90 кгс/см<sup>2</sup> (9,0 МПа)
- 0,4 для давления острого пара 130 кгс/см<sup>2</sup> (13,0 МПа)
- 0,42 для давления острого пара 240 кгс/см<sup>2</sup> (24,0 МПа)

2) Вычисляется расход топлива на отпущенную электрическую энергию от паровых турбоагрегатов,  $V_{\text{Э}}$ , т у.т.:

$$V_{\text{Э}} = K_{\text{Э}} \cdot V_{\text{ЭК}} \cdot \frac{\text{Э}_{\text{от}}}{\text{Э} - \text{Э}_{\text{СН}}} \quad 3.6$$

где:

$V_{\text{ЭК}}$  – расход топлива энергетическими котлами, т у.т.;

$\text{Э}$  – выработка (производство) электроэнергии на тепловой электростанции, тыс. кВт-ч;

$\text{Э}_{\text{от}}$  – отпуск электроэнергии с шин тепловой электростанции, тыс. кВт-ч;

$\text{Э}_{\text{СН}}^{\text{СН}}$  – расход электроэнергии на собственные нужды для производства электроэнергии, тыс. кВт-ч.

3) Определяется расход топлива на отпущенную тепловую энергию от паровых турбоагрегатов,  $V_{\text{Т}}$ , т у.т.:

$$V_{\text{Т}} = V_{\text{ЭК}} - V_{\text{Э}} \quad 3.7$$

4) Рассчитываются удельные расходы топлива на отпущенную электроэнергию и тепловую энергию,  $b_{\text{Э}}$ , г у.т./кВт-ч и  $b_{\text{Т}}$ , кг у.т./Гкал:

$$b_{\text{Э}} = \frac{V_{\text{Э}}}{\text{Э}_{\text{от}}} \cdot 1000 \quad 3.8a$$

$$b_{\text{Т}} = \frac{V_{\text{Т}}}{\sum Q_{\text{T}}^i \cdot \eta_{\text{T}}^i} \cdot 1000 \quad 3.8б$$

$\eta_{\text{T}}^i$  – КПД, учитывающий потери тепловой энергии при передаче теплоты от пара из отборов турбоагрегатов к сетевой воде в теплофикационной установке (ТФУ).

При наличии на тепловых электрических станциях работающих пиковых водогрейных котлоагрегатов (ПВК) формула 3.8б преобразуется к виду:

$$b_{\text{Т}} = \frac{V_{\text{Т}} + V_{\text{ПВК}}}{\sum Q_{\text{T}}^i \cdot \eta_{\text{T}}^i + Q_{\text{ПВК}}} \cdot 1000 \quad 3.8в$$

где:

$V_{\text{ПВК}} = \frac{Q_{\text{ПВК}}}{Q_{\text{Н}}^{\text{P}} \cdot \eta_{\text{ПВК}}}$  – расход топлива на производство тепловой энергии, отпускаемой внешним потребителям от пиковых водогрейных котлоагрегатов, т.у.т.;

$Q_{\text{ПВК}}$  – количество тепловой энергии, отпускаемой внешним потребителям от пиковых водогрейных котлоагрегатов, Гкал;

$Q_{\text{Н}}^{\text{P}}$  – низшая теплота сгорания топлива (пиковые водогрейные котлы), ккал/кг;

$\eta_{\text{ПВК}}$  – КПД пиковых водогрейных котлоагрегатов.

Преимущества алгоритма расчета удельных расходов топлива на электрическую и тепловую энергию по пропорциональному методу:

- учитывает термодинамическую ценность потоков пара, отбираемого из отборов турбины;
- учитывает термодинамическую ценность потока пара, поступающего в турбину;

- через эмпирические коэффициенты учитывает регенеративный подогрев питательной воды на ТЭЦ.

Недостатки алгоритма расчета удельных расходов топлива на электрическую и тепловую энергию по пропорциональному методу:

- для расчета необходимо большое количество исходных данных;
- сложность расчета;
- отсутствует эквивалентное сопоставление электрической и тепловой энергии (не принимается во внимание тот факт, что электроэнергия является более ценным термодинамическим продуктом по сравнению с тепловой энергией).

Общий недостаток физического и пропорционального метода заключается в том, что они не учитывают возможности производства на ТЭЦ дополнительных технологических продуктов, таких как холод и водород. И хотя на производство этих технологических продуктов не требуется непосредственного потребления топлива, в любом случае должны быть учтены сопутствующие затраты электроэнергии, так как в противном случае будут искусственно занижены такие показатели, как расход электроэнергии на собственные нужды и выработка электрической энергии на ТЭЦ. Соответственно, будут некорректно определены такие показатели, как:

- расход топлива на отпущенную и/или выработанную электроэнергию на ТЭЦ,  $B_3$ , т.у.т;
- удельный расход топлива на отпущенную и/или выработанную электроэнергию на ТЭЦ,  $b_3$ , г.у.т/кВт-ч.

В настоящее время в российских нормативных документах не представлены методы распределения затрат топлива при производстве на ТЭЦ дополнительных продуктов (например, холода или водорода). Среди возможных способов распределения затрат топлива при производстве основных и дополнительных энергетических продуктов на тепловых электрических станциях можно отметить только «метод отключения» («метод треугольника Гинтера»).

Суть метода состоит в том, что при комбинированном производстве электроэнергии и теплоты на ТЭЦ из суммарных затрат исключаются расходы на дополнительные продукты (например, холод или водород), принимаемые условно по возможной цене их реализации.

При этом затраты на дополнительные продукты вычитают (отключают) из общих затрат по цене их реализации у потребителя или по себестоимости получения их в отдельном производстве. Остаток относят на основные энергетические продукты ТЭЦ (электрическая и тепловая энергия).

Соответственно, этот метод основан на принципе предельной себестоимости дополнительных продуктов. В соответствии с «методом отключения» выработка дополнительных видов продукции на ТЭЦ экономически целесообразна лишь в тех случаях, когда себестоимость их производства не превышает возможную цену их реализации. Предельной себестоимостью дополнительных продуктов на ТЭЦ является возможная цена реализации для потребителя.

### 3.3 Другие методы распределения затрат топлива на производство электроэнергии и тепловой энергии в России

Помимо нормативных (официальных) физического, теплового и пропорционального методов возможно применение и других подходов (методов) распределения затрат топлива на производство электрической и тепловой энергии. Эти методы условно разделяются на термодинамические и экономические.

Целью термодинамических методов является оценка технической экономичности и энергоэффективности работы тепловой электрической станции. Эти методы основаны на объективных законах термодинамики и тепломассообмена при комбинированном производстве электроэнергии и тепловой энергии на ТЭЦ.

Целью экономических методов расчета удельных расходов условного топлива является повышение конкурентоспособности продукции ТЭЦ на рынках электроэнергии и тепловой энергии. Конкурентоспособность ТЭЦ на рынках определяется величиной себестоимости их основных продуктов (электрическая и тепловая энергия): заявленная на рынке себестоимость продукции должна быть ниже ее рыночной цены. При этом себестоимость продукции является экономическим показателем, основанным на величине удельного расхода условного топлива.

К основным термодинамическим и рыночным российским методам распределения затрат топлива на производство электрической и тепловой энергии относятся:

**1. Эксергетический метод** (термодинамический метод). Данный метод основывается на втором законе термодинамики, характеризующим качество различных видов энергии. Основное отличие данного метода от «физического» заключается в том, что при рассмотрении производства электрической и тепловой энергии на ТЭЦ принимаются во внимание не только количественные эквиваленты потоков энергии, но термодинамическая ценность каждого продукта.

Сущность эксергетического метода сводится к пропорциональному распределению затрат топлива относительно доли эксергии<sup>50</sup> при производстве каждого продукта (электрическая энергия, тепловая энергия), что позволяет:

- получить единый количественный подход ко всем видам потоков энергии;
- дифференцировать расход топлива на отпуск каждого потока тепловой энергии независимо от его параметров и технологии получения;
- проводить сравнительный анализ различных тепловых электростанций, а также различных вариантов эксплуатации теплофикационного оборудования ТЭЦ;
- при эксергетическом методе вся экономия топлива при теплофикации относится на тепловую энергию (электроэнергия дорогая, выше даже, чем по пропорциональному методу; тепловая энергия – дешевая).

Основной недостаток эксергетического метода, который заключается в увеличении удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии (то есть при этом методе себестоимость тепловой энергии понижается, а себестоимость электроэнергии возрастает на ту же величину) – уменьшение тарифов на тепловую энергию, но повышение стоимости электроэнергии. Соответственно, при использовании

---

<sup>50</sup> Эксергия — это максимальная полезная работа, которую может совершить термодинамическая система при обратимом переходе в равновесие с окружающей средой.

эксергетического метода ТЭЦ проигрывают конкуренцию КЭС на оптовом рынке электроэнергии и мощности, а также тем тепловым электростанциям, которые применяют пропорциональный метод распределения затрат топлива.

**2. Метод «эквивалентной КЭС»** (термодинамический метод). Этот метод основывается на анализе влияния совместной выработки тепловой и электрической энергии на расход топлива и денежные затраты на энергетику страны в целом. Поскольку место сооружения ТЭЦ и ее мощность зависят от потребления тепла, то главным продуктом, по мнению разработчика метода, следует считать тепловую энергию. Использование ТЭЦ дает возможность отказаться от строительства и эксплуатации такой КЭС (или ее части), которая была бы необходима для выработки соответствующего количества электроэнергии. Таким образом, себестоимость электроэнергии, производимой на ТЭЦ, нужно определять по замещенной КЭС. При этом удельный расход топлива на выработку 1 кВт-ч электроэнергии на ТЭЦ принимается равным расходу топлива на производство того же количества электрической энергии на замещаемой КЭС.

При методе «эквивалентной КЭС» вся экономия топлива при теплофикации относится на тепловую энергию (электроэнергия дорогая, тепловая энергия дешевая, даже дешевле, чем от котельных). Соответственно, при применении метода «эквивалентной КЭС» ТЭЦ проигрывают конкуренцию котельным на рынке тепловой энергии, а также тем тепловым электростанциям, которые применяют физический метод распределения затрат топлива.

**3. Метод «альтернативной котельной»** (рыночный метод). При этом методе стоимость тепловой энергии, производимой ТЭЦ, устанавливается не выше тарифа на тепловую энергию от котельных, остальные затраты относятся на производство электроэнергии. При этом за основу берётся стоимость строительства нового источника производства теплоты (альтернативной котельной), подключения к нему потребителей и дальнейшего обслуживания. На основе этих затрат утверждается предельный уровень тарифа на тепловую энергию для всех ТЭЦ и котельных в населенном пункте.

### **3.4 Методы распределения затрат топлива на производство электрической и тепловой энергии в зарубежных странах**

Главное, что отличает подход зарубежных стран при распределении затрат топлива между электроэнергией и тепловой энергией, – это свобода генераторов (производителей) в отнесении топливных затрат на любой вид энергии. Во многих зарубежных странах это осуществляется исключительно на основе рыночных механизмов и практически никак не связано с технологией процесса производства электроэнергии и тепловой энергии на ТЭЦ.

#### **3.4.1 МЭА**

Для разнесения затрат топлива на ТЭЦ МЭА использует подход с фиксированной эффективностью генерации тепловой энергии. Стандартный тепловой КПД был установлен на уровне типичного теплового котла – 90%.<sup>51</sup> Получаемые по этому методу результаты довольно близки оценкам по физическому методу.

---

<sup>51</sup> EMISSION FACTORS: DATABASE DOCUMENTATION (2024 edition)  
[IEA Methodology Emission Factors 2024.pdf](#)

### 3.4.2 European Environmental Agency

В ЕС мониторинг и страновой бенчмаркинг углеродоемкости производства электроэнергии ведется силами European Environmental Agency.<sup>52</sup> Это Агентство, как и МЭА, использует подход с фиксированной эффективностью генерации тепловой энергии, разнесения затрат топлива на ТЭЦ.<sup>53</sup>

### 3.4.3 Метод СВАМ

В методологии, разработанной для СВАМ<sup>54</sup>, разнесение затрат топлива на ТЭЦ предлагается проводить на основе оценки (или по данным производителя оборудования) КПД отпуска электрической ( $\eta_{el}$ ) и тепловой энергии ( $\eta_{heat}$ ) и объемов их отпуска. Методы оценки КПД не указаны. Поэтому проблема разнесения затрат топлива отдается на усмотрение отчитывающейся организации. Если оценка КПД и технически невозможна или требует неоправданно высоких затрат, то предлагается использовать стандартные значения  $\eta_{heat} = 0,55$  и  $\eta_{el} = 0,25$  в уравнениях (3.9 и 3.10):

$$F_{CHP,heat} = \frac{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}}}{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}} \quad 3.10$$

$$F_{CHP,el} = \frac{\frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}}{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}} \quad 3.11$$

где:

$F_{CHP,heat}$  — коэффициент для распределения тепла;

$F_{CHP,el}$  — коэффициент для распределения электроэнергии (или механической энергии, если применимо);

$\eta_{ref,heat}$  — эталонная эффективность производства тепла в котельной (безразмерная, значения для разных видов топлива заданы в специальной таблице);

$\eta_{ref,el}$  — эталонная эффективность производства электроэнергии на КЭС (значения для разных видов топлива заданы в специальной таблице).

В методике СВАМ удельный коэффициент выбросов для производимого на ТЭЦ тепла, рассчитывается по следующей формуле:

$$EF_{CHP,Heat} = Em_{CHP} F_{CHP,Heat} / Q_{net} \quad 3.12$$

где:

$EF_{CHP,Heat}$  — коэффициент выбросов для производства тепла в когенерационной установке, тCO<sub>2</sub>/ТДж;

$Q_{net}$  — отпуск тепла от ТЭЦ (ТДж).

Но тогда получается, что разнесение топлива и выбросов на ТЭЦ не зависит от соотношения объемов выработки электрической и тепловой энергии, а только от стандартных и эталонных значений КПД, что вызывает недоумение.

<sup>52</sup> [Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe | European Environment Agency's home page](#)

<sup>53</sup> Там же.

<sup>54</sup> ANNEXES to the Commission Implementing Regulation laying down rules for the application of Regulation (EU) 2023/956 of the European Parliament and the Council as regards the methods for the calculation of emissions embedded in goods. Brussels, 10.12.2025. C(2025) 8151 final. ANNEXES 1 to 5 [https://eur-lex.europa.eu/eli/reg\\_impl/2025/2547/oj/eng](https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_impl/2025/2547/oj/eng)

### 3.4.4 Германия

В Германии метод, на основании которого рассчитывается себестоимость производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, является чисто экономическим («финский» метод).<sup>55</sup> По этому методу устанавливаются нормативные (эталонные) КПД отдельной выработки электрической энергии (40%) и тепловой энергии (80%).

### 3.4.5 Италия

В отчете «Национальные коэффициенты выбросов парниковых газов в электроэнергетике и промышленности»<sup>56</sup> приведен метод распределения топлива на выработку электрической энергии на тепловых электростанциях. Это подход с фиксированной эффективностью генерации тепловой энергии с КПД производства тепловой энергии равном 88,9%.

### 3.4.6 Франция

Во Франции для оценки эффективности использования топлива на ТЭЦ применяется подход, при котором теплоту, вырабатываемую тепловой электростанцией, приравнивают к производству теплоты в котельной. При таком подходе удельные расходы условного топлива на ТЭЦ и в котельной принимаются одинаковыми. Остальной расход топлива относят на электроэнергию. Таким образом, весь эффект от комбинированного производства электрической и тепловой энергии относится на электроэнергию. Данный метод соответствует российскому физическому методу распределения затрат топлива на производство электрической и тепловой энергии.

### 3.4.7 Великобритания

В Великобритании для распределения потребления топлива на выработку электрической и тепловой энергии на ТЭЦ используется метод «1/3:2/3 DUKES»,<sup>57</sup> предполагающий, что для производства каждой единицы электроэнергии требуется в два раза больше единиц топлива, чем для производства каждой единицы тепловой энергии. Данное предположение основывается на практических наблюдениях для реальных тепловых электростанций, показывающих, что эффективность производства электроэнергии (на электростанциях, вырабатывающих только электроэнергию) варьируется в диапазоне 25-50%, в то время как эффективность выработки тепловой энергии котлоагрегатами, работающими на природном топливе, варьируется в диапазоне 50-90%.

### 3.4.8 США

В США для оценки потребления топлива на выработку электрической и тепловой энергии на ТЭЦ используется форма EIA-923,<sup>58</sup> которая содержит данные как об общем расходе топлива, так и о потреблении топлива для выработки электроэнергии и теплоты на ТЭЦ. При этом генераторы не предоставляют эти данные в EIA по отдельности; они передают сведения об общем расходе топлива на ТЭЦ, а затем EIA оценивает расход

<sup>55</sup> Согласно Директиве ЕС об энергоэффективности (2012/27/EU) и руководству ЕС 2008/952/ЕС <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX%3A32012L0027>

<sup>56</sup> <https://www.isprambiente.gov.it/it/pubblicazioni/rapporti/fattori-di-emissione-atmosferica-di-gas-a-effetto-serra-nel-settore-elettrico-nazionale-e-nei-principali-paesi-europei.-edizione-2020>

<sup>57</sup> Метод разработан Департаментом бизнеса, энергетики и промышленной стратегии Правительства Великобритании и описан в Методических указаниях, опубликованных на сайте Правительства [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/656647/CHP.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/656647/CHP.pdf)

<sup>58</sup> <https://www.eia.gov/electricity/data/eia923/>

топлива для выработки электроэнергии и тепловой энергии (в тепловых единицах – БТЕ).

Алгоритм расчета распределения топлива на выработку электрической и тепловой энергии по методу EIA-923 следующий:

1) Определяется полный коэффициент полезного действия (КПД) ТЭЦ,  $\eta_{total}$ :

$$\eta_{total} = \frac{\mathcal{E}_{\text{пи}} \cdot 3412 + Q_{\text{пи}}}{Q_{total}} \quad 3.13$$

где:

$\mathcal{E}_{\text{пи}}$  – полезно используемая электроэнергия на ТЭЦ, кВт-ч;

3412 – коэффициент перевода кВт-ч в БТЕ;

$Q_{\text{пи}}$  – полезно используемая тепловая энергии на ТЭЦ в тепловом эквиваленте, БТЕ;

$Q_{total}$  – общее количество затраченной энергии для производства электроэнергии и теплоты в тепловом эквиваленте, БТЕ.

2) Рассчитывается расход топлива на выработку электроэнергии на ТЭЦ в тепловом эквиваленте,  $V_{\mathcal{E}}$ , БТЕ:

$$V_{\mathcal{E}} = \mathcal{E} \cdot 3412 \cdot \eta_{total} \quad 3.14$$

где:

$\mathcal{E}$  – выработка электроэнергии на ТЭЦ, кВт-ч.

3) Вычисляется расход топлива на выработку тепловой энергии на ТЭЦ в тепловом эквиваленте,  $V_T$ , БТЕ:

$$V_T = V - V_{\mathcal{E}} \quad 3.15$$

где:

$V$  – общий расход топлива на ТЭЦ при производстве электрической и тепловой энергии в тепловом эквиваленте, БТЕ.

Если заявленное генератором потребление топлива окажется меньше расчетного значения расхода топлива для выработки электроэнергии по методу EIA-923, то принимается, что полезная выработка тепловой энергии на ТЭЦ равна нулю ( $Q_{\text{пи}}=0$ ), и всё топливо использовано для выработки электроэнергии.

### 3.4.9 Китай

В Китае на углеродном рынке генерирующие компании получают бесплатно квоты на основании бенчмарков – контрольных показателей удельных выбросов в  $\text{гСО}_2/\text{кВт-ч}$  для электроэнергии и в  $\text{тСО}_2/\text{ГДж}$  для выработки тепла. При превышении этих уровней компании должны покупать квоты на рынке. Эти бенчмарки постоянно ужесточаются. Так для традиционных угольных блоков мощностью более 300 МВт в 2019-2024 гг. они были снижены с 892 до 791  $\text{гСО}_2/\text{кВт-ч}$  и со 126 до 103,3  $\text{кгСО}_2/\text{ГДж}$  а для газовых ТЭС – с 393 до 328,8  $\text{гСО}_2/\text{кВт-ч}$  и с 59 до 53,3  $\text{кгСО}_2/\text{ГДж}$ .<sup>59</sup>

---

<sup>59</sup> 附件 1. 021、2022 年度全国碳排放权交易配额总量 设定与分配实施方案 (发电行业) Приложение 1. План реализации по установлению и распределению общего объема национальных квот на выбросы углерода в 2021 и 2022 годах (энергетика); [5b2f4703b3734d2295a07ef938a4b2c1.pdf](#) [241030-china-allocation-plan\\_updated-benchmark-values\\_formula\\_pdf.pdf](#); 关于做好2023、2024年度发电行业全国碳排放权交易配额分配及清缴相关工作的通知 [关于做好2023、2024年度发电行业全国碳排放权交易配额分配及清缴相关工作的通知](#)

## **4 Зарубежные системы бенчмаркинга по удельным расходам энергии или удельным выбросам ПГ на единицу продукции тепловых электростанций**

### **4.1 Основные зарубежные системы бенчмаркинга**

Задача создания российской системы бенчмаркинга по удельным выбросам ПГ производителей электроэнергии на тепловых электростанциях включает проведение сопоставлений не только среди российских предприятий, но и с зарубежными бенчмарками, а также сопоставления с бенчмарками для продуктов, которые могут быть охвачены системой (системами) в ЕС и других странах. Поэтому для российской системы бенчмаркинга перечень продукции и границы технологических процессов должны быть определены так, чтобы имелась возможность корректного сравнения. Существуют межстрановые (МЭА и ЕС) и страновые (США, Китай и др.) системы бенчмаркинга по удельным выбросам ПГ и(или) по удельным расходам энергии на единицу продукции. Страновые системы создаются на уровне регионов страны, энергосистем, генерирующих компаний и отдельных ТЭС.

Среди зарубежных систем бенчмаркинга можно выделить:

- систему межстранового бенчмаркинга МЭА;
- систему бенчмаркинга ЕС ECT для тепловой энергии;
- систему бенчмаркинга производителей электроэнергии в США;
- систему бенчмаркинга производителей электроэнергии в Китае.

Они отличаются границами охвата производственных систем и расчетными алгоритмами выбросов CO<sub>2</sub>. Ниже приведены главные характеристики этих систем бенчмаркинга.

### **4.2 Система межстранового бенчмаркинга МЭА – IEA Emission Factors**

Предмет бенчмаркинга – мониторинг и анализ удельных выбросов ПГ при производстве электрической и тепловой энергии на ТЭС для 150 стран и 41 группы стран. Всего по 191 значений.

Цель бенчмаркинга. Бенчмаркинг выбросов ПГ производится по типам станций, использующих разные виды топлива, но без разделения на КЭС и ТЭЦ по трем основным ПГ. Индикаторы МЭА по странам используются в качестве бенчмарков в схеме СВМ.

Охват и индикаторы мониторинга. Система бенчмаркинга МЭА включает следующие показатели для стран и групп стран:<sup>60</sup>

- коэффициенты выбросов CO<sub>2</sub> в расчете на сумму выработки электроэнергии и тепла (в CO<sub>2</sub> на 1 кВт-ч);
- коэффициенты выбросов CO<sub>2</sub> только от производства электроэнергии (включая электроэнергию ТЭЦ);
- поправочные коэффициенты для выбросов CO<sub>2</sub>, вызванных потерями электроэнергии в сетях (в CO<sub>2</sub> на 1 кВт-ч);
- поправочные коэффициенты для выбросов CO<sub>2</sub>, вызванных торговлей электроэнергией;
- коэффициенты выбросов CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O при производстве электроэнергии (в CO<sub>2</sub>экв на 1 кВт-ч).

---

<sup>60</sup> Emission Factors: Database Documentation (2024 edition), [IEA\\_Methodology\\_Emission\\_Factors\\_2024.pdf](#)

Схема и логика расчетов. Расчет всех индикаторов проводился по методологии, разработанной МЭА и изложенной в сборнике «IEA. Electricity 2025»<sup>61</sup>. Расчет проводился по охвату 1 по трем основным ПГ. Оценки выбросов ПГ по странам основаны на Руководящих принципах МГЭИК 2006 года и данных МЭА по энергобалансам; они представляют собой общие выбросы от сжигания топлива. Для стран-членов ОЭСР эти цифры получены на основе информации, предоставленной в пяти ежегодных сборниках ОЭСР, заполненных национальными профильными государственными органами власти. Энергетические балансы для других стран основаны на национальных энергетических данных, преобразованных и адаптированных для соответствия формату и методологии МЭА. Для ТЭЦ МЭА использует подход с фиксированной эффективностью производства тепла. Стандартный КПД установлен на уровне 90%.

Информационное наполнение. Результаты регулярно публикуются в сборниках МЭА, последний из которых датирован 2025 годом.<sup>62</sup>

Программное обеспечение. Система не сопровождается свободно распространяемым программным обеспечением.

Выводы по системе. В системе бенчмаркинга МЭА реализован функционал и методологическая часть в плане оценки удельных выбросов ПГ, однако нет доступного программного обеспечения, данные предоставляются на коммерческой основе только на уровне средних по странам, но не на уровне отдельных установок или генерирующих компаний. Это не позволяет использовать данную систему в качестве калькулятора для бенчмаркинга углеродоемкости производства энергии на ТЭС России.

#### **4.3 Система бенчмаркинга удельных выбросов ПГ в США – «Сравнительный анализ выбросов в атмосферу 100 крупнейших производителей электроэнергии в США»**

**Предмет бенчмаркинга** – мониторинг и анализ выбросов ПГ для компаний-производителей электроэнергии.

**Цель бенчмаркинга.** Созданная в США система бенчмаркинга имеет прикладной характер и основана на сравнении удельных выбросов ПГ 100 крупнейших производителей электроэнергии на тепловых электростанциях.

**Охват и индикаторы мониторинга.** Система используется для расчетов по выбросам CO<sub>2</sub> по охватам 1 и 2.

**Схема и логика расчетов.** В системе бенчмаркинга использована информация о 100 крупнейших производителях электроэнергии на тепловых электростанциях. В отчете 2024 года все показатели основаны на данных о генерации и выбросах за 2022 год, но совокупные общеотраслевые тенденции представлены до 2023 года. Методологические аспекты расчетов указаны в документе “Guide to Electricity Sector Greenhouse Gas Emissions Totals”<sup>63</sup>. Выбросы CO<sub>2</sub> в основном рассчитаны с использованием данных о потреблении топлива из статистической формы Управления энергетической информации США EIA 923 и коэффициентов содержания углерода для различных типов топлива, предоставленных Агентством по охране окружающей среды США (EPA).

<sup>61</sup> <https://www.iea.org/reports/electricity-2025>

<sup>62</sup> <https://www.iea.org/reports/electricity-2025>

<sup>63</sup> <https://resource-solutions.org/wp-content/uploads/2022/11/Guide-to-Electricity-Sector-Greenhouse-Gas-Emissions-Totals.pdf>

Данные о выбросах CO<sub>2</sub> для когенерационных установок, были скорректированы, чтобы отразить только выработку электроэнергии. В методологии учитываются прямые и косвенные выбросы.

**Информационное наполнение.** Система бенчмаркинга составляется и корректируется на основании данных предприятий США ежегодно. Данные о генерации электроэнергии на электростанциях США и выбросах в атмосферу находятся в свободном доступе в базах данных, поддерживаемых государственными и федеральными агентствами. Государственные и частные электрогенерирующие компании обязаны передавать данные о потреблении топлива и выработке Управлению энергетической информации МЭ США (EIA DOE). Большинство производителей электроэнергии также обязаны сообщать данные о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу в Агентство по охране окружающей среды США (EPA). Эти данные регистрируются как на уровне энергоустановки, так и компании в целом. Отчет о сравнительном анализе позволяет сравнить показатели удельных выбросов путем объединения данных о выработке и потреблении топлива, собранных EIA, с данными о выбросах CO<sub>2</sub>, собранными EPA. Далее производится проверка ошибок в данных и представление информации о выбросах для 100 крупнейших производителей электроэнергии страны в графическом формате, который позволяет сделать пространственный бенчмаркинг.

Производители электроэнергии делятся на три категории: 1) частные/инвестиционные (частные, инвестиционные и/или иностранные корпорации), 2) государственные энергетические компании (федеральные органы власти, государственные органы власти, муниципалитеты, энергетические округа) и 3) кооперативные. Частные организации включают частные сетевые и несетевые генерирующие компании (например, независимых производителей электроэнергии). Государственные электроэнергетические компании являются некоммерческими государственными организациями, которые организованы либо на местном, либо на государственном уровне. В США есть несколько федеральных электроэнергетических компаний, таких как Tennessee Valley Authority. Кооперативные электроэнергетические компании принадлежат их членам (т. е. потребителям, которых они обслуживают).

**Программное обеспечение.** Система сопровождается закрытым программным обеспечением и интерактивным модулем. Также отчет о сравнительном анализе включает в себя ряд интерактивных веб-панелей для дальнейшей визуализации выбросов CO<sub>2</sub> и выработки электроэнергии производителями электроэнергии в Соединенных Штатах. Эти инструменты дают представление о том, как выбросы и выработка на уровне предприятия и компании меняются с течением времени, используя исторические данные сравнительного анализа (2008-2022). Данные включают:

- экологические визуализации: выбросы и показатели выбросов по конкретным компаниям по типу компании и загрязняющим веществам;
- операционные визуализации: выработка электроэнергии и соответствующие данные, агрегированные по типу компании и другим показателям;

- пространственные визуализации: выбросы и выработка на уровне предприятия, визуализированные по типу топлива, владению компанией и другим показателям<sup>64</sup>.

**Выводы по системе.** В системе бенчмаркинга США реализована схема, элементы которой могут быть использованы при создании российской системы. Однако ее полная адаптация невозможна ввиду отсутствия в открытом доступе детально прописанной методологии и программного обеспечения. Это не позволяет использовать данную систему в качестве калькулятора для бенчмаркинга углеродоемкости производства энергии на ТЭС России.

#### 4.4 Система бенчмаркинга производителей электроэнергии в Китае

**Предмет бенчмаркинга** – выдача бесплатных квот для генерирующих компаний в системе торговли квотами в Китае, мониторинг прогресса в сфере декарбонизации, анализ энергоэффективности мер, реализуемых производителями электроэнергии в Китае и выход на устойчивую траекторию низкоуглеродного развития.

**Цель бенчмаркинга.** Генерирующие компании получают бесплатные квоты на основании бенчмарков – контрольных показателей удельных выбросов в гСО<sub>2</sub>/кВт-ч для электроэнергии и в тСО<sub>2</sub>/ГДж для выработки тепла. При превышении этих уровней компании должны покупать квоты на рынке. Угольные электростанции разделены на три группы, а для газовых ТЭС используется одна группа.

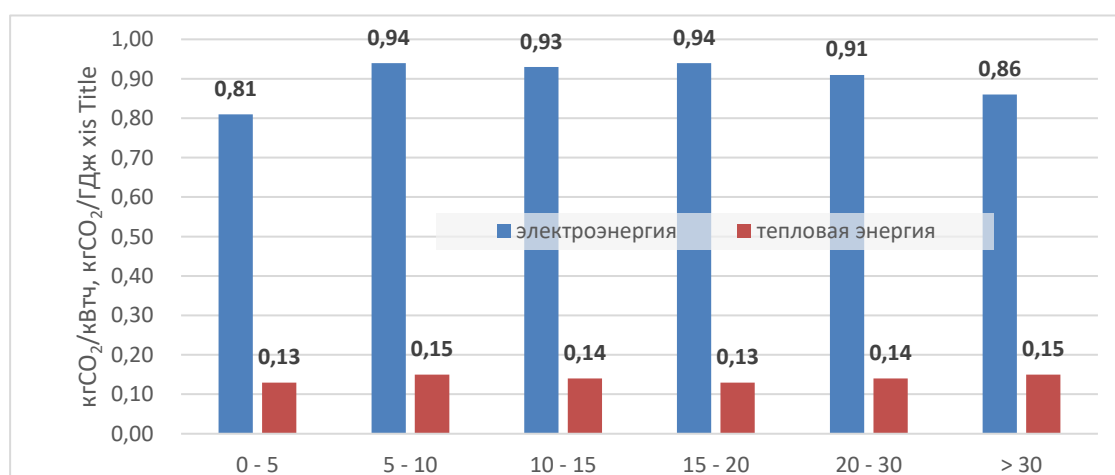
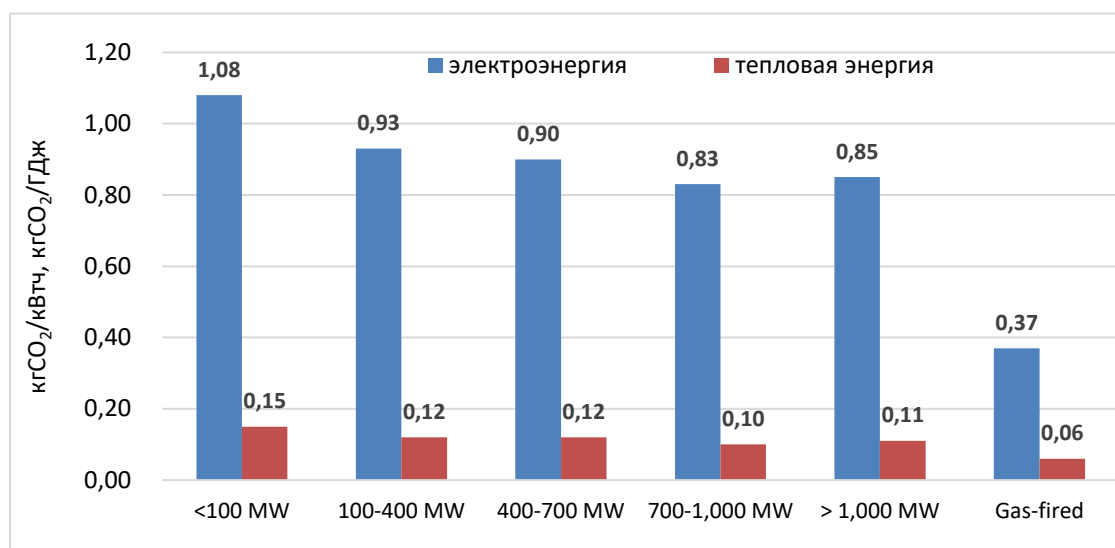
**Охват и индикаторы мониторинга.** Система используется для расчетов прямых удельных выбросов СО<sub>2</sub> на выработку электрической и тепловой энергии.

**Схема и логика расчетов.** Эффективно функционирующая система торговли выбросами основана на надежных данных по отдельным группам станций (рис. 4.1). Для самых новых станций значение удельных выбросов ниже, но для станций старше 5 лет есть слабая обратная зависимость от возраста: для станций старше 30 лет удельные выбросы ниже, чем для станций в возрасте от 5 до 10 лет. Бенчмарки заданы на уровне ниже средних значений для угольных блоков мощностью до и свыше 300 МВт. Однако для газовых станций уровень бенчмарка (390 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч) выше среднего значения (370 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч), что ограничивает эффективность регулирования.

---

<sup>64</sup> [www.erm.com](http://www.erm.com)

**Рисунок 4.1 Китай. Средние значения удельных выбросов CO<sub>2</sub> на производство электрической и тепловой энергии в зависимости от используемого топлива, мощности и срока службы ТЭС**



Источник: Yan et al., 2025, Cell Reports Sustainability 2, 100339 April 25, 2025<sup>a</sup> 2025 The Authors. Published by Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/j.crsus.2025.100339>

Анализ результативности работы рынка квот в Китае в 2019-2020 гг. (под регулирование подпали 4,5 млрд тCO<sub>2</sub> в год, что в 2,8 раза больше, чем в ETS EC) показал, что на первом этапе удельные выбросы снизились на 2,46–3,13%. Основная часть эффекта получена за счет повышения энергоэффективности (57%). Следом идут повышение качества топлива (31%), вывод из эксплуатации устаревших установок и использование более чистой энергии (особенно биомассы).<sup>65</sup>

**Информационное наполнение.** Результаты по группам ТЭС опубликованы как однократный отчет. Дальнейшие результаты работы системы не обнаружены в свободном доступе.

<sup>65</sup> Yan et al., 2025. Cell Reports Sustainability 2, 100339 April 25, 2025<sup>a</sup> 2025 The Authors. Published by Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/j.crsus.2025.100339>

**Программное обеспечение.** Система не сопровождается свободно распространяемой методикой расчета и программным обеспечением.

**Выводы по системе.** В системе бенчмаркинга Китая реализован ограниченный функционал в области оценки удельных выбросов парниковых газов. Описан алгоритм оценки, но программное обеспечение недоступно. Это не позволяет использовать данную систему в качестве калькулятора для бенчмаркинга углеродоемкости производства энергии на ТЭС России.

**Основной вывод. Ни одну из зарубежных систем бенчмаркинга нельзя использовать в качестве калькулятора для бенчмаркинга углеродоемкости производства энергии на ТЭС России.**

## **5 Требования к исходным данным, используемым в других странах при оценке удельных выбросов ПГ и удельных расходов энергии на единицу производства энергии на тепловых электростанциях в целях разработки калькулятора**

### **5.1 Требования МГЭИК и национального кадастра антропогенных выбросов ПГ**

На основе данных Национального доклада о кадастре России невозможно выявить объемы выбросов ПГ от всех электростанций. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990-2022 гг. разработан в соответствии с Руководящими принципами национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК (2006, Том 2: Энергетика) и дает оценки выбросов от сжигания топлива при генерации электрической и тепловой энергии по следующим позициям:

- 1.A.1.a. Общественное производство электроэнергии и тепла
- 1.A.1.a.ii. Комбинированное производство тепла и электроэнергии

Первый показатель включает генерацию не только электроэнергии и тепла на электростанциях, но и тепла на котельных, которые не являются предметом анализа данной работы. Второй – не включает выбросы, связанные с генерацией электроэнергии на КЭС. Поскольку в расчетах по кадастру в качестве входных параметров используются только объемы сжигаемого топлива, а выработка электрической и тепловой энергии не отражается, на базе данных кадастра также нет возможности оценить удельные выбросы ПГ. В процессах сжигания топлива на источниках тепловой и электрической энергии оцениваются выбросы диоксида углерода (CO<sub>2</sub>), метана (CH<sub>4</sub>), закиси азота (N<sub>2</sub>O).

В электронных таблицах Инвентаризации есть сноска:

Если данные доступны, Сторонам рекомендуется отчитываться по дезагрегированным данным, используя предварительно определенное раскрывающееся меню. Кроме того, Сторонам рекомендуется по возможности использовать предварительно приведенные определения категорий, а не создавать похожие категории, чтобы обеспечить максимально возможную степень сопоставимости отчетности. Если подробные данные недоступны, Сторонам следует включить сюда все выбросы от общественного производства электроэнергии и тепла.

В российской инвентаризации ПГ необходимо выделить позицию Производство электроэнергии, которая охватывает выбросы от сжигания топлива на КЭС, тогда появится возможность оценки выбросов ПГ от всех электростанций. Также желательно разделить выбросы от ТЭЦ на выбросы от производства электрической и тепловой энергии. Инвентаризация эмиссии парниковых газов от энергетических отраслей (раздел 1.A.1 по классификации МГЭИК) проводится в соответствии с положениями главы 1 «Введение» и главы 2 «Стационарное сжигание топлива» т.2 «Энергетика» «Руководящих принципов национальных инвентаризаций парниковых газов» (МГЭИК, 2006 г.). Виды деятельности в секторе «энергетические отрасли» перечислены в табл. 1.2. Они включают производство электрической и тепловой энергии. Согласно Руководящим принципам МГЭИК есть возможность выделения как производства электроэнергии, так и производства тепловой энергии (см. табл. 5.1). Тогда выбросы от

электростанций равны сумме показателей 1A1ai Производство электроэнергии (по ней не учитываются ТЭЦ) и ii Комбинированное производство электроэнергии и тепла (КПЭТ). В российской инвентаризации эта возможность дезагрегирования не используется. Не используется она, например, и в Германии, а вот Канада, Швеция и Финляндия наряду с другими странами, выделяют подраздел – выработка электроэнергии, что позволяет оценить выбросы ПГ от всех электростанций.

**Таблица 5.1 Виды деятельности в секторе «Энергетические отрасли» в Руководящих принципах национальных инвентаризаций парниковых газов» МГЭИК**

Код и наименование		Определение		
1 A 1	Энергетические отрасли	Охватывает выбросы от топлива, сжигаемого при добыче топлива или в энергопроизводящих отраслях		
1 A 1	a	Основная деятельность. Производство электроэнергии и тепла		
		Сумма выбросов от основной деятельности при производстве электроэнергии и тепла, комбинированное производство тепла и электроэнергии и тепло, производимое тепловыми станциями. Основные организации по производству электроэнергии и тепла (прежнее название – коммунальные услуги) определяются как предприятия, чья основная деятельность состоит в снабжении населения коммунальными услугами. Могут находиться в частной или общественной собственности. Следует включить также выбросы от производства топлива для собственного потребления. Выбросы от самостоятельных производителей (предприятий, которые вырабатывают электрическую энергию/тепло полностью или частично для собственного пользования, в качестве вида деятельности, направленного на поддержку своей основной деятельности), следует относить к сектору, в котором указанная продукция была произведена, а не к категории 1 A 1 a. Самостоятельные производители могут находиться в частной или общественной собственности.		
1 A 1	a	i	Производство электроэнергии	Охватывает выбросы от всего топлива, используемого для производства электричества, от производителей основной деятельности, кроме комбинированных предприятий по производству тепла и энергии.
		ii	Комбинированное производство электроэнергии и тепла (КПЭТ)	Выбросы производителей основной деятельности при производстве как тепла, так и электроэнергии для продажи населению и являющихся едиными комбинированными производствами тепловой и электрической энергии.
		iii	Тепловые станции	Производители основной деятельности, производящие тепло для продажи по тепловым трассам.

Источник: Таблица 2.1 Главы 2 «Стационарное сжигание топлива» т. 2 «Энергетика» «Руководящих принципов национальных инвентаризаций парниковых газов» (МГЭИК, 2006 г.).

Методика МГЭИК едина для всех стран, но объемы генерации электроэнергии и тепла в ней не отражаются, и поэтому на основе данных национальных кадастров нет возможности провести международный бенчмаркинг по удельным выбросам ПГ на производимые на ТЭС электрическую и тепловую энергию.

В методиках бенчмаркинга должно отражаться применение технологии CCS. В «Руководящих принципах национальных инвентаризаций парниковых газов» предусмотрена возможность учета улавливания и хранения CO<sub>2</sub> в контролируемых геологических хранилищах.

Собранные по Приказу Минприроды России № 371 данные нельзя использовать в целях бенчмаркинга по удельным выбросам на единицу энергии на электростанциях. К сожалению, Приказ Минприроды России от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении

методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» не требует указания объемов выбросов на электростанциях и объемов производимых на ТЭС электрической и тепловой энергии, поэтому даже после того, как будет собрана отчетность с предприятий, выбросы которых превышают 50 тыс. тСО<sub>2</sub>экв, рассчитать на основе этой отчетности удельные выбросы ПГ на производимые на ТЭС электрическую и тепловую энергию не получится.

«Методические указания по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов» не позволяют корректно оценить удельные выбросы ПГ на конкретных источниках когенерации. В «Методических указаниях по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов» (утв. приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 29.06.2017 г. № 330) не указано, как на источниках когенерации должно разниться потребление топлива между выработкой электрической и тепловой энергии. Это не позволяет оценить удельные выбросы на конкретной электростанции. В Методических указаниях описаны два метода количественного определения объемов косвенных энергетических выбросов: региональный и рыночный. При оценке по региональному методу используются средние по региону коэффициенты косвенных энергетических выбросов, рассчитанные на основе статистических данных о потреблении топлива и об объемах отпущенной электрической и тепловой энергии от всех генерирующих объектов, находящихся в региональной энергосистеме субъекта Российской Федерации. Учитываются также данные об объемах поступления электрической энергии и потреблении топлива из соседних региональных энергосистем. Этот метод опирается на данные статистики. Для субъекта РФ в целом статистика (форма 4-ТЭР) дает разнесение затрат топлива между выработкой электрической и тепловой энергии. Расчет по региональному методу при отсутствии внешних поставок энергии практически соответствует оценке удельных выбросов ПГ на отдельном источнике генерации. Он равен произведению объемов использованного топлива на соответствующие коэффициенты выбросов ПГ для разных видов топлива, отнесенному к выработке электрической или тепловой энергии. Это означает, что потребление топлива на источниках генерации электроэнергии должно быть разделено на использование топлива на выработку электрической и тепловой энергии. Однако в Методических указаниях не сказано, на основе какого метода должно быть проведено такое деление.

Рыночный метод используется для оценки выбросов при условии потребления организацией электрической энергии, полученной по двусторонним договорам купли-продажи, заключенным в соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии на основе данных об использовании топлива в этих договорах или данных, указанных в сертификатах, подтверждающих объем производства электрической энергии на функционирующих на основе использования ВИЭ квалифицированных генерирующих объектах, сведения о которых внесены в реестр.

Недостатком Методических указаний является игнорирование расходов электроэнергии на собственные нужды и потери в сетях.<sup>66</sup> Если потребитель получил из

---

<sup>66</sup> Центр энергоэффективности – XXI век. (ЦЭНЭФ-XXI). 2018. Разработка методологии расчета сокращения объёма выбросов парниковых газов по итогам инвестиций в энергоэффективность в жилищном секторе в России. Выполнено

сети единицу электрической или тепловой энергии, то выше по цепочке были израсходованы дополнительные объемы энергии. Поэтому полученные согласно Методическим указаниям оценки удельных выбросов следует разделить на единицу минус доля расходов на собственные нужды и на долю потерь в сетях.<sup>67</sup> Это позволит перейти от произведённой к отпущенной энергии.

## 5.2 Требования МЭА

В базе данных МЭА по коэффициентам выбросов ПГ при генерации энергии на ТЭС включены следующие показатели, связанные с выбросами от производства электроэнергии и тепла<sup>68</sup>:

- Коэффициенты удельных выбросов CO<sub>2</sub> на сумму производства электроэнергии и тепла для стран мира (в CO<sub>2</sub> на кВт-ч)
- Коэффициенты удельных выбросов CO<sub>2</sub> только от производства электроэнергии (включая электроэнергию ТЭЦ)
- Поправочные коэффициенты для выбросов CO<sub>2</sub>, вызванных потерями электроэнергии в сетях (в CO<sub>2</sub> на кВт-ч)
- Поправочные коэффициенты для выбросов CO<sub>2</sub>, вызванных торговлей электроэнергией
- Коэффициенты выбросов CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O при производстве электроэнергии (в CO<sub>2</sub>экв на кВт-ч, 1990–2022 гг.).

Для оценки этих показателей необходимо иметь следующие данные:

- объемы потребления ископаемого топлива по видам на всех электростанциях
- объемы потребления ископаемого топлива по видам на КЭС
- объемы потребления ископаемого топлива по видам на ТЭЦ
- объемы выработки электроэнергии в целом по всем источникам
- объемы выработки электроэнергии на ТЭС
- объемы выработки электроэнергии на КЭС
- объемы выработки электроэнергии на ТЭЦ
- объемы выработки тепловой энергии на ТЭЦ
- объемы выработки тепловой энергии на пиковых водогрейных котельных
- теплотворные способности отдельных видов ископаемого топлива
- доля расхода электроэнергии на собственные нужды на ТЭС и в целом по всем источникам электроэнергии
- доля потерь электроэнергии при передаче и распределении электроэнергии
- объемы выработки тепловой энергии на ТЭЦ
- заданный КПД для выработки тепловой энергии на ТЭЦ для выделения топлива на производство тепловой энергии
- коэффициенты выбросов по каждому ПГ для каждого вида ископаемого топлива.

---

по контракту с IFC. Проект по стимулированию инвестиций в энергоэффективность в жилищном секторе в России. Москва, июнь 2018.

<sup>67</sup> Эти параметры в Методических указаниях даже не упоминаются.

<sup>68</sup> Emission Factors: Database Documentation (2024 edition), [IEA\\_Methodology\\_Emission\\_Factors\\_2024.pdf](#)

### 5.3 Требования ЕС и других стран

В ЕС на уровне стран-членов проводится бенчмаркинг по следующим показателям<sup>69</sup>:

- доля расходов на собственные нужды
- доля потерь в электрических сетях
- электрическая эффективность КЭС
- электрическая эффективность ТЭЦ
- общая эффективность ТЭЦ
- отношение выработки тепла к выработке электроэнергии на ТЭЦ
- электрическая эффективность ТЭС
- общая эффективность ТЭС
- эквивалентная электрическая эффективность ТЭЦ
- эквивалентная электрическая эффективность всех ТЭС
- удельные выбросы ПГ от производства электроэнергии и тепла ТЭС
- удельные выбросы ПГ для производства электроэнергии ТЭС
- удельные выбросы ПГ для общего производства электроэнергии
- удельные выбросы ПГ для производства электроэнергии ТЭС
- удельные выбросы ПГ для общего производства электроэнергии
- удельные выбросы ПГ на производство тепла только котельных

Для оценки этих показателей необходимо иметь следующие данные:

- объемы потребления ископаемого топлива по видам на электростанциях;
- объемы потребления ископаемого топлива по видам на КЭС;
- объемы потребления ископаемого топлива по видам на ТЭЦ;
- теплотворные способности для отдельных видов ископаемого топлива;
- объемы выработки электроэнергии в целом по всем источникам;
- объемы выработки электроэнергии на ТЭС;
- объемы выработки электроэнергии на КЭС;
- объемы выработки электроэнергии на ТЭЦ;
- объемы выработки тепловой энергии на ТЭЦ;
- объемы выработки тепловой энергии на пиковых водогрейных котельных;
- удельные расходы топлива на производство (отпуск) электрической энергии на КЭС;
- удельные расходы топлива на производство (отпуск) электрической энергии на ТЭЦ;
- удельные расходы топлива на производство тепловой энергии на ТЭЦ;
- заданный КПД для выработки тепловой энергии на ТЭЦ для выделения топлива на производство тепловой энергии;
- удельные расходы топлива на производство тепловой энергии на пиковых водогрейных котельных;
- доля расходов электрической энергии на собственные нужды с разделением на выработку электрической и тепловой энергии;

---

<sup>69</sup> [Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe | European Environment Agency's home page](#)

- доля потерь электрической энергии в электрических сетях;
- коэффициенты выбросов по каждому ПГ для каждого вида ископаемого топлива.

В имеющихся системах пока не отражено использование технологии CCS, но для корректного расчета выбросов этот показатель должен быть отражен, наряду с расходом электроэнергии на собственные нужды установок CCS.

#### **5.4 Требования к системам пообъектного бенчмаркинга**

Для систем пообъектного бенчмаркинга удельных выбросов ПГ на единицу энергии, производимой на ТЭС, ключевым условием является обеспечение сопоставимости результатов. Поэтому важно, чтобы в этой системе использовались:

- одинаковые единицы измерения;
- одинаковый набор продукции: электроэнергия, тепловая энергия, холод, сжатый воздух, водород и др.;
- одинаковые границы учета активности – только генерация электрической, тепловой энергии и других продуктов с исключением поставок на объекты энергии от внешних источников;
- одинаковые границы учета источников выбросов;
- единые методы разнесения использования топлива на ТЭЦ между производством электрической и тепловой энергии;
- единый подход к оценке продукции – выработка или отпуск электрической и тепловой энергии;
- типология объектов бенчмаркинга на основе видов используемого топлива и технологий;
- выделение в расходах на собственные нужды расходов электроэнергии на производство электроэнергии, тепловой энергии, холода, сжатого воздуха, водорода и др.

## **6 Анализ имеющихся данных по тепловым электростанциям**

### **6.1 Стандартные формы статистической информации**

Основная часть форм статистической отчетности даются в целом по субъекту РФ или по России. На их основе нельзя проводить бенчмаркинг отдельных электростанций. Единственная форма отчетности, дающая информацию по отдельным станциям, – это 6-ТП. Ее формирование ведет РЭА. Ранее данные этой формы были доступны по всем станциям, однако теперь доступ к данным по станциям ограничен. Информация, необходимая для расчёта эмиссии парниковых газов по тепловым электростанциям, содержится в следующих формах отчётности Федеральной службы государственной статистики:

- 1-натура-БМ «Сведения о производстве, отгрузке продукции (товаров, работ, услуг) и балансе производственных мощностей» (далее – 1-натура-БМ);
- 1-ТЕП «Сведения о снабжении теплоэнергией» (далее – 1-ТЕП);
- 4-ТЭР «Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов» (далее – 4-ТЭР);
- 6-ТП «Сведения о производстве тепловой и электрической энергии объектами генерации (электростанциями)» (далее – 6-ТП<sup>70</sup>);
- 23-Н «Сведения о производстве, передаче, распределении и потреблении электрической энергии» (далее – 23-Н).

Данные об использовании топлива электростанциями отражены в следующих формах статистической отчётности:

- 1-ТЕП «Сведения о снабжении теплоэнергией» (далее – 1-ТЕП);
- 4-ТЭР «Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов» (далее – 4-ТЭР);
- 6-ТП «Сведения о производстве тепловой и электрической энергии объектами генерации (электростанциями)» (далее – 6-ТП).

В форме 4-ТЭР указывается выработка (отпуск) энергии от тепловых электростанций и соответствующий ей расход 23 видов топлива только для крупных и средних организаций по России в целом и по субъектам РФ по следующим позициям:

- электроэнергия, отпущенная электростанциями, работающими на котельно-печном топливе:
  - электроэнергия, отпущенная теплоэлектроцентралями (ТЭЦ) общего назначения;
  - электроэнергия, отпущенная блок-станциями ТЭЦ;
  - электроэнергия, отпущенная дизельными электростанциями (работающими от двигателей внутреннего сгорания);
- тепловая энергия, отпущенная электростанциями, работающими на котельно-печном топливе:
  - тепловая энергия, отпущенная теплоэлектроцентралями (ТЭЦ) общего назначения;
  - тепловая энергия, отпущенная блок-станциями ТЭЦ;
- тепловая энергия, отпущенная котельными:

---

<sup>70</sup> Статистическая форма 6-ТП с 2020 г. ведомственная (сбор и обработку данных осуществляет Министерство энергетики Российской Федерации).

- расход топлива на производство электроэнергии и тепловой энергии.

Данные за 2023 год и их сравнительный анализ представлен в табл. 6.1. Частично они находятся в свободном доступе в Единой межведомственной информационно-статистической системе (ЕМИСС).

В статистических формах отражаются только два показателя: 1) производство электрической энергии тепловыми электростанциями; 2) отпуск тепловой энергии теплоэлектроцентралями. Значения первого показателя в статистических формах 1-натура-БМ и 6-ТП очень близки. Полученное расхождение можно объяснить тем, что в статистической форме 6-ТП не учитываются электростанции мощностью менее 500 кВт. При анализе данных по тепловой энергии данные формы 1-ТЕП имеют ограниченную полезность, поскольку по ней отчитываются далеко не все организации (только органы местного самоуправления и предприятия, осуществляющие снабжение населения и бюджетофинансируемых организаций теплоэнергией и горячим водоснабжением). Значения второго показателя в статистических формах 1-натура-БМ и 4-ТЭР также очень близки.

Часть информации по потребляемому тепловыми электростанциями топливу конфиденциальная и предоставляется органами статистического наблюдения только по запросам ФОИВ. Статистическая форма 23-Н приводит сведения в целом по всем электростанциям (включая гидро-, ветроэлектростанции и т.д.) и потому не может быть использована в расчётах.

Вывод: имеющиеся статистические данные позволяют провести оценку выбросов парниковых газов тепловыми электростанциями в целом по сектору; расчёт по отдельным электростанциям возможен в случае предоставления эксплуатирующими организациями вышеперечисленных статистических форм.

## **6.2 Схемы теплоснабжения**

Схема теплоснабжения (СТ) — это комплексный документ, определяющий долгосрочное развитие систем теплоснабжения населенных пунктов (городов, поселков) на срок 15-20 лет. Схемы теплоснабжения разрабатываются в соответствии со следующими нормативными документами:

- Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»
- Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности»
- Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»
- Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 (ред. от 31.05.2022) № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»
- Методические указания по разработке схем теплоснабжения (приказ Минэнерго России от 05.03.2019 № 212, зарегистрирован в Минюсте России 15.08.2019 № 55629)
- Приказ Минэнерго России № 1430/пр, Минстроя России № 969 от 16.10.2017 «О требованиях к форматам проектов схем теплоснабжения, направляемых в электронной форме в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти».

Эксплуатационные показатели работы ТЭЦ в действующих СТ городов России представлены в разделе 2 «Источники тепловой энергии» Главы 1 Книги 1 –

«Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» и содержат данные по следующим показателям:

1. Выработка электрической энергии, млн кВт-ч
  2. Расход электрической энергии на собственные нужды, млн кВт-ч, в том числе:
    - расход электрической энергии на ТФУ
    - на отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ
  3. Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, тыс. Гкал, в том числе:
    - из производственных отборов
    - из теплофикационных отборов
    - из отборов противодавления
    - из конденсаторов
    - из ПВК
    - из РОУ
  4. Фактическое значение удельного расхода тепловой энергии брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами, ккал/кВт-ч
  5. Расход тепла на выработку электрической энергии, тыс. Гкал
  6. Расход тепловой энергии на собственные нужды, тыс. Гкал
  7. Удельный расход тепловой энергии нетто на производство электрической энергии группой турбоагрегатов, ккал/кВт-ч
  8. Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, г/кВт-ч
  9. Отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному отпуску тепловой энергии от ТЭЦ, %
  10. Удельная теплофикационная выработка, кВт-ч/Гкал, в т. ч.:
    - с паром производственных отборов
    - с паром теплофикационных отборов
  11. Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу, млн кВт-ч
  12. Выработка электрической энергии по конденсационному циклу, млн кВт-ч
  13. Удельный расход тепла брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу, ккал/кВт-ч
  14. Удельный расход тепловой энергии нетто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу, ккал/кВт-ч
  15. Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, г/кВт-ч,  
в т. ч.:
    - по теплофикационному циклу
    - по конденсационному циклу
  16. Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг/Гкал
  17. Полный расход топлива на ТЭЦ, тыс. тут
- В ряде случаев эксплуатационные показатели могут быть дополнены следующими показателями (например, для ТЭЦ отраженных в СТ г. Москвы):
- Выработано электроэнергии (э/э) всего, в том числе: ПСУ и ПГУ
  - Выработано э/э по теплофикационному циклу всего, в том числе: выработано Этфц на ПСУ, выработано Этфц на ПГУ

- Выработано э/э по конденсационному циклу всего, в том числе: выработано Экнц на ПСУ, выработано Экнц на ПГУ
- Отпущено электроэнергии с шин ТЭЦ, в том числе: отпущено э/э от ПСУ, отпущено э/э от ПГУ
- Отпущено тепловой энергии (т/э) с коллекторов ТЭЦ всего, в том числе: группой ПСУ, группой ПГУ, из ПВК, из РОУ
- Удельный расход условного топлива на производство электрической энергии (УРУТэ/э) в среднем по ТЭЦ; УРУТ э/э в среднем по агрегатам ПСУ, УРУТэ/э в среднем по агрегатам ПГУ
- Удельный расход условного топлива на отпущенную э/э (УРУТээот), в том числе: УРУТээот по теплофикационному циклу, УРУТээот по конденсационному циклу, УРУТээот на ПСУ, УРУТээот на ПГУ
- Удельный расход условного топлива на отпущенную т/э (УРУТтэ) в среднем по ТЭЦ: в т. ч. УРУТтэ по группе ПСУ, в т. ч. УРУТтэ по группе ПГУ, в т. ч. УРУТтэ по турбоагрегатам: УРУТтэ по агрегатам ПСУ, УРУТтэ по агрегатам ПГУ, в т. ч. УРУТтэ в среднем по ПВК
- Полный расход условного топлива на ТЭЦ всего, в том числе: на отпущенную электроэнергию, на отпущенную тепловую энергию
- Израсходовано натурального топлива: мазут, дизельное топливо, природный газ.

Вывод: Объем данных по электростанциям в схемах теплоснабжения представлен с разной долей полноты заполнения. Имеющиеся данные в схемах теплоснабжения крупных городов позволяют провести оценку выбросов парниковых газов отдельных тепловых электростанций, для которых имеется необходимая информация в достаточном объеме.

### **6.3 Сведения оптовых и территориальных генерирующих компаний**

Субъекты электроэнергетики обязаны раскрывать следующую информацию, необходимую для оценки эмиссии выбросов парниковых газов тепловыми электростанциями, в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии» (далее – Постановление):

- виды и объёмы используемого топлива, его характеристики, удельные значения расхода по электростанциям;
- расход электроэнергии на собственные (в разбивке на тепловую и электрическую энергию) и хозяйственные нужды генерирующего оборудования при выработке тепловой и электрической энергии (раздельно) по электростанциям.

Кроме того, компании в том или ином виде публикуют следующую полезную ретроспективную информацию в разрезе отдельных станций/филиалов:

- производство тепловой и/или электрической энергии;
- реализация тепловой и/или электрической энергии;
- удельный расход условного топлива на производство тепловой и/или электрической энергии.

Частично информация может быть «восстановлена» по имеющимся данным. Например, объём произведённой электрической энергии при наличии сведений о потреблении топлива и его удельном расходе на единицу продукции. Кроме того, следует помнить, что часть генерирующих компаний имеют в составе нетопливные электростанции, которые необходимо исключить из рассмотрения.

Вывод: имеющиеся данные на сайтах генерирующих компаний позволяют провести оценку выбросов ПГ только для отдельных ТЭС, для которых имеется необходимая информация.

#### **6.4 Данные анкет для формирования ИТС НДТ**

Анкеты, собранные для формирования справочника по НДТ «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» (ИТС 38-2024) содержат следующий набор данных, применимых для расчёта эмиссии ПГ от ТЭС:

- отпущено электрической энергии с шин, в т.ч.:
  - в режиме комбинированной выработки
- характеристики топлива (по его видам) на отпуск электрической энергии, в т.ч.:
  - совокупный расход
    - тип угля (при использовании)
    - среднегодовая теплота сгорания
    - содержание углерода
    - плотность (только для газообразного топлива)
    - среднегодовой удельный расход условного топлива
  - характеристики топлива (по его видам) на отпуск тепловой энергии, в т.ч.:
    - совокупный расход
      - тип угля (при использовании)
      - среднегодовая теплота сгорания
      - содержание углерода
      - плотность (только для газообразного топлива)
      - среднегодовой удельный расход условного топлива
  - состав газообразного топлива (метан, диоксид углерода и др.).

Анкета имеет одно преимущество перед остальными источниками информации – сведения представляются в разрезе групп энергетического оборудования (конденсационные и теплофикационные паросиловые блоки, парогазовые и газотурбинные установки, водогрейные котельные и др.). Однако, анализ анкет показал, что их заполняемость относительно низкая и поэтому на их основе можно проводить анализ только по ТЭС, для которых имеется достаточно сведений для расчёта выбросов парниковых газов.

Общий вывод: Имеющиеся данные их разных источников позволяют сформировать репрезентативные выборки для формирования системы бенчмаркинга по удельным выбросам ПГ от ТЭС. Приоритет можно отдать схемам теплоснабжения.

## 7 Методическая основа системы бенчмаркинга удельных расходов энергии и удельных выбросов ПГ на ТЭС

Бенчмаркинг – это сопоставительный анализ с эталонными показателями для определения возможностей повышения эффективности собственной работы.<sup>71</sup> Для его проведения нужны эталонные показатели и показатели для данного предприятия или установки, оцененные таким образом, чтобы их можно было сопоставлять с эталонными. Для самого определения эталонного показателя уже необходима система бенчмаркинга, поскольку он выбирается на основе ранжирования тем или иным образом сопоставимых показателей для отдельных предприятий или установок.

Система бенчмаркинга – это набор процедур, позволяющих собрать и обработать по заданным алгоритмам необходимую информацию для ранжирования и корректного сравнения ключевых показателей.<sup>72</sup> В отрасли производства энергии на тепловых электростанциях существует несколько международных и национальных систем бенчмаркинга по уровню удельных расходов энергии и удельных выбросов ПГ, включая систему межстранового бенчмаркинга МЭА Emission Factors 2024 и Life Cycle Upstream Emission Factors 2024; систему бенчмаркинга ЕС ЕТС для тепловой энергии; систему «Сравнительный анализ выбросов в атмосферу 100 крупнейших производителей электроэнергии в США»; систему бенчмаркинга производителей электроэнергии для ЕТС в Китае и др.

Развитие механизмов углеродного регулирования и систем корпоративной отчетности по углеродному следу продукции формирует спрос на прозрачность оценки показателей углеродоёмкости. В некоторых юрисдикциях, например в Калифорнии, уже требуется обязательная отчетность по выбросам охвата 2 (с 2026 года) и охвата 3 (с 2027 года). Отчетность по охвату 2 также требуется в рамках СВМ. В соответствии с требованиями ГОСТ Р 113.00.11 и ГОСТ Р 113.00.30-2023 основные этапы проведения бенчмаркинга включают:<sup>73</sup>

- определение границ процессов для количественного определения выбросов ПГ и выбор методик(и) расчета выбросов ПГ;
- разработку анкеты для сбора данных, необходимых для расчета выбросов ПГ;
- сбор и обработку данных, необходимых для расчета удельных выбросов ПГ;
- расчет удельных выбросов ПГ;
- верификацию результатов расчетов удельных выбросов ПГ;
- построение кривых бенчмаркинга удельных выбросов ПГ.

---

<sup>71</sup> Башмаков И.А., Скобелев Д.О., Борисов К.Б., Гусева Т.В. Системы бенчмаркинга по удельным выбросам парниковых газов в черной металлургии. Черная металлургия. Бюллетень научно-технической и экономической информации. 2021;77(9):1071-1086. <https://doi.org/10.32339/0135-5910-2021-9-1071-1086>

<sup>72</sup> Там же, а также см. Башмаков И.А., Лебедев О.В., Гусева Т.В. Система бенчмаркинга углеродоемкости производства керамических изделий // Известия Самарского научного центра Российской Академии наук. т. 26, № 2, 2024. С. 152-162. DOI: 10.37313/1990-5378-2024-26-2-152-164; Башмаков И.А., Е.Н. Потапова, К.Б. Борисов, О.В. Лебедев, Т.В. Гусева. Декарбонизация цементной отрасли и развитие систем экологического и энергетического менеджмента. Строительные материалы. 2023. № 9, с. 4-12. DOI: <http://doi.org/10.31659/0585-430X-2023-817-9-4-12>; Башмаков И.А., О.В. Лебедев, К.Б. Борисов, Т.В. Гусева. 2025. Система бенчмаркинга по энергоэффективности и удельным выбросам парниковых газов при производстве аммиака. Фундаментальная и прикладная климатология. (В печати).

<sup>73</sup> Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по разработке обязательного приложения информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям «Индикативные показатели удельных выбросов парниковых газов». Издание официальное. Москва. Российский институт стандартизации. 2023. [ГОСТ Р 113.00.30-2023 Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по разработке обязательного приложения информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям «Индикативные показатели удельных выбросов парниковых газов»](https://www.gost.ru/standarts/gost_r/113.00.30-2023)

Выбор объекта бенчмаркинга. Границы системы в первую очередь определяются объектом бенчмаркинга, которым могут быть ТЭС, энергосистема, страна, генерирующая компания или потребители электроэнергии (для потребителей важна корректировка на собственные нужды ТЭС и потери в сетях). Методологические аспекты расчетов для разных объектов бенчмаркинга указаны в документе *Guide to Electricity Sector Greenhouse Gas Emissions Totals* (<https://resource-solutions.org/wp-content/uploads/2022/11/Guide-to-Electricity-Sector-Greenhouse-Gas-Emissions-Totals.pdf>).

В п. 1) проекта закона «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»<sup>74</sup> указаны два варианта границ системы:

- генерирующий объект: «коэффициент выбросов парниковых газов квалифицированного генерирующего объекта» и «коэффициент выбросов парниковых газов несертифицированного остатка генерации»;
- энергосистема: «коэффициент выбросов парниковых газов энергосистемы».<sup>75</sup>

Термин «коэффициент выбросов парниковых газов» нельзя признать удачным. На самом деле, это коэффициент удельных выбросов парниковых газов. Понятие углеродоемкости меньше подходит, поскольку касается только одного ПГ. В зарубежной литературе этот коэффициент часто называют показателем интенсивности выбросов.

Выбор продукта для бенчмаркинга: электроэнергия является основным продуктом отрасли. Кроме того, на ТЭС и котельных производится тепловая энергия. Помимо этих двух основных продуктов на ТЭС могут также производиться холод, сжатый воздух и водород. Существующие системы бенчмаркинга продукции отрасли в основном сформированы для оценки энергоемкости или углеродоёмкости производства:

- электроэнергии;
- тепловой энергии;
- суммы электрической и тепловой энергии.

В п. 24) проекта закона «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»<sup>76</sup> указано на наличие трех продуктов (электрическая энергия, тепловая энергия и холод), для которых определяются «энергетические выбросы парниковых газов»: «косвенные энергетические выбросы парниковых газов — косвенные выбросы парниковых газов, образуемые в ходе производства электрической энергии, тепловой энергии (теплоносителя) и холода (холодоносителя)». Однако в п. 1) указано: «коэффициент выбросов парниковых газов квалифицированного генерирующего объекта – отношение массы выбросов парниковых газов, образующихся в результате сжигания топлива на квалифицированном генерирующем объекте для производства электрической энергии за определенный период, к количеству электрической энергии, произведенной на таком квалифицированном генерирующем

---

<sup>74</sup> [О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации - Официальный сайт для размещения информации о подготовке нормативных правовых актов и результатах их обсуждения](#)

<sup>75</sup> На практике еще используются региональные границы. Например, подготовленная в 2025 г. Ассоциацией «НП Совет рынка» Методика расчёта региональных коэффициентов выбросов ПГ газов от потребления тепловой энергии дает оценки по субъектам Российской Федерации. Разнесение затрат топлива на ТЭС в этой методике базируется на данных статистики, без конкретного указания на метод разнесения. В этой методике удельные выбросы оцениваются на производство отпуск тепловой энергии. Для оценки выбросов по охвату 2 они должны быть скорректированы на собственные нужды и потери в тепловых сетях, но этого в Методике не предлагается. Поэтому косвенные выбросы от используемой тепловой энергии получаются заниженными.

<sup>76</sup> [О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации - Официальный сайт для размещения информации о подготовке нормативных правовых актов и результатах их обсуждения](#)

объекте за такой период». Получается, что для ТЭС с отпуском тепла и (или) холода формируется только один «коэффициент выбросов парниковых газов квалифицированного генерирующего объекта», хотя они могут производить три продукта: электроэнергию, тепловую энергию и холод. Не сказано, каким методом разносится топливо (это предмет подзаконного акта – методики), но также не сказано, что этот генерирующий объект также производит тепловую энергию или холод. Предлагаемая редакция п. 1):

«коэффициенты выбросов парниковых газов квалифицированного генерирующего объекта – отношение массы выбросов парниковых газов, образующихся в результате сжигания топлива на квалифицированном генерирующем объекте для производства электрической энергии за определенный период, к количеству электрической энергии, произведенной на таком квалифицированном генерирующем объекте за такой период, и отношение массы выбросов парниковых газов, образующихся в результате сжигания топлива на квалифицированном генерирующем объекте для производства тепловой энергии (холода) за определенный период, к количеству тепловой энергии (холода), произведенной на таком квалифицированном генерирующем объекте за такой период.

Корректное сравнение удельных показателей для ТЭС требует разработки специальной методики для приведения их в сопоставимый вид с учетом:

- разного набора выпускаемой продукции;
- разных видов топлива для ТЭС;
- разных единиц измерения для топлива и выпускаемой продукции;
- разных методов разнесения затрат топлива на производство электрической и тепловой энергии;<sup>77</sup>
- разного оборудования на ТЭС;
- разного набора ПГ;<sup>78</sup>
- разных коэффициентов пересчета выбросов ПГ в эквивалент CO<sub>2</sub>;<sup>79</sup>
- разных границ производственной системы – валовая генерация или отпуск электрической энергии с шин станций и тепла от коллекторов, выбросы по Охватам 1, 2 и 3.

Справочник ИТС 38-2024 ограничивается выбросами Охвата 1 и только по CO<sub>2</sub>. Однако для ТЭС есть практика оценки выбросов трех ПГ по трем охватам. Для каждого из них границы учета выбросов ПГ различаются (рис. 7.1):

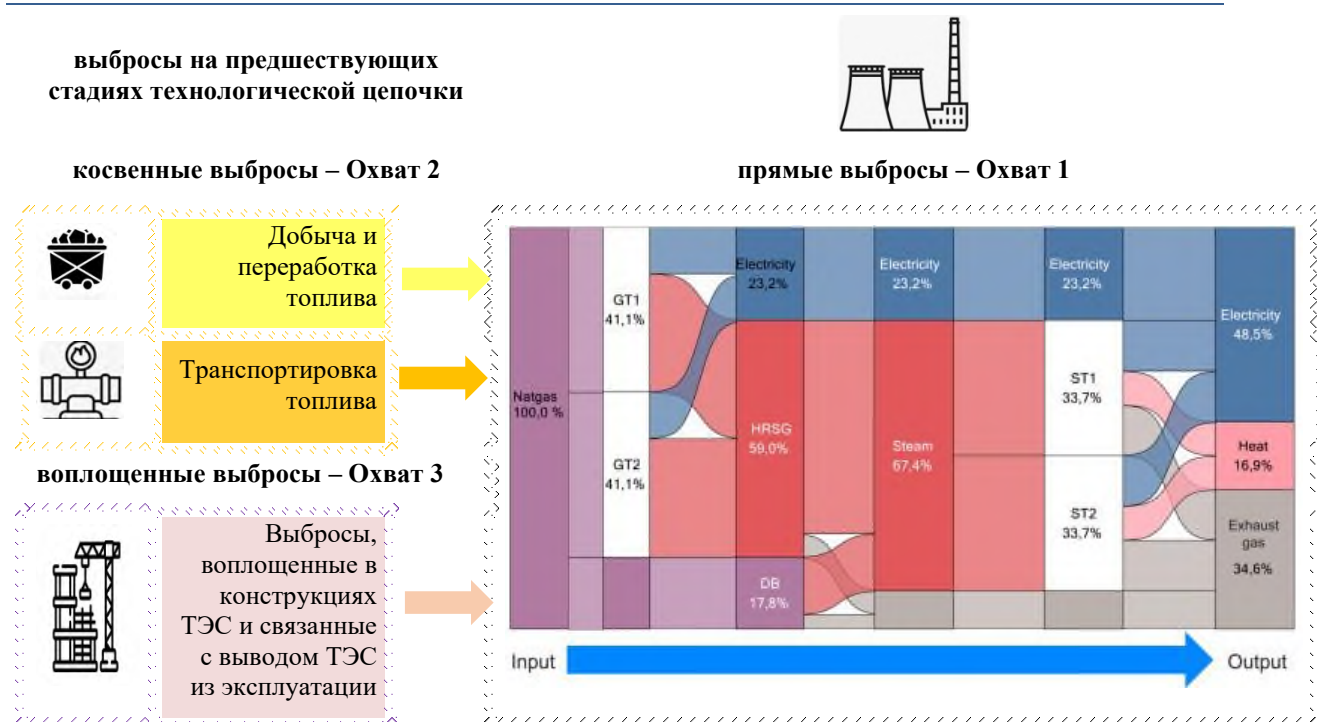
<sup>77</sup> В справочнике ИТС 38-2024 удельные расходы условного топлива (УРУТ) на отпуск электрической и тепловой энергии рассчитаны по пропорциональному методу распределения затрат топлива между отпущенными электроэнергией и теплом.

<sup>78</sup> В соответствии с приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 27.05.2022 № 371 возникающие при стационарном сжигании топлива выбросы метана и закиси азота не учитываются.

<sup>79</sup> Согласно Распоряжению Правительства РФ от 04.04.2025 № 805-р выбросы метана переводятся в эквивалент CO<sub>2</sub> с коэффициентом 28, а выбросы закиси азота – с коэффициентом 265. [0A?>@O65=85\\_~@028B5:LAB20 \\$ >B 04 04 2025 805 @.pdf](#). Это параметры для GWP 100 из Пятого Оценочного Доклада МГЭИК (AR5). В базе данных МЭА используются другие коэффициенты: 27 для метана и 273 для закиси азота (IEA. 2024). Это параметры для GWP 100 из Шестого Оценочного Доклада МГЭИК (AR6). Life cycle Upstream Emission Factors 2024 Database documentation [IEA upstream lifecycle emission factors\\_2024.pdf](#)

- Охват 1 – прямые выбросы ПГ от сжигания топлив на ТЭС. Здесь встает проблема учета сжигания топлива на пиковых котельных в составе ТЭС и проблема разнесения затрат топлива на выработку электрической и тепловой энергии;
- Охват 2 – косвенные выбросы ПГ, порождаемые процессами добычи, переработки и транспортировки топлива на ТЭС (выбросы топливного цикла). Выбросы по Охвату 2 теоретически могут оцениваться для каждой ТЭС, но практически существенно проще оценивать средние по стране показатели;
- Охват 3 – воплощенные в строительных конструкциях и оборудовании ТЭС, а также связанные с выводом ТЭС из эксплуатации и утилизацией соответствующих отходов выбросы ПГ. В отдельных базах данных эти коэффициенты называются инфраструктурными.<sup>80</sup>

**Рисунок 7.1 Границы систем учета выбросов ПГ на ТЭС**



Источник: ЦЭНЭФ-XXI на базе Leisen R., J. Radek, C. Weber. 2024. Modeling combined-cycle power plants in a detailed electricity market model. Energy 298 (2024) 131246. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.131246>; Benchmarking Air Emissions of the 100 largest power producers in the United States; Chapter 3.pdf; Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation: Update

Такая классификация следует методикам МЭА, UNECE<sup>81</sup>, Китая<sup>82</sup>, США Австралии и др., но отличается от традиционной, в рамках которой прямые выбросы по охвату 1 для электроэнергии являются косвенными выбросами по охвату 2 для всех других товаров и услуг, при производстве которых используются электроэнергия и тепловая энергия.

<sup>80</sup> The Australian National Life Cycle Inventory Database (AusLCI) delivered by the Australian Life Cycle Assessment Society (ALCAS). [auslci.com.au/index.php/Home](https://auslci.com.au/index.php/Home)

<sup>81</sup> United Nations Economic Commission for Europe. 2021. Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options. [https://unece.org/sites/default/files/2021-11/LCA\\_final.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2021-11/LCA_final.pdf)

<sup>82</sup> <sup>82</sup> [W020250123519612961105.pdf; W020250123519612967413.pdf](https://doi.org/10.1016/j.ijlct/ctae.181); Zhang Q., K. Qiao, C. Hu, P. Su, O. Cheng, N. Yan, L. Yan. 2024. Study on life-cycle carbon emission factors of electricity in China. International Journal of Low-Carbon Technologies, 2024, 19, 2287–2298 <https://doi.org/10.1093/ijlct/ctae.181>

Ключевым вопросом оценки удельных выбросов ПГ при производстве электроэнергии является разделение потребления топлива ТЭЦ на электро- и теплоэнергию. В России для этой цели в официальной отчетности используются два основных метода: физический метод и пропорциональный метод (ОРГРЭС). Физический метод распределяет расход топлива по каждому виду энергии на основе теплового баланса ТЭЦ, а вся экономия топлива при когенерации относится на электроэнергию. Результаты достаточно близки к результатам, полученным при использовании подхода МЭА с фиксированной эффективностью производства тепловой энергии для межстрановых сравнений.<sup>83</sup> Пропорциональный метод основан на эмпирических коэффициентах, отражающих термодинамическую ценность расходов пара на входе в турбину, в регулируемых отборах и в конденсаторах. Кроме того, используются эмпирические коэффициенты, учитывающие регенеративный подогрев питательной воды на ТЭС. Существенным недостатком этого метода является сложность расчетов и верификации. В ряде случаев предлагаются упрощенные схемы расчетов для этих методов.<sup>84</sup> Но ценой упрощения является снижение точности оценок. В этом методе экономия топлива при когенерации относится на теплоэнергию.

Может показаться немного странным, что МЭА ссылается на пропорциональный подход, который отличается от российского пропорционального метода. Он распределяет затраты топлива на основе доли электроэнергии и тепла в выработке, предполагая, что эффективность производства электроэнергии и тепла одинакова. Этот подход завышает эффективность электроэнергии за счет эффективности тепла. Протокол по парниковым газам<sup>85</sup> опирается на метод эффективности (метод со стандартными (эталонными) показателями эффективности раздельной генерации электроэнергии (40%) и тепла (80%)). Два других метода, перечисленных в этом документе, это: метод энергосодержания (топливо распределяется на основе энергосодержания вырабатываемого пара и электроэнергии) и метод потенциала работы, или эксергетический метод (топливо распределяется на основе потенциала работы различных генерируемых потоков энергии). Было предложено несколько других методов, но они редко используются для распределения затрат топлива на электроэнергию и тепло.

В некоторых странах (Россия и США) энерго- и углеродоемкость часто оцениваются на чистую выработку электроэнергии (исключая собственное потребление энергии). В существующих методиках разнесения затрат топлива на выработку электрической и тепловой энергии (см. отчет по Этапу 1), а также оценки удельных выбросов ПГ не учитывается тот факт, что часть расходов электроэнергии на собственные нужды ТЭС сопряжена с производством тепловой энергии. При корректном расчете топливо, используемое для производства этой электроэнергии, должно также относиться на тепловую энергию:

$$B_{Э} = (B_{ЭК} - B_T) * (1 - d_{энт}) \quad 7$$

<sup>83</sup> IEA. 2024. Emission Factors: Database Documentation (2024 edition), [IEA Methodology Emission Factors 2024.pdf](#)

<sup>84</sup> WBCSD and WRI. 2004. The Greenhouse Gas Protocol. A Corporate Accounting and Reporting Standard. Revised edition. [\\*ghg-protocol-revised.pdf](#) GHG protocol guidance direct emissions from stationary combustion [GHG Protocol Guidance Allocation of GHG Emissions from a Combined Heat and Power \(CHP\) Plant](#) [\\*Calculating CO2 emissions from the combustion of standard fuels and from electricity/steam purchase](#)

<sup>85</sup> Там же.

где:

$V_{Э}$  – расход топлива, отнесенный к производству электрической энергии;

$V_{ЭК}$  – расход топлива энергетическими котлами;

$V_{Т}$  – расход топлива, отнесенный к производству тепловой энергии;

$d_{эснт}$  – доля расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭС в части выработки тепловой энергии.

Для ТЭС России доля расходов на отпуск теплоэнергии в составе расходов на собственные нужды равна 36-37%, а от суммарной генерации – в среднем около 3%.

Воплощенные выбросы учитываются при расчете полного углеродного следа цикла жизни источников генерации электроэнергии. Для безуглеродных источников электроэнергии и тепла прямые выбросы отсутствуют, а удельные воплощенные выбросы имеют положительные значения. В ЕС, Китае, Австралии и других странах разработаны методики оценки суммарных удельных выбросов на электроэнергию для охватов 1, 2 и 3. В Китае принят стандарт выбросов по охвату 1+2+3 для генерации электроэнергии со следующими значениями ( $гСО_2/кВт-ч$ ):<sup>86</sup> ТЭС на угле – 944; ТЭС на газе – 479,2; ГЭС – 14,3; АЭС – 6,5; ВЭС – 33,6; фотоэлектрические установки – 54,5; фототермические установки – 31,3; биоТЭС – 45,7.

В ЕС медианное значение удельных выбросов ПГ за жизненный цикл ВЭС на суше оценено в 11  $гСО_2экв/кВт-ч$  (с диапазоном оценок от 8 до 20  $гСО_2экв/кВт-ч$ ); для ВЭС на шельфе – от 9 до 16  $гСО_2экв/кВт-ч$ ; для СЭС – 24  $гСО_2экв/кВт-ч$  (от 14 до 32  $гСО_2экв/кВт-ч$ ); для геотЭС – от 22 до 52  $гСО_2экв/кВт-ч$ ; для плотинных ГЭС – от 6 до 36  $гСО_2экв/кВт-ч$ ; для рукавных ГЭС – от 6 до 9  $гСО_2экв/кВт-ч$ ; для АЭС – от 10 до 39  $гСО_2экв/кВт-ч$ . Для ТЭС оценки углеродоемкости производства электроэнергии показывают, что в странах ЕС-27 выбросы, связанные с валовым производством электроэнергии, равны 296  $гСО_2экв/кВт-ч$  электроэнергии, из которых 251  $гСО_2экв/кВт-ч$  приходится на сжигание топлива (охват 1), еще 36  $гСО_2экв/кВт-ч$  (диапазон от 7 до 122) – на поставки топлива (охват 2) и, наконец, 9  $гСО_2экв/кВт-ч$  электроэнергии связаны со строительством и выводом из эксплуатации электростанций.<sup>87</sup> То есть в ЕС для топливных ТЭС пропорция между охватами 1, 2 и 3 равна 84,8 : 12,2 : 3. Близкие оценки получены по результатам анализа выбросов ПГ по охватам 1+2+3, проведенного Экономической Комиссией ООН для Европы (рис. 7.2).

Для США получены следующие оценки воплощенных выбросов ПГ, связанных с производством электроэнергии ( $гСО_2экв/кВт-ч$ ): на СЭС – 37 (от 26 до 53); на ВЭС на суше – 9,8; на ВЭС на шельфе – 12,5; на ГЭС – 7,2; на АЭС – 0,3 без учета топливного цикла и 7 с учетом топливного цикла.<sup>88</sup> В базе данных по Австралии можно вычленить выбросы для охвата 3 на угольных и газовых ТЭС, они равны соответственно 2,6-3,6 и 0,9-1,4  $гСО_2экв/кВт-ч$ .<sup>89</sup>

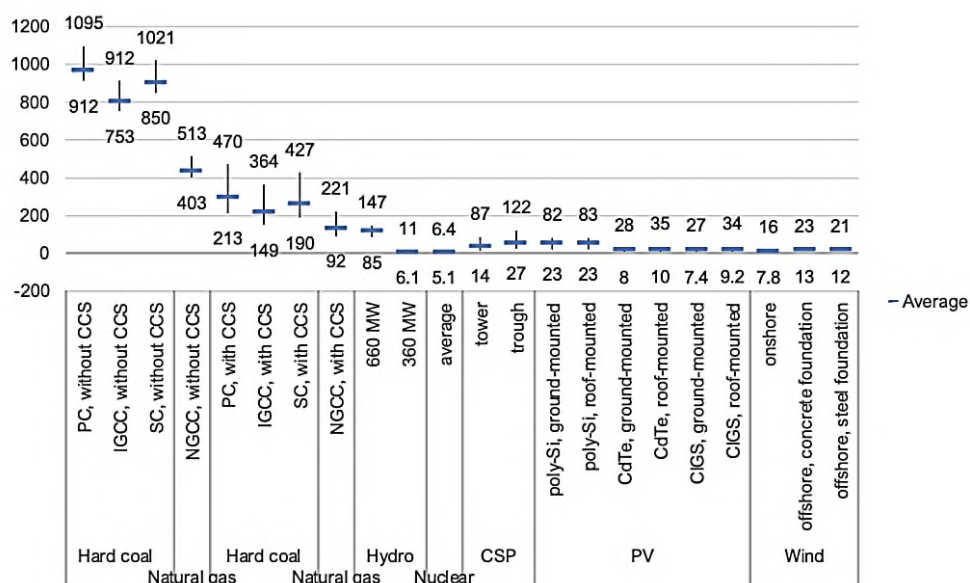
<sup>86</sup> [W020250123519612961105.pdf](#); [W020250123519612967413.pdf](#)

<sup>87</sup> Scarlat N., M. Prussi and M. Padella. 2022. Quantification of the carbon intensity of electricity produced and used in Europe. *Applied Energy* 305 (2022) 117901. [Quantification of the carbon intensity of electricity produced and used in Europe](#)

<sup>88</sup> Gan Yu, C. Ng, A. Elgowainy, and J. Marcinkoski. 2024. Considering Embodied Greenhouse Emissions of Nuclear and Renewable Power Plants for Electrolytic Hydrogen and Its Use for Synthetic Ammonia, Methanol, Fischer–Tropsch Fuel Production. *Environmental Science & Technology* 2024, 58 (42), 18654-18662. DOI: 10.1021/acs.est.3c06769 [Considering Embodied Greenhouse Emissions of Nuclear and Renewable Power Plants for Electrolytic Hydrogen and Its Use for Synthetic Ammonia, Methanol, Fischer–Tropsch Fuel Production | Environmental Science & Technology](#)

<sup>89</sup> The Australian National Life Cycle Inventory Database (AusLCI) delivered by the Australian Life Cycle Assessment Society (ALCAS). [auslci.com.au/index.php/Home](#)

**Рисунок 7.2 Диапазоны выбросов парниковых газов в течение жизненного цикла для разных технологий, гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч**



Источник: United Nations Economic Commission for Europe. 2021. Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options [LCA\\_final.pdf](#)

МЭА создало базу данных Life Cycle Upstream Emission Factors 2024 для оценки выбросов по охватам 2 и 3 в 150 странах и группах стран.<sup>90</sup> Данные доступны с 2015 г. База данных включает три основных листа с набором коэффициентов выбросов жизненного цикла, соответствующих производству электроэнергии:<sup>91</sup>

1. Суммарные коэффициенты выбросов по охватам 2 и 3 (СО<sub>2</sub>экв/кВт-ч). Коэффициенты рассчитываются как суммарные коэффициенты жизненного цикла производства электроэнергии за вычетом прямых выбросов от сжигания топлива в точке генерации, взвешенных по их соответствующим долям в структуре генерации.

2. Коэффициенты выбросов топливного цикла (fuel-cycle emission factors, СО<sub>2</sub>экв/кВт-ч). Они показывают средние для стран удельные выбросы ПГ в топливном цикле. Коэффициенты рассчитываются с использованием удельных выбросов на этапах добычи, переработки и транспорта ископаемых топлив, урана и биотоплива, взвешенных по соответствующим долям всех видов топлива/технологий в структуре генерации. Выбросы, не связанные с топливным циклом, и прямые выбросы от сжигания топлива в точке генерации исключаются.

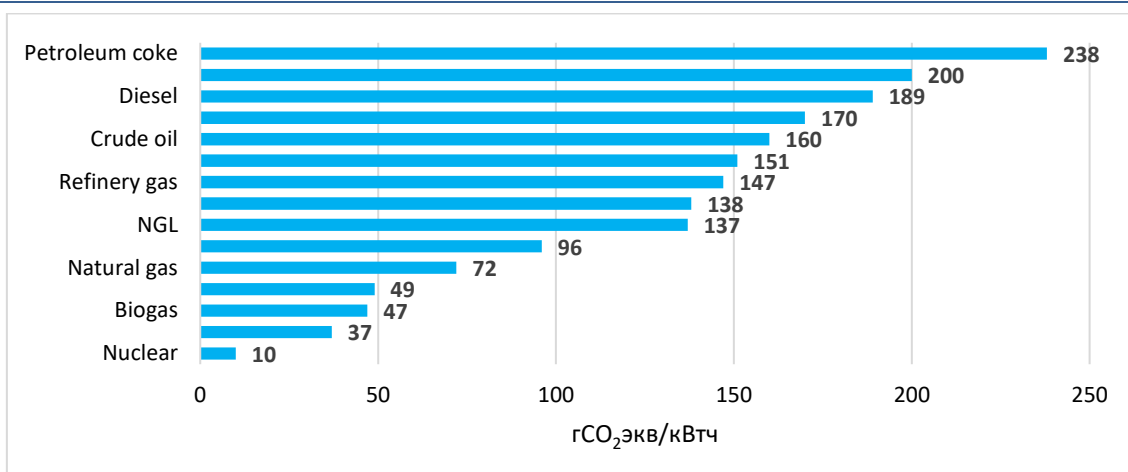
3. Коэффициенты корректировки для учета потерь электроэнергии при передаче и распределении (в гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч).

Среднемировые значения этих коэффициентов для разных ТЭС на разных видах энергии показаны на рис. 7.3-7.5. Среднемировые значения для удельных вмененных выбросов для угольных ТЭС составляют 15 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч, а для газовых – 4 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.

<sup>90</sup> IEA. 2024. Life Cycle Upstream Emission Factors 2024 Database documentation [IEAupstreamlifecycleemissionfactors\\_2024.pdf](#)

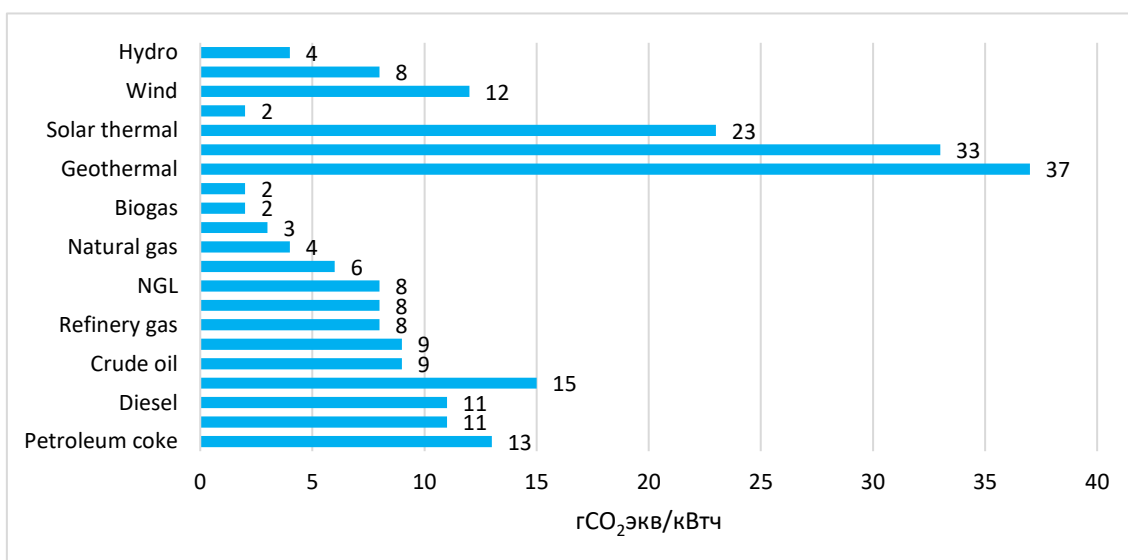
<sup>91</sup> Там же.

**Рисунок 7.3 Среднемировые значения удельных косвенных выбросов ПГ от топливного цикла (добыча, переработка и транспорт топлива) в 2022 г. (охват 2)**



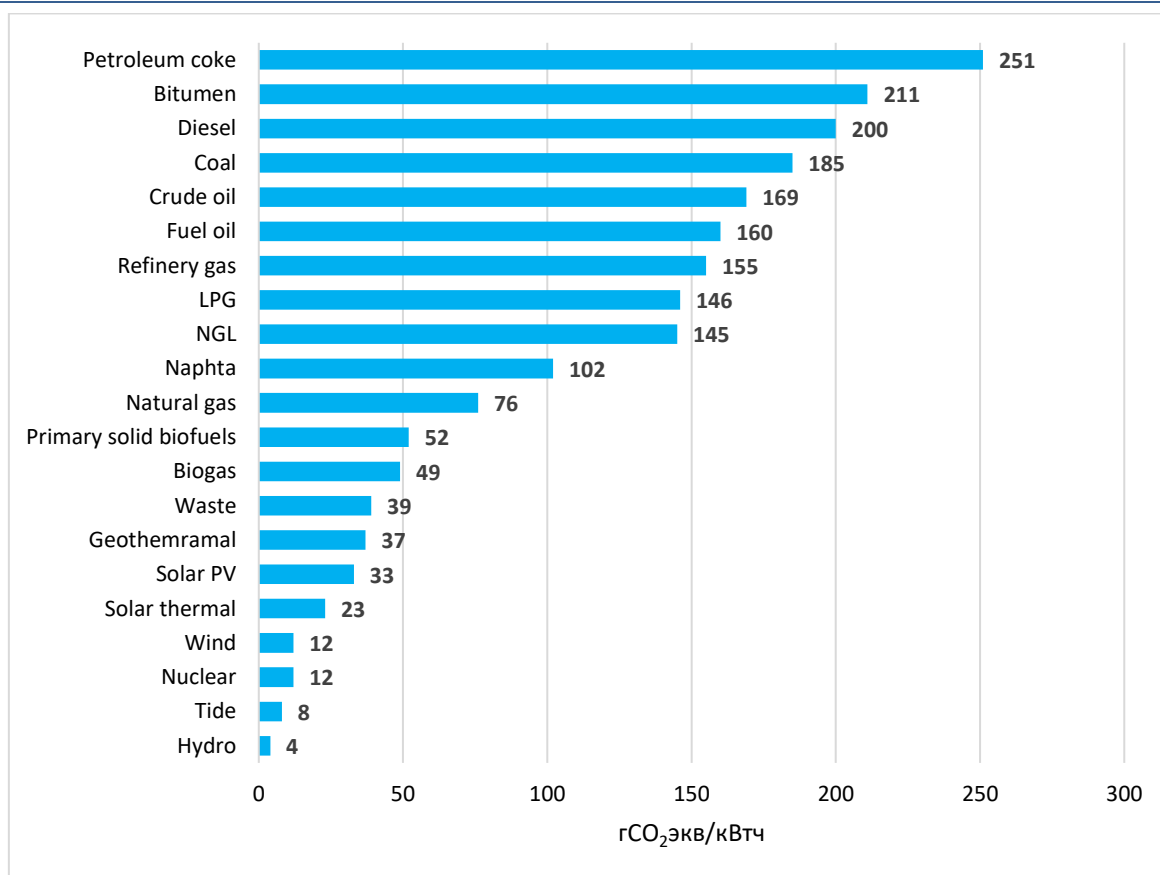
Источник: IEA. 2024. Life Cycle Upstream Emission Factors 2024. Database documentation [IEA upstream lifecycle emission factors\\_2024.pdf](#)

**Рисунок 7.4 Среднемировые значения вмененных выбросов ПГ по типам генерации в 2022 г. (охват 3)**



Источник: Построено ЦЭНЭФ-XXI по данным IEA. 2024. Life Cycle Upstream Emission Factors 2024. Database documentation [IEA upstream lifecycle emission factors\\_2024.pdf](#)

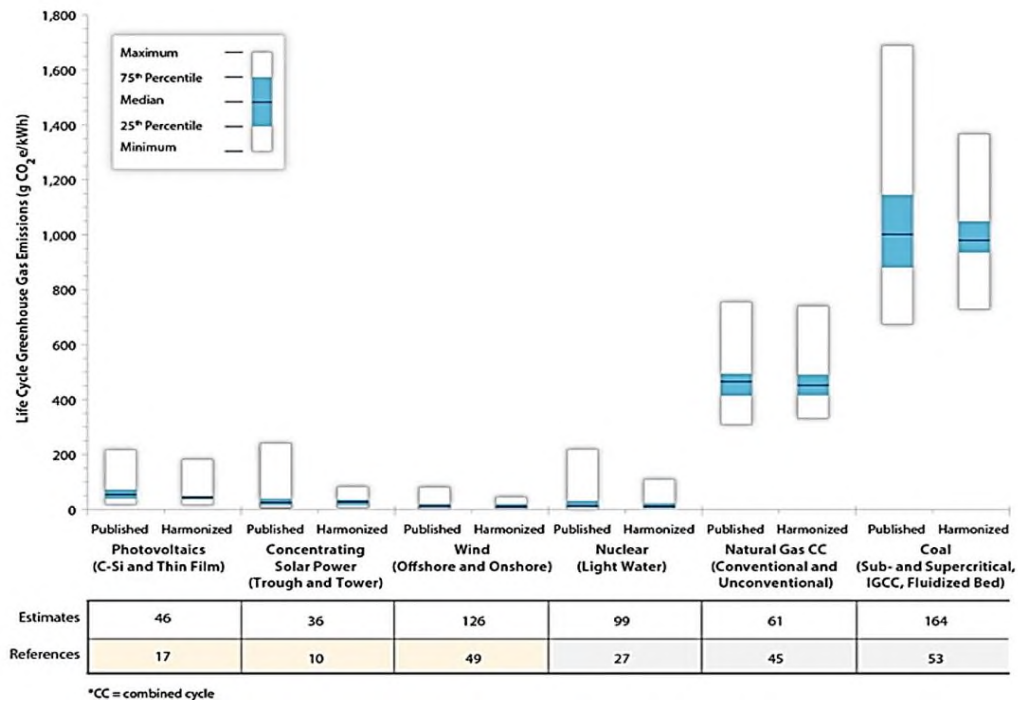
**Рисунок 7.5 Среднемировые значения суммы удельных косвенных выбросов ПГ от топливного цикла и вмененных выбросов ПГ в 2022 г. (охват 2+3)**



Источник: IEA. 2024. Life Cycle Upstream Emission Factors 2024 Database documentation [IEA upstream lifecycle emission factors 2024.pdf](#)

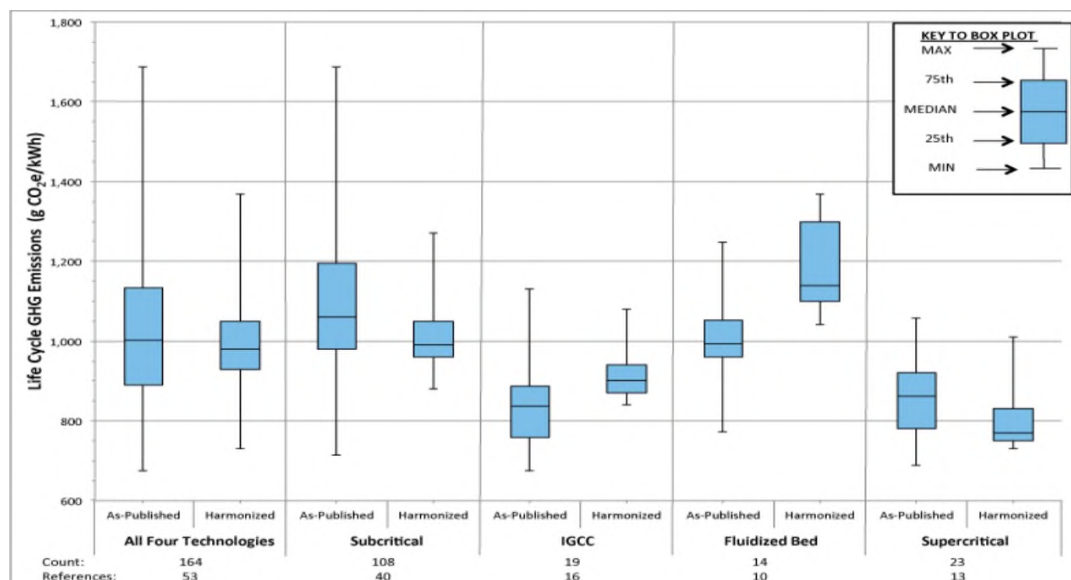
Оценки удельных выбросов при производстве электроэнергии по охватам 2 и 3, полученные разными аналитическими группами, заметно различаются. Одной из причин являются разные допущения, принятые при оценке выбросов ПГ за жизненный цикл для разных источников генерации. Гармонизации этих оценок посвящен специальный проект – Life Cycle Assessment Harmonization, который реализуется Национальной лабораторией по возобновляемой энергии (NREL) МЭ США. За счет приведения допущений в сопоставимый вид диапазоны оценок для 25-75% квартилей заметно сокращаются. В меньшей степени это влияет на средние значения оценок (рис. 7.6-7.8).

**Рисунок 7.6 Сравнение опубликованных и гармонизированных оценок выбросов ПГ в течение жизненного цикла для выбранных технологий производства электроэнергии по типам станций (Охват 1+2+3)**



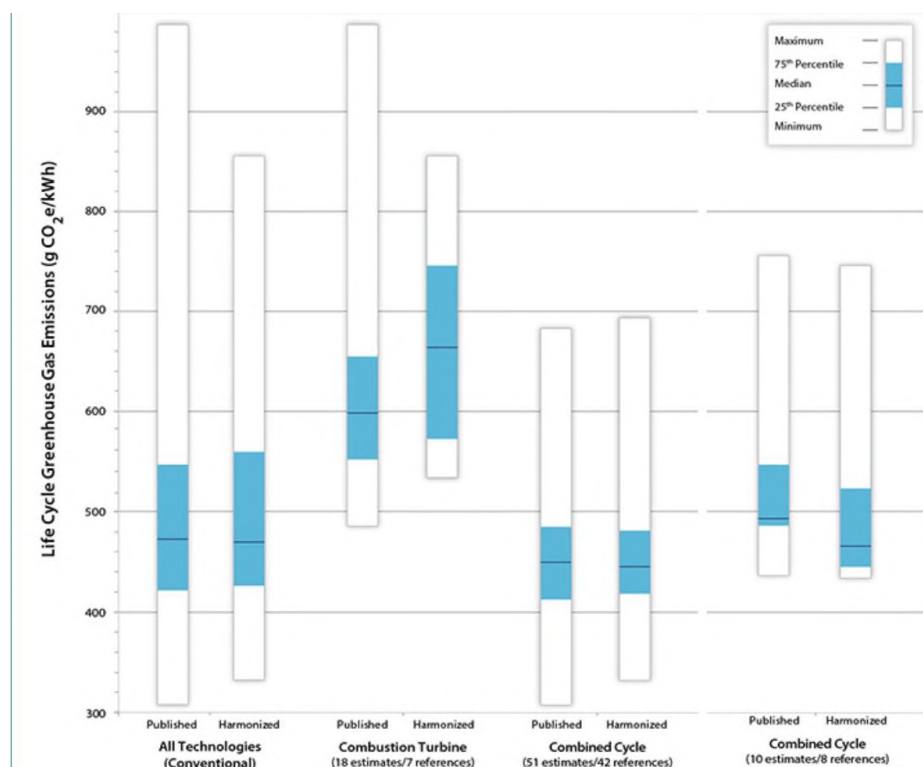
Источник: NREL. 2025. Life Cycle Assessment Harmonization, который реализуется Национальной лабораторией по возобновляемой энергии. [Life Cycle Assessment Harmonization | Energy Systems Analysis | NREL](#)

**Рисунок 7.7 Сравнение опубликованных и гармонизированных оценок выбросов парниковых газов в течение жизненного цикла для выбранных технологий производства электроэнергии на угольных ТЭС**



Источник: NREL. 2025. Life Cycle Assessment Harmonization, который реализуется Национальной лабораторией по возобновляемой энергии. [Life Cycle Assessment Harmonization | Energy Systems Analysis | NREL](#)

**Рисунок 7.8 Сравнение опубликованных и гармонизированных оценок выбросов парниковых газов в течение жизненного цикла для выбранных технологий производства электроэнергии на газовых ТЭС**



Источник: NREL. 2025. Life Cycle Assessment Harmonization, который реализуется Национальной лабораторией по возобновляемой энергии. [Life Cycle Assessment Harmonization | Energy Systems Analysis | NREL](#)

При производстве 1 кВт-ч топливная генерация интегрально выбрасывает в 14-285 раз больше ПГ, чем генерация на ВИЭ. Опубликованные медианные коэффициенты выбросов в течение жизненного цикла для электрогенерирующих технологий сведены в табл. 7.1 и показаны на рис. 7.9. Количественное сравнение позволяет делать качественные выводы: при учете всех источников выбросов ПГ технологии генерации на ископаемом топливе порождают на 1-2 порядка большие выбросы, чем технологии, не сжигающие ископаемое топливо. Поэтому последние и называются низкоуглеродными.

**Таблица 7.1 Медианные опубликованные коэффициенты выбросов в течение жизненного цикла для электрогенерирующих технологий (гСО<sub>2</sub>кв/кВт-ч)**

Вид генерации	Строительство	Сжигание топлива		Топливный цикл	Вывод из эксплуатации	Всего
		CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> и N <sub>2</sub> O			
Угольные ТЭС	<5*	950,3	4,2	170	<5	1144,5
Газовые ТЭС	0,8**	423,8	0,4	72	0,02	497,02
ТЭС на жидком топливе	9	786,6	2,5	151		949,1
ТЭС на биомассе	3	1284,5	20,8	49		1357,3
ТЭС на невозобновляемых отходах	2	1193,7	20,3	37		1253

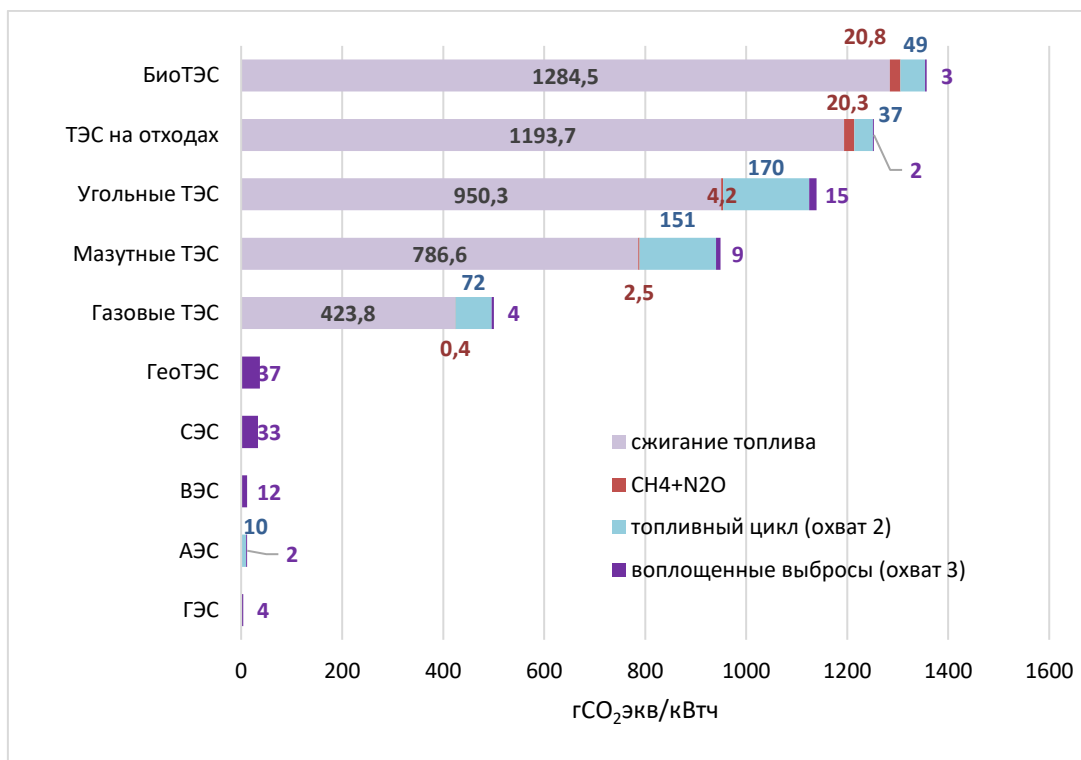
АЭС	2			12	0,7	14,7
ГЭС	4					4
ВЭС	12			0,74	0,34	13,08
СЭС	28			10	5	43
Среднее для России	8	349,5	0,9	62		420,4

\* По данным МЭА, воплощенные выбросы равны 15 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.

\*\* По данным МЭА, воплощенные выбросы равны 4 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.

Источник: Построено ЦЭНЭФ-XXI по данным: IEA Emission Factors 2024. Emissions Factors 2024 - Data product - IEA; IEA. 2024. Life Cycle Upstream Emission Factors 2024. Database documentation [IEA upstream lifecycle emission factors 2024.pdf](#); NREL. 2021. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation: Update [Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation: Update](#)

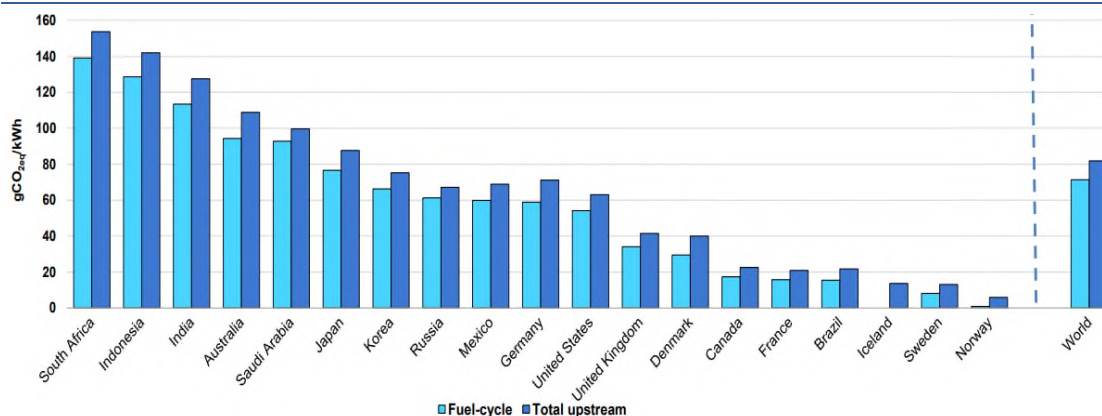
**Рисунок 7.9 Сравнение удельных выбросов от генерации электроэнергии на разных источниках. Среднемировые значения за 2022 г.**



Источник: составлено авторами на основе баз данных МЭА IEA Emission Factors 2024 и Life Cycle Upstream Emission Factors 2024.

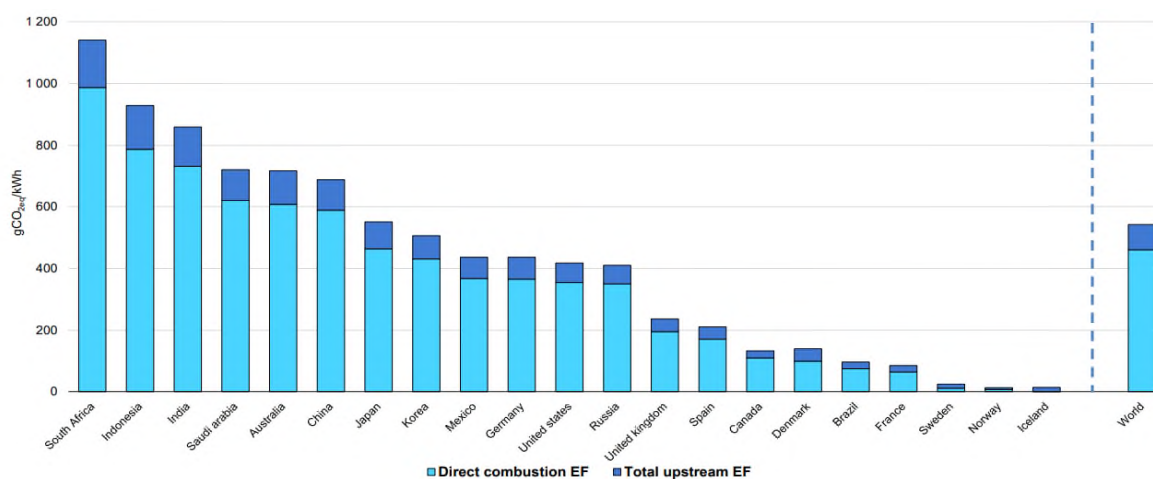
Согласно оценкам МЭА, учет выбросов по всем охватам увеличивает показатель удельных выбросов ПГ для России на 20%: с 349,5 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч (охват 1 только для гСО<sub>2</sub>) до 420,4 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч по трем ПГ по сумме охватов 1, 2 и 3 (табл. 2.1). Согласно оценкам МЭА, в России удельные выбросы ПГ как по охвату 1, так и по охватам 2 и 3, ниже среднемировых значений (рис. 7.10 и 7.11).

**Рисунок 7.10 Удельные выбросы ПГ по охватам 2 и 2+3 для отдельных стран мира**



Источник: IEA. 2024. Life Cycle Upstream Emission Factors 2024. Database documentation [IEA upstream lifecycle emission factors 2024.pdf](#)

**Рисунок 7.11 Удельные выбросы ПГ по охвату 1 и по охватам 1+2+3 для отдельных стран мира**



Источник: IEA. 2024. Life Cycle Upstream Emission Factors 2024 Database documentation [IEA upstream lifecycle emission factors 2024.pdf](#)

Необходимым этапом процесса бенчмаркинга является верификация результатов расчетов удельных выбросов ПГ. В основном она реализуется за счет оценки попадания расчетных значений удельных показателей в допустимые диапазоны.<sup>92</sup> В справочнике ИТС 38-2024 для этих целей используются следующие диапазоны КПД для источников генерации:

- для ПСУ ДКД:
  - при сжигании углей  $25\% \leq \text{КПД}_{\text{эл}} \leq 37\%$ ;
  - при сжигании газа  $26\% \leq \text{КПД}_{\text{эл}} \leq 42\%$ ;

<sup>92</sup> Башмаков И.А., Скобелев Д.О., Борисов К.Б., Гусева Т.В. Системы бенчмаркинга по удельным выбросам парниковых газов в черной металлургии. Черная металлургия. Бюллетень научно-технической и экономической информации. 2021;77(9):1071-1086. <https://doi.org/10.32339/0135-5910-2021-9-1071-1086>

<sup>92</sup> Там же, а также см. Башмаков И.А., Лебедев О.В., Гусева Т.В. Система бенчмаркинга углеродоемкости производства керамических изделий // Известия Самарского научного центра Российской академии наук, т. 26, № 2, 2024, с. 152-162. DOI: 10.37313/1990-5378-2024-26-2-152-164; Башмаков И.А., Е.Н. Потапова, К.Б. Борисов, О.В. Лебедев, Т.В. Гусева. Декарбонизация цементной отрасли и развитие систем экологического и энергетического менеджмента. Строительные материалы. 2023. № 9, с. 4-12. DOI: <http://doi.org/10.31659/0585-430X-2023-817-9-4-12>; Башмаков И.А., О.В. Лебедев, К.Б. Борисов, Т.В. Гусева. 2025. Система бенчмаркинга по энергоэффективности и удельным выбросам парниковых газов при производстве аммиака. Фундаментальная и прикладная климатология. (В печати).

- для ПСУ СКД значения электрического коэффициента полезного действия:
  - при сжигании углей  $28\% \leq \text{КПДэл} \leq 37\%$ ;
  - при сжигании газа  $32\% \leq \text{КПДэл} \leq 42\%$ ;
- для ГТУ –  $30\% \leq \text{КПДэл} \leq 43\%$ ;
- для ПГУ-КЭС –  $50\% \leq \text{КПДэл} \leq 60\%$ ;
- для ГТУ-КУ и ПГУ-ТЭЦ значения коэффициента использования теплоты топлива  $60\% \leq \text{КИТ} \leq 70\%$ ;
- для ТЭЦ значения коэффициента использования теплоты топлива  $50\% \leq \text{КИТ} \leq 70\%$ ;
- для водогрейных и паровых котлов низкого давления значения теплового коэффициента полезного действия  $80\% \leq \text{КПДтепл} \leq 95\%$ .

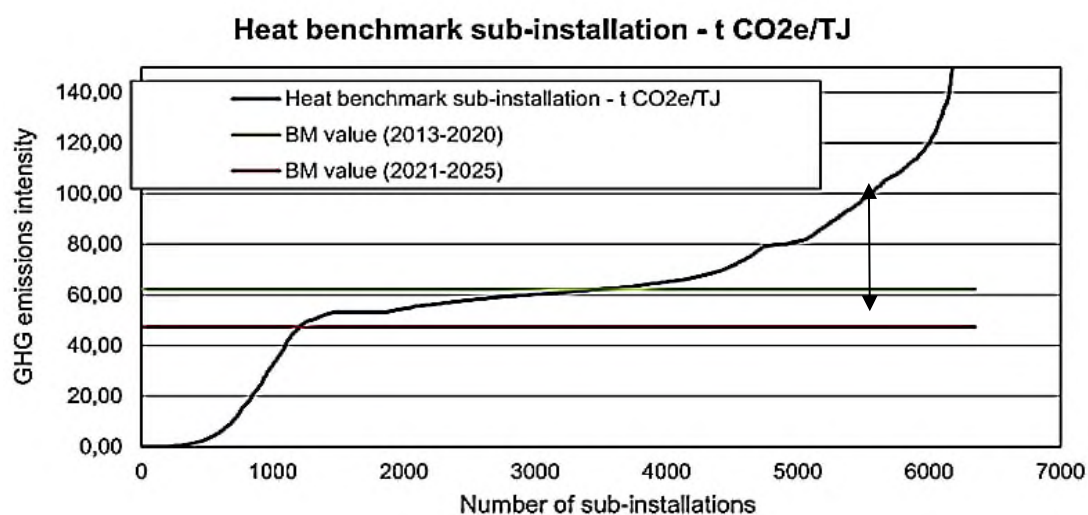
Для создаваемой в России системы бенчмаркинга удельных выбросов ПГ на ТЭС важно максимизировать функционал и обеспечить возможность оценивать удельные расходы энергии и удельные выбросы разных ПГ по разным границам производственной системы, по разным способам разнесения затрат и по разным охватам:

- Удельные расходы энергии:
  - УРУТ на выработку электроэнергии для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
  - доля расходов электроэнергии на собственные нужды ТЭС;
  - УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭС для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
  - УРУТ на выработку тепловой энергии для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
  - доля расходов тепловой энергии на собственные нужды ТЭС;
  - УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭС для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
  - УРУТ на выработку тепловой энергии на пиковых котельных;
  - доля расходов тепловой энергии на собственные нужды пиковых котельных;
  - УРУТ на отпуск тепловой энергии от пиковых котельных;
  - КПИТ на ТЭС.
- Удельные прямые выбросы ПГ от сжигания топлива на единицу:
  - произведенной электроэнергии по разным видам использованного топлива для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
  - отпущенной электроэнергии по разным видам использованного на ТЭС топлива и для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
  - произведенной тепловой энергии ТЭС по разным видам использованного топлива и для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
  - отпущенной тепловой энергии с коллекторов ТЭС по разным видам использованного топлива и для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
  - суммы производства электроэнергии и тепловой энергии по разным видам использованного на ТЭС топлива;
  - нетто-выбросы ПГ с учетом стоков  $\text{CO}_2$ .

- Удельные косвенные выбросы ПГ, порождаемые процессами добычи, переработки и транспортировки топлива на ТЭС (выбросы топливного цикла) по видам ископаемого топлива (охват 2).
- Удельные– воплощенные в строительных конструкциях и оборудовании ТЭС, а также связанные с выводом ТЭС из эксплуатации и утилизацией соответствующих отходов – выбросы ПГ (охват 3).
- Интегральный уровень выбросов ПГ по охватам 1+2 и 1+2+3, учитывающий прямые выбросы ПГ, косвенные выбросы ПГ, сопряженные с добычей, переработкой и транспортировкой топлива, а также воплощенные выбросы ПГ.

После приведения удельных показателей в сопоставимый вид они ранжируются по мере возрастания и формируется кривая бенчмаркинга. На основе этой кривой определяются значения эталонных, или индикативных, показателей (см. рис. 2.11). При построении кривой бенчмаркинга корректно по горизонтальной оси откладывать не число установок, а объемы производства продукции. Сравнение значения для предприятия с эталоном и является сутью процесса бенчмаркинга и позволяет оценить потенциал снижения удельных выбросов ПГ (стрелка на рис. 7.12).

**Рисунок 7.12 Кривая бенчмаркинга для удельных выбросов CO<sub>2</sub> на единицу тепловой энергии. ЕС ETS**



BM – бенчмарк

Источник: EU ETS. [https://climate.ec.europa.eu/system/files/2021-10/policy\\_ets\\_allowances\\_bm\\_curve\\_factsheets\\_en.pdf](https://climate.ec.europa.eu/system/files/2021-10/policy_ets_allowances_bm_curve_factsheets_en.pdf)

Выбору эталонных, или индикативных, значений уделяется особое внимание. Для проведения отраслевого бенчмаркинга в ИТС 38-2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» определены верхний и нижний уровни индикативных показателей<sup>93</sup> выбросов CO<sub>2</sub> для технологий производства электрической и тепловой энергии в соответствии с методикой ГОСТ Р 113.00.30-2023.<sup>94</sup>

<sup>93</sup> Согласно ИТС 38-2024, термин «индикативные показатели» используется для того, чтобы подчеркнуть принципиальное отличие между обязательными технологическими показателями выбросов, применяемыми в рамках природоохранного законодательства, и стимулирующими снижением углеродоемкости производства ориентировочными удельными показателями выбросов ПГ в расчете на единицу выпускаемой продукции.

<sup>94</sup> Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по разработке обязательного приложения информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям «Индикативные показатели удельных выбросов парниковых газов». Издание официальное. Москва. Российский институт стандартизации. 2023.

Верхний уровень индикативного показателя (ИП<sub>1</sub>) определяется по формуле:

$$\text{ИП}_1 = \text{ИП}_{\max} - (\text{ИП}_{\max} - \text{ИП}_{\min}) * 0,15 = (0,85 * k + 0,15) * \text{ИП}_{\min} \quad 7.2$$

Нижний уровень индикативного показателя (ИП<sub>2</sub>) определяется по формуле:

$$\text{ИП}_2 = \text{ИП}_{\max} - (\text{ИП}_{\max} - \text{ИП}_{\min}) * 0,6 = (0,4 * k + 0,6) * \text{ИП}_{\min} \quad 7.3$$

где

ИП<sub>max</sub> – максимальный удельный показатель выбросов CO<sub>2</sub> в расчете на единицу производимой энергии, определенный по результатам бенчмаркинга;

ИП<sub>min</sub> – минимальный удельный показатель выбросов CO<sub>2</sub> в расчете на единицу производимой энергии, определенный по результатам бенчмаркинга;

$$k = \text{ИП}_{\max} / \text{ИП}_{\min}.$$

Для повышения надежности и универсальности использования формул (7.2) и (7.3) можно рекомендовать использование в качестве ИП<sub>min</sub> среднего значения для первого дециля объемов производства продукции, а в качестве ИП<sub>max</sub> – среднего значения для последнего дециля объемов производства продукции на кривой бенчмаркинга. Использование формул (7.2) и (7.3) означает, что если ИП<sub>min</sub> близок к нулю, то нижний уровень индикативного показателя равен 40% от максимального значения, верхний – 85%, а максимальное соотношение ИП<sub>max</sub>/ИП<sub>min</sub> равно 2.125. В этом алгоритме очень большая роль отводится двум значениям: ИП<sub>min</sub> и ИП<sub>max</sub>. Это значит, что индикативные показатели сильно зависят от единичных уникальных и, возможно, довольно мелких объектов генерации с самыми высокими или с самыми низкими удельными расходами энергии. В ИТС 38-2024 этот алгоритм применяется не к отдельным станциям, а к их группам по видам оборудования, что частично снимает риски неадекватного определения верхнего и нижнего уровней индикативного показателя. Как уже указывалось выше, при построении кривой бенчмаркинга корректно по горизонтальной оси откладывать не число установок, а объемы производства продукции.

Верхний уровень индикативного показателя, определяемый в соответствии с методикой ГОСТ Р 113.00.30-2023, следует считать очень мягким ограничением. Он всегда превышает значение 85% от максимального удельного показателя выбросов, который может быть определен для единичного уникального объекта генерации с самыми высокими удельными показателями. Для этих целей более корректно использовать уровень, замыкающий первые 60%, 70% или 80% ТЭС, или в формуле (7.1) использовать множитель равный 0.66. В последнем случае бенчмарк будет соответствовать уровню, установленному для угольных ТЭС в системе торговли квотами в Китае.<sup>95</sup>

В зарубежной практике углеродного и энергетического регулирования используются разные уровни бенчмарков:<sup>96</sup>

---

ГОСТ Р 113.00.30-2023 Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по разработке обязательного приложения информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям «Индикативные показатели удельных выбросов парниковых газов»

<sup>95</sup> 附件 1. 2021、2022 年度全国碳排放权交易配额总量 设定与分配实施方案 (发电行业) Приложение 1. План реализации по установлению и распределению общего объема национальных квот на выбросы углерода в 2021 и 2022 годах (энергетика) [5b2f4703b3734d2295a07ef938a4b2c1.pdf](https://www.gost.ru/standards/gost_r_113_00_30_2023/5b2f4703b3734d2295a07ef938a4b2c1.pdf)

<sup>96</sup> Башмаков И.А., Скобелев Д.О., Борисов К.Б., Гусева Т.В. Системы бенчмаркинга по удельным выбросам парниковых газов в чёрной металлургии // Чёрная металлургия. Бюллетень научно-технической и экономической информации. – 2021. – Т. 77. – № 9. – С. 1071-1086. –DOI:10.32339/0135-5910-2021-9-1071-1086.

- лучший удельный показатель;
- среднее для первого дециля;
- уровень, замыкающий первый дециль, первые 20% или первый квартиль;
- среднее для всех предприятий значение;
- уровень, замыкающий первые 80% или первые 90%;
- наименее эффективный уровень во всей выборке (рис. 2.11).

Значения для предприятий, замыкающих первые 20% или 25%, часто также называют лучшими практически используемыми технологиями (BPT – Best Practical Technologies).<sup>97</sup> Несколько уровней бенчмарков могут использоваться в одном регулирующем документе.<sup>98</sup> Например, в регулировании по СВМ значения удельных выбросов используются как в расчете на электроэнергию от ТЭС, так и в расчете на генерацию на всех источниках. Выбор эталонного уровня бенчмарка зависит от целей бенчмаркинга. Охват бенчмаркинга может варьировать от внутрикорпоративного до межстранового и глобального. Например, в базе данных МЭА приведены значения для 150 стран.<sup>99</sup> Примерами внутрирегионального и внутристранового бенчмаркинга являются опыт США<sup>100</sup> и Канады.<sup>101</sup>

Анализ зарубежных систем бенчмаркинга в отрасли производства энергии на ТЭС показал, что прямо нельзя использовать ни одну из существующих зарубежных систем бенчмаркинга. База данных МЭА по коэффициентам выбросов ПГ при выработке электроэнергии и суммы электрической и тепловой энергии приводит средние страновые данные по широкому набору удельных показателей как по видам топлива, так и по отдельным ПГ по 191 стране и группам стран по охвату 1 и по 150 странам и группам стран по охватам 2 и 3. Расчет всех индикаторов проводился по методологии, разработанной МЭА и изложенной в IEA. 2024. Emission factors 2024 database documentation; IEA. 2024. Life Cycle Upstream Emission Factors 2024 Database documentation [IEA upstream lifecycle emission factors 2024.pdf](#) и в сборнике IEA. Electricity 2025 <https://www.iea.org/reports/electricity-2025>. Исходные данные для расчета в этих базах данных не приводятся. Система не сопровождается свободно распространяемым программным обеспечением. Система бенчмаркинга удельных выбросов ПГ в США – «Сравнительный анализ выбросов в атмосферу 100 крупнейших производителей электроэнергии в США» – позволяет оценить удельные выбросы ПГ не по станциям, а для компаний-производителей электроэнергии. Система используется для расчетов по выбросам CO<sub>2</sub> по охвату 1. Система сопровождается интерактивным модулем, но программное обеспечение закрыто. В работе по бенчмаркингу для стран ЕС<sup>102</sup> приведен широкий перечень кривых бенчмаркинга по удельным расходам энергии и удельным выбросам ПГ для стран ЕС, но программное обеспечение для этих расчетов недоступно для внешних пользователей. В системе бенчмаркинга Китая реализован функционал в области оценки удельных выбросов ПГ. Описан алгоритм оценки, но

<sup>97</sup> Там же.

<sup>98</sup> Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the Establishment of a Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM).

<sup>99</sup> [IEA Methodology Emission Factors 2024.pdf](#)

<sup>100</sup> <https://www.erm.com/globalassets/documents/reports/benchmarking-air-emissions-2024.pdf>

<sup>101</sup> <https://dunsky.com/wp-content/uploads/SGIN-Utility-Scorecard-FINAL-Results-Dunsky.pdf>

<sup>102</sup> ISPRA. 2022. Efficiency and decarbonization indicators for total energy consumption and power sector. Comparison among Italy and the biggest European countries. Rapporti 366/2022.

программное обеспечение недоступно. Это также не позволяет использовать данную систему в качестве калькулятора для бенчмаркинга углеродоемкости производства энергии на ТЭС России. Протокол по парниковым газам<sup>103</sup> предоставляет калькулятор для оценки углеродоемкости электроэнергии (последняя версия 2024 г.), но не содержит функционала бенчмаркинга.

---

<sup>103</sup> <https://www.capp.ca/wp-content/uploads/2024/01/ESG-Emissions-Methodology.pdf>;  
<https://donnees.az.ec.gc.ca/api/file?path=%2Fsubstances%2Fmonitor%2Fcanada-s-greenhouse-gas-emissions-projections%2FCurrent-Projections-Actuelles%2FEnergy-Energie%2FElectricity%20-%20Grid%20emission%20intensities%20calculation.pdf>

<https://data->

## 8 Методика бенчмаркинга

### 8.1 Общие положения

Программный комплекс Бенчмаркинг-ТЭС создан для обеспечения возможности проведения оценки и сопоставления удельных выбросов парниковых газов (ПГ) от отдельных ТЭС по нескольким методикам. В основе российских методик лежат «Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов» Т. 2. Энергетика. 2006. – МГЭИК. Российские методические указания по оценке прямых и косвенных выбросов ПГ базируются на методике МГЭИК и оформлены следующими нормативными актами:

- Приказ Минприроды России № 371 от 27.05.22 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» (действует с 1 марта 2023 г.).
- Приказ Минприроды России № 330 от 29 июня 2017 года «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов».
- Распоряжение Правительства РФ от 04.04.2025 № 805-р «Изменения, которые вносятся в перечень парниковых газов, в отношении которых осуществляется государственный учет выбросов парниковых газов и ведение кадастра парниковых газов».

Методики Приказа Минприроды России № 371 позволяют оценить только прямые выбросы ТЭС и только по CO<sub>2</sub> (выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания топлива). Данный показатель определяется как произведение расхода топлива на коэффициенты выбросов CO<sub>2</sub> для каждого вида природного (ископаемого), искусственного или альтернативного топлива.

Прямые выбросы ПГ от выработки электроэнергии на ТЭС отражаются при расчете косвенных выбросов для потребителей электрической и тепловой энергии. Для оценки косвенных выбросов принят Приказ Минприроды России от 29 июня 2017 года № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов». В этом Приказе для определения косвенных энергетических выбросов используются 2 метода: региональный и рыночный. Региональный метод отражает средние удельные выбросы ПГ на объектах, генерирующих электрическую и тепловую энергию, которая потребляется организацией. При его использовании применяются региональные коэффициенты косвенных энергетических выбросов, рассчитанные организацией на основе статистических данных о потреблении топлива и об объемах отпущенной электрической и тепловой энергии от всех внешних генерирующих объектов, находящихся в региональной энергосистеме субъекта Российской Федерации, в которой расположена организация, потребляющая полученную электрическую и тепловую энергию за отчетный период. Учитываются также данные об объемах поступления электрической энергии и потребления топлива из соседних региональных энергосистем. При расчете используются данные по энергосистемам, а не по отдельным ТЭС. В этих Методических указаниях способ разнесения затрат топлива на ТЭС между электрической и тепловой энергией не определяется. Разнесение соответствует тому, как оно отражено в статистической

отчетности. Как показывает практика, результат такого разнесения в основном соответствует физическому методу.

Рыночный метод используется для оценки косвенных выбросов, сопряженных с потреблением организацией электрической энергии, полученной по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии, заключенным в соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии. При его оценке в знаменателе используется показатель отпуска электроэнергии. В этих Методических указаниях не определяется способ разнесения затрат топлива на ТЭС между электрической и тепловой энергией.

Индикативные показатели по удельным выбросам ПГ от ТЭС определяются в соответствии с методикой ГОСТ Р 113.00.30-2023.<sup>104</sup>

В зарубежной практике используются другие методики оценки прямых и косвенных выбросов ПГ как для всех электростанций, так и только для ТЭС, в том числе:

- оценка прямых выбросов (охват 1):
  - IEA. 2024. Emission Factors: Database Documentation (2024 edition), [IEA Methodology Emission Factors 2024.pdf](#)
  - WBCSD and WRI. 2004. The Greenhouse Gas Protocol. A Corporate Accounting and Reporting Standard. Revised edition. [\\*ghg-protocol-revised.pdf](#) GHG protocol guidance direct emissions from stationary combustion [GHG Protocol Guidance](#)
  - Allocation of GHG Emissions from a Combined Heat and Power (CHP) Plant [\\*Calculating CO2 emissions from the combustion of standard fuels and from electricity/steam purchase](#)
  - EU ETS. [https://climate.ec.europa.eu/system/files/2021-10/policy\\_ets\\_allowances\\_bm\\_curve\\_factsheets\\_en.pdf](https://climate.ec.europa.eu/system/files/2021-10/policy_ets_allowances_bm_curve_factsheets_en.pdf)
  - Update of benchmark values for the years 2021 – 2025 of phase 4 of the EU ETS. Benchmark curves and key parameters. Updated final version issued on 12 October 2021. [policy\\_ets\\_allowances\\_bm\\_curve\\_factsheets\\_en.pdf](#) (1.64 – коэффициент выбросов трех ПГ для природного газа)
  - 附件 1. 2021、2022 年度全国碳排放权交易配额总量 设定与分配实施方案 (发电行业) Приложение 1. План реализации по установлению и распределению общего объема национальных квот на выбросы углерода в 2021 и 2022 годах (энергетика); [5b2f4703b3734d2295a07ef938a4b2c1.pdf](#) [241030-china-allocation-plan updated-benchmark-values formula pdf.pdf](#)
  - 关于做好2023、2024年度发电行业全国碳排放权交易配额分配及清缴相关工作的通知 [关于做好2023、2024年度发电行业全国碳排放权交易配额分配及清缴相关工作的通知](#)

---

<sup>104</sup> Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по разработке обязательного приложения информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям «Индикативные показатели удельных выбросов парниковых газов». Издание официальное. Москва. Российский институт стандартизации. 2023. [ГОСТ Р 113.00.30-2023 Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по разработке обязательного приложения информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям «Индикативные показатели удельных выбросов парниковых газов»](#)

- оценка косвенных выбросов (охваты 2 и 3):
  - IEA. 2024. Life Cycle Upstream Emission Factors 2024. Database documentation [IEA upstream lifecycle emission factors 2024.pdf](#)
  - United Nations Economic Commission for Europe. 2021. Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options [LCA\\_final.pdf](#)
  - The Australian National Life Cycle Inventory Database (AusLCI) delivered by the Australian Life Cycle Assessment Society (ALCAS). [auslci.com.au/index.php/Home](#)
  - NREL. 2025. Life Cycle Assessment Harmonization, который реализуется Национальной лабораторией по возобновляемой энергии. [Life Cycle Assessment Harmonization | Energy Systems Analysis | NREL](#)

Программный комплекс Бенчмаркинг-ТЭС позволяет провести расчеты как в соответствии с перечисленными выше российскими нормативными актами, так по методикам, используемым МЭА, ЕС и в системе торговли квотами на выбросы Китая. Кроме того, программный комплекс Бенчмаркинг-ТЭС позволяет оценить прямые удельные выбросы не только по CO<sub>2</sub>, но и по CO<sub>2</sub>экв. с учетом выбросов метана и закиси азота. Для расчета выбросов охвата 2 (косвенные выбросы топливного цикла) предложена методика «русской матрешки», более полно отражающая эти выбросы. Для оценки выбросов охвата 3 используются среднемировые коэффициенты, предложенные МЭА. В программный комплекс Бенчмаркинг-ТЭС встроено 45 кривых бенчмаркинга. Они построены на основе сбора и обработки данных за 2022-2024 гг. по выборке из более чем 120 российских ТЭС (см. главу 9). Наличие этих кривых позволяет проводить полномасштабный бенчмаркинг по удельным расходам энергии и по удельным выбросам ПГ с самого начала работы этого комплекса.

Таким образом, программный комплекс Бенчмаркинг-ТЭС позволяет обеспечить высокую гибкость при проведении бенчмаркинга в зависимости от выбора схемы бенчмаркинга, от окончательных решений об архитектуре российской системы бенчмаркинга и от того, в какой форме будут определены методики оценки таких показателей, как «энергетические выбросы парниковых газов» или «коэффициенты выбросов парниковых газов квалифицированного генерирующего объекта», разработка которых предусмотрена проектом закона «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».<sup>105</sup>

## **8.2 Типология ТЭС для целей бенчмаркинга по видам топлива и по типам генерирующих установок**

В программном комплексе Бенчмаркинг-ТЭС все ТЭС разбиваются на 4 группы по видам используемого топлива:<sup>106</sup>

- газовые ТЭС – ТЭЦ, у которых доля природного газа в топливном балансе равна или превышает 95%, а также КЭС и ГРЭС, у которых доля природного газа в топливном балансе ТЭС равна или превышает 90%;
- угольные ТЭС – ТЭС, в топливном балансе которых доля угля (включая доменный и коксовый газы) равна или превышает 95%;

<sup>105</sup> [О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации - Официальный сайт для размещения информации о подготовке нормативных правовых актов и результатах их обсуждения](#)

<sup>106</sup> В системе бенчмаркинга МЭА выделяются также ТЭС на биотопливе (биомассе) и на невозобновляемых отходах.

- мазутные ТЭС – ТЭС, в топливном балансе которых доля мазута равна или превышает 50%, а второй источник топлива – природный газ;
- прочие ТЭС – ТЭС с несколькими видами топлива, пропорции которых не удовлетворяют первым трем критериям.

В состав «прочих» ТЭС входят часть ТЭЦ ЦБК. Они в основном работают на смешанных видах топлива: уголь, природный газ, древесные отходы (кора, щепа, опилки), черный щелок и др.,<sup>107</sup> и поэтому отнесены в группу ТЭС с несколькими видами топлива.

При построении системы бенчмаркинга газовые ТЭС не разделяются по типам генерирующих установок. В составе газовых ТЭС первоначально были выделены:

- парогазовые энергоблоки (ПГУ);
- газотурбинные энергоблоки (ГТУ);
- паросиловые ТЭС (конденсационные тепловые электростанции и ТЭЦ с паровыми турбоагрегатами).

Такая типология определяется существенными различиями в средних удельных выбросах CO<sub>2</sub> оцененных на базе выборок ТЭС с разными группами оборудования (табл. 8.1). В выборке по ГТУ оказалось только 3 ТЭС; такая малая выборка не дает оснований для выделения этой группы.

---

<sup>107</sup> Для ТЭЦ ЦБК кривые бенчмаркинга по удельным выбросам парниковых газов не строились, как из-за недостатка информации в открытых источниках (схемах теплоснабжения, СИПРах и др.), так и потому, что многие ТЭЦ ЦБК переведены на газ и относятся к газовым ТЭС. Например, ТЭС Архангельского ЦБК в г. Новодвинске прошла несколько этапов модернизации, в результате которых природный газ составляет более 90% в топливном балансе.

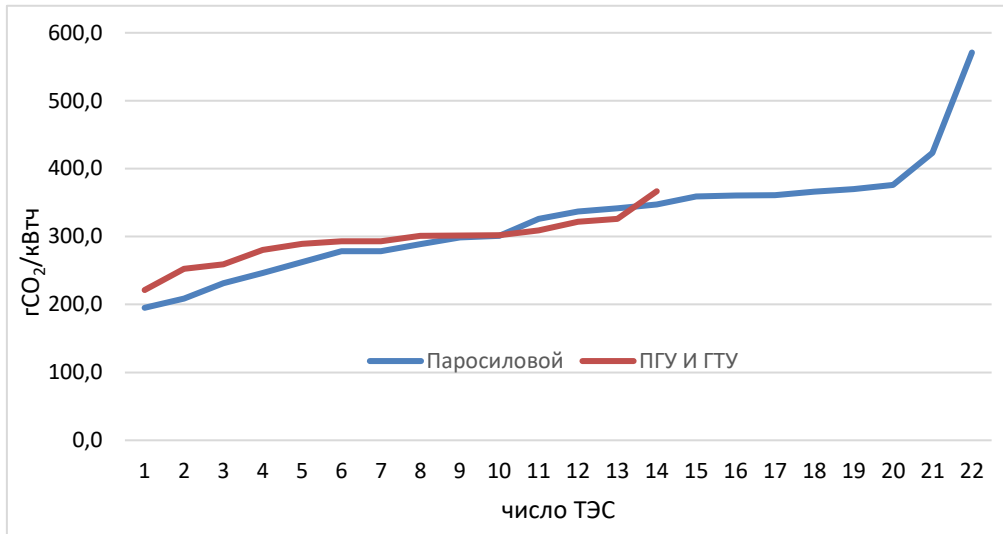
**Таблица 8.1 Оценка различий в удельных выбросах CO<sub>2</sub> на газовых ТЭС в зависимости от типа оборудования**

Тип оборудования	Метод разнесения затрат топлива	Удельные выбросы, гCO <sub>2</sub> /кВт-ч			Объем выработки электроэнергии, млн кВт-ч	Число ТЭС в выборке
		Среднее значение по выборке	Среднее значение для первых 10% объемов генерации на ТЭС	Замыкающее значение для первых 10% объемов генерации на ТЭС		
Все газовые ТЭС	физический	325,8	235,0	262,5	78715,5	37
	пропорциональный	447,6	334,4	346,6	100504,9	24
	все	394,1	262,8	288,8	179220,4	61
ПГУ	физический	301,2	291,6	291,6	29984,7	12
	пропорциональный	344,1	329,5	329,5	15631,8	6
	все	290,8	222,1	252,5	45616,5	18
ГТУ	физический	259,0			518,1	1
	пропорциональный	412,6			605,2	2
	все	341,8			1123,3	3
ПСУ	физический	341,8	243,9	262,5	48212,7	22
	пропорциональный	467,1	352,3	397,7	84267,8	18
	все	421,5	271,3	301,1	132480,5	40

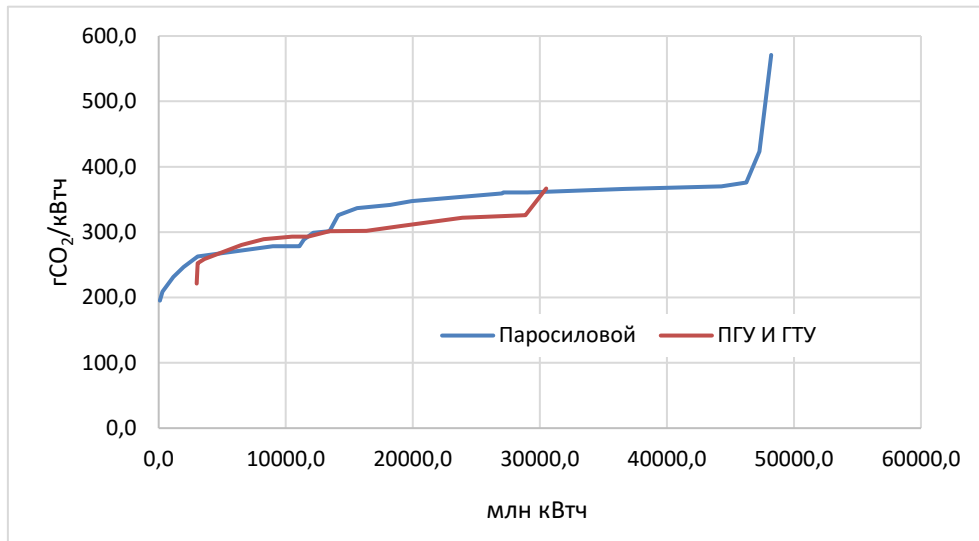
Источник: Оценки ЦЭНЭФ-ХХI по данным выборки из 61 газовых ТЭС.

Однако построение кривых бенчмаркинга при разнесении затрат топлива по физическому методу (см. рис. 8.1) показало, что различия в средних значениях определяются не типом генерирующего оборудования, а особенностями выборок газовых ТЭС. Кривые для ПГУ и ГТУ практически накладываются на кривые для ПСУ, как на графике для числа ТЭС, так и на графике для объемов выработки электроэнергии. Анализ данных выборки по газовым ТЭС также показал отсутствие зависимости удельных выбросов CO<sub>2</sub> как от установленной мощности ТЭС, так и от параметров пара (см. рис. 8.2). Поэтому, как и в Китае, при построении системы бенчмаркинга газовые ТЭС не разделяются по типам генерирующих установок.

**Рисунок 8.1** Кривые бенчмаркинга по удельным выбросам CO<sub>2</sub> на газовых ТЭС в зависимости от типа оборудования



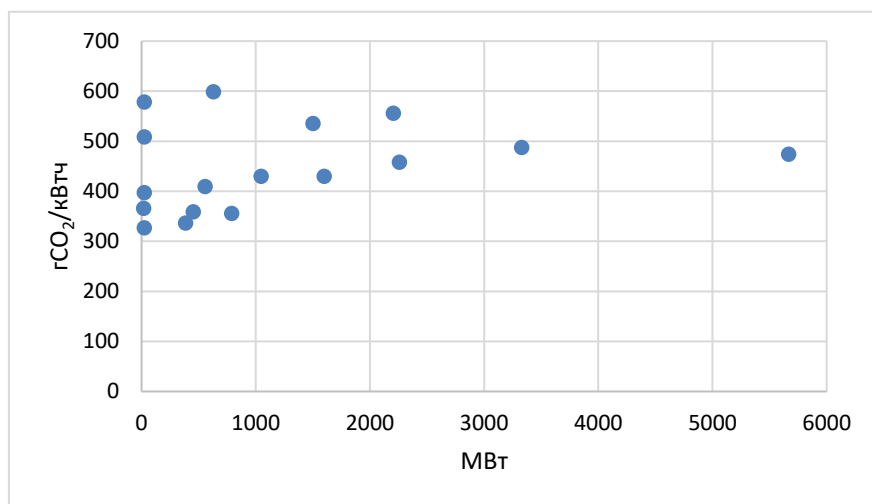
по числу ТЭС



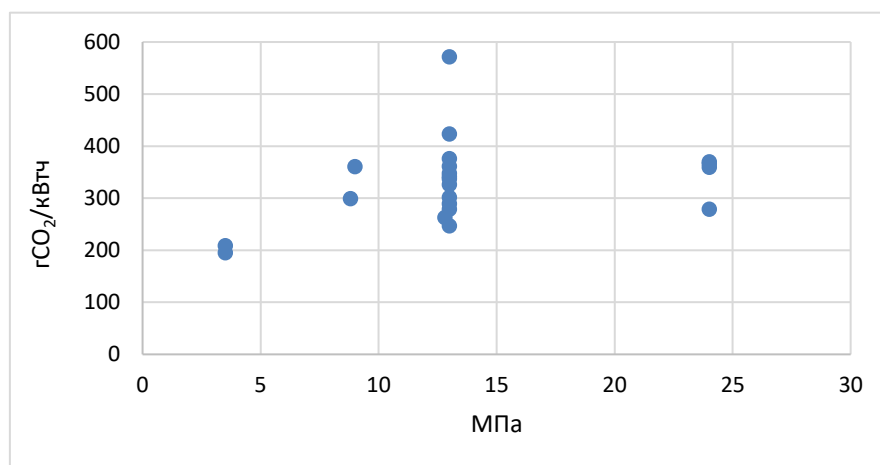
по объемам генерации

Источник: Расчеты ЦЭНЭФ-XXI по выборкам газовых ТЭС.

**Рисунок 8.2** Зависимость удельных выбросов CO<sub>2</sub> на газовых ТЭС от мощности и от параметров пара



зависимость от мощности, пропорциональный метод



зависимость от параметров пара, физический метод

Источник: Расчеты ЦЭНЭФ-XXI по выборкам газовых ТЭС.

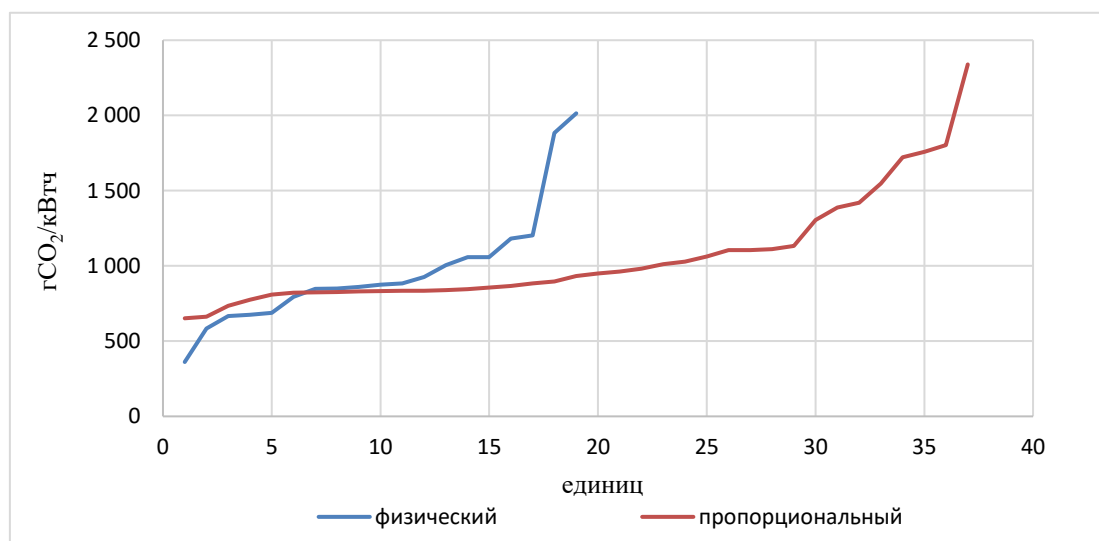
При построении системы бенчмаркинга угольные ТЭС не разделяются по типам генерирующих установок. Анализ данных по выборке из 56 угольных ТЭС показал следующее. Для большинства угольных ТЭС используемый метод разделения топлива между тепловой и электрической энергией в исходных данных не указан. По этой причине разнесение по методам было произведено ЦЭНЭФ-XXI в зависимости от значений УРУТ на выработку тепловой энергии. Полученные средневзвешенные значения для удельных выбросов CO<sub>2</sub> на производство электрической энергии составили 941 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч для физического метода и 999 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч для пропорционального метода. Однако анализ кривых бенчмаркинга (см. рис. 8.3) показал, что при использовании в качестве шкалы объемов генерации кривые бенчмаркинга почти накладываются, и между ними нет устойчивого сдвига по вертикали.

Анализ также показал отсутствие зависимости удельных выбросов для УгТЭС от установленной электрической мощности. Следуя схеме, используемой в Китае, все ТЭС были разделены на две группы: мощностью до 300 МВт и более 300 МВт. Кривые бенчмаркинга для этих групп показывают, что диапазон значений удельных выбросов

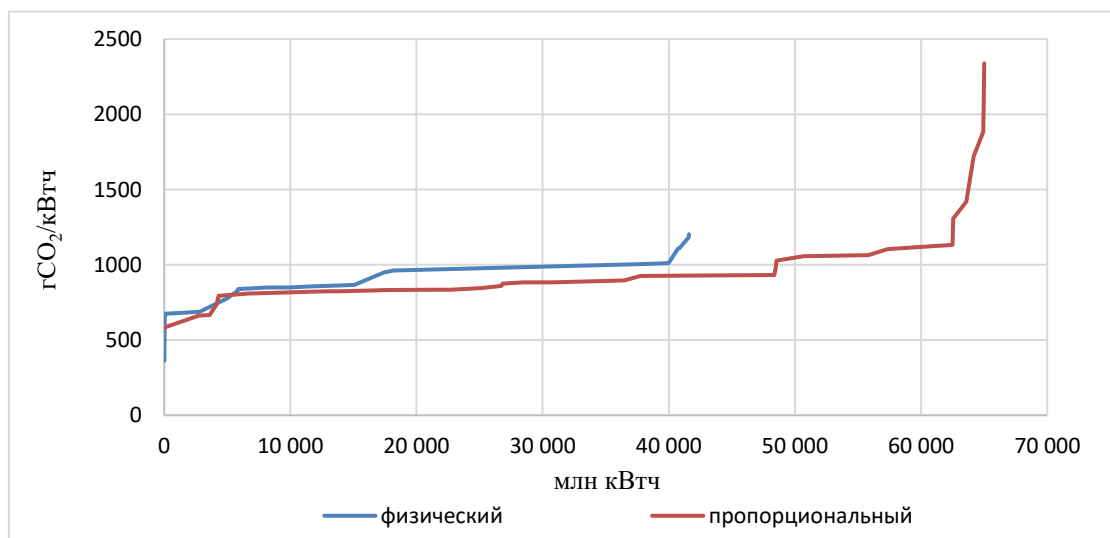
практически совпадает (см. рис. 8.4). Анализ также показал отсутствие значимой зависимости удельных выбросов для трёх групп УгТЭС с давлением пара до 9 МПа, в диапазоне 9-14 МПа и в диапазоне 14-25 МПа. Малые выборки по ТЭС с параметрами пара до 9 МПа и в диапазоне 14-25 МПа не позволяют получить надежные оценки. Кривые бенчмаркинга для всех трех групп показывают, что диапазоны значений удельных выбросов для первой и третьей групп не выходят за рамки диапазона для второй группы.

В составе мазутных ТЭС типы генерирующих установок не выделяются по причине их малого числа.

**Рисунок 8.3 Кривые бенчмаркинга удельных выбросов CO<sub>2</sub> на угольных ТЭС в зависимости от метода разделения топлива**



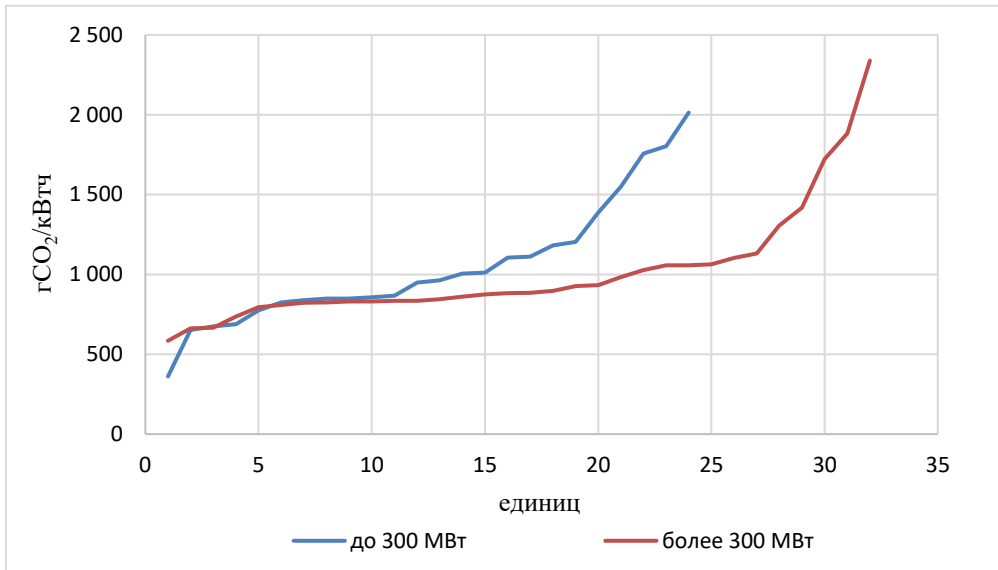
по числу ТЭС



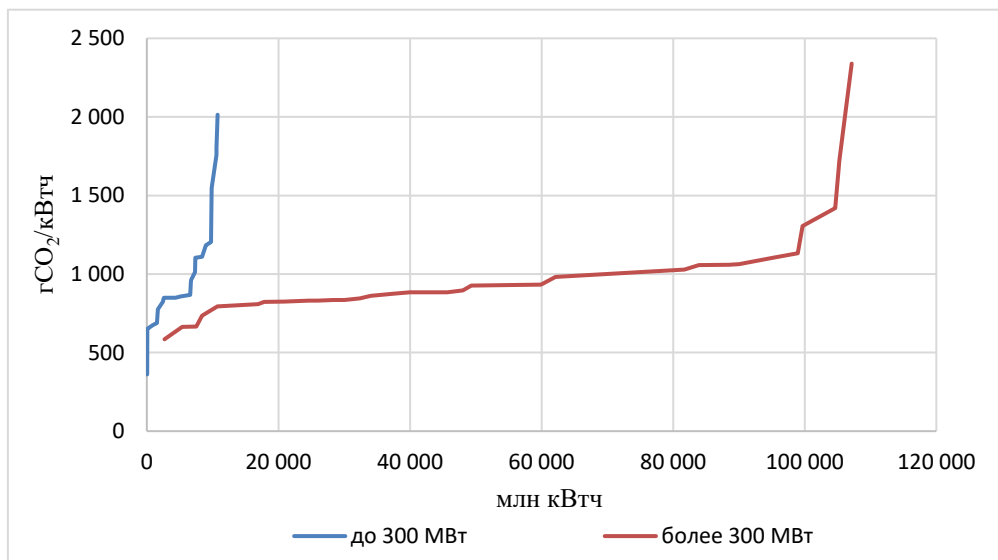
по объемам генерации

Источник: Расчеты ЦЭНЭФ-XXI по выборкам угольных ТЭС.

**Рисунок 8.4** Кривые бенчмаркинга удельных выбросов CO<sub>2</sub> на угольных ТЭС в зависимости от установленной электрической мощности



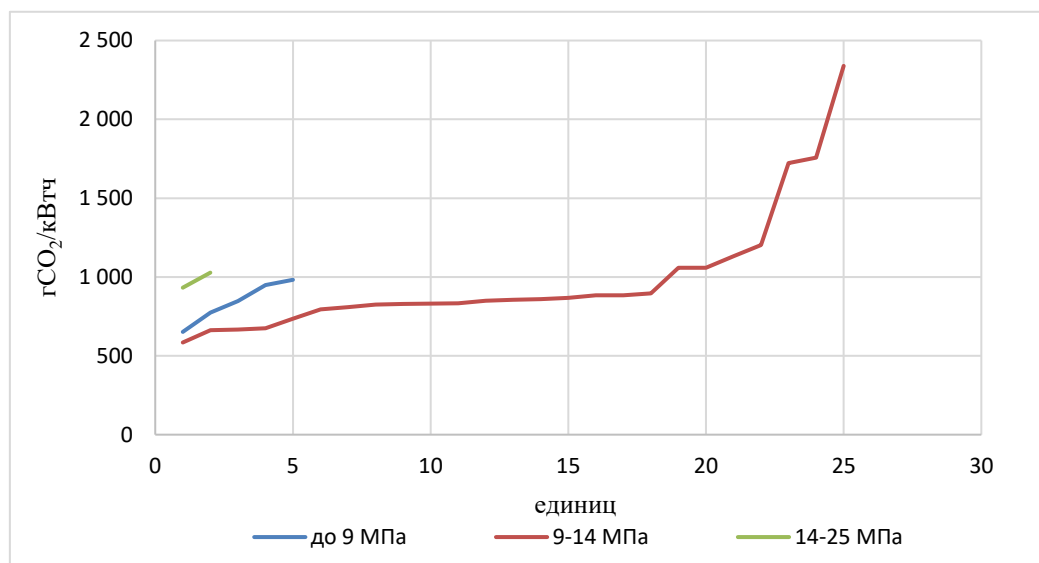
по числу ТЭС



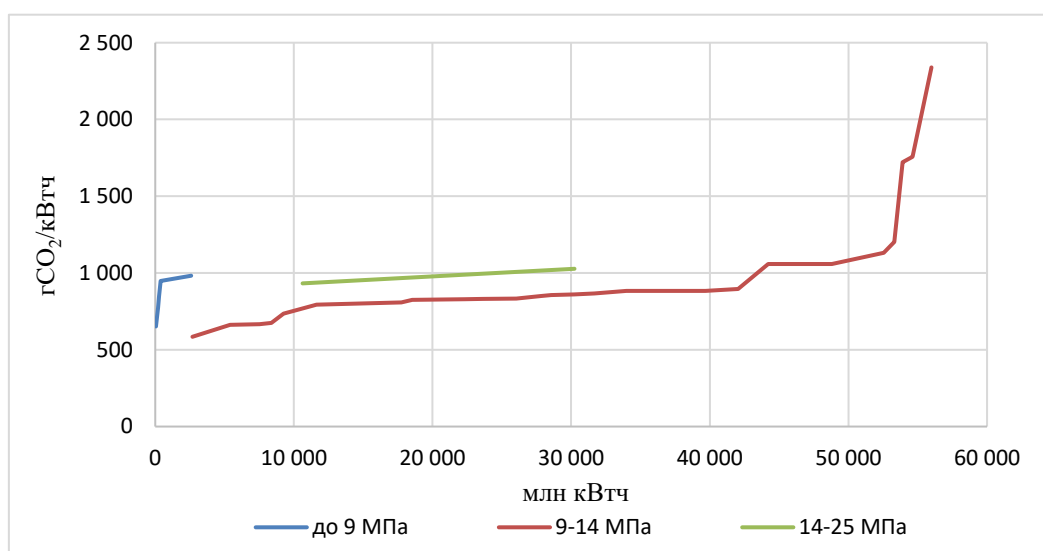
по объемам генерации

Источник: Расчеты ЦЭНЭФ-ХХІ по выборкам угольных ТЭС.

**Рисунок 8.5** Кривые бенчмаркинга по удельным выбросам CO<sub>2</sub> на угольных ТЭС в зависимости от давления пара



По числу ТЭС



По объемам генерации

Источник: Расчеты ЦЭНЭФ-XXI по выборкам угольных ТЭС.

### 8.3 Приведение показателей удельных расходов энергии и удельных выбросов ПГ в сопоставимый вид

Задача приведения показателей удельных расходов энергии и удельных выбросов ПГ в сопоставимый вид решается в несколько шагов:

- пересчет показателей использования топлива в тут;
- использование единого методологического подхода при распределении использования топлива на ТЭС на выработку электрической и тепловой энергии;
- пересчет показателей производства или отпуска электроэнергии в кВт-ч;
- пересчет показателей производства или отпуска тепловой энергии в Гкал или в кВт-ч при оценке удельных выбросов от ТЭС на суммарную выработку электрической и тепловой энергии;

- отнесение ТЭС к одной из четырех групп типологии по видам используемого топлива;
- оценка удельных выбросов по CO<sub>2</sub> или по CO<sub>2</sub>экв. с учетом выбросов метана и закиси азота;
- оценка удельных выбросов ПГ либо на выработку, либо на отпуск электроэнергии или тепловой энергии;
- оценка удельных выбросов ПГ по разным охватам (охват 1, охват 1+2 и охват 1+2+3).

#### **8.4 Особенности бенчмаркинга для отдельных видов продукции Отрасли**

С использованием программного комплекса Бенчмаркинг-ТЭС проводится бенчмаркинг шести видов продукции Отрасли:

- выработка электрической энергии;
- выработка тепловой энергии;
- выработка суммы электрической и тепловой энергии;
- отпуск электрической энергии;
- отпуск тепловой энергии;
- отпуск суммы электрической и тепловой энергии;

В п. 1) проекта закона «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» указано: «коэффициент выбросов парниковых газов квалифицированного генерирующего объекта – отношение массы выбросов парниковых газов, образующихся в результате сжигания топлива на квалифицированном генерирующем объекте для производства электрической энергии за определенный период, к количеству электрической энергии, произведенной на таком квалифицированном генерирующем объекте за такой период». То есть продуктом названа выработка электроэнергии. Однако на практике часто определяются и УРУТ, и удельные выбросы ПГ на отпуск электроэнергии, поэтому программный комплекс Бенчмаркинг-ТЭС дает возможность оценивать и эти значения.

Особенности бенчмаркинга по этим видам продукции определяются методами разнесения расходов топлива. В программном комплексе Бенчмаркинг-ТЭС используются следующие методы разнесения расходов топлива:

- заполняется пользователем программного комплекса Бенчмаркинг-ТЭС:
  - физический;
  - пропорциональный;
- рассчитывается в программном комплексе Бенчмаркинг-ТЭС:
  - метод МЭА (задается КПД выработки тепловой энергии 90%);
  - «китайский» метод (задается КПД выработки тепловой энергии на угольных ТЭС – 92-93%, а на газовых ТЭС – 100%).

Для каждого из этих методов на основе формирования кривых бенчмаркинга или на основании нормативных документов (в случае с Китаем) определяются свои эталонные значения удельных выбросов ПГ (см. пп. 8.5 и 8.6 ниже). Оценка удельных выбросов на выработку и отпуск суммы электрической и тепловой энергии не зависит от метода разнесения затрат топлива на ТЭС на производство электрической и тепловой энергии.

## 8.5 Определение эталонных значений

Важной задачей бенчмаркинга является определение эталонных значений удельных выбросов ПГ. В качестве эталонных значений в ИТС 38-2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» определены верхний и нижний уровни индикативных показателей<sup>108</sup> выбросов CO<sub>2</sub> для технологий производства электрической и тепловой энергии в соответствии с методикой ГОСТ Р 113.00.30-2023.<sup>109</sup>

Верхний уровень индикативного показателя (ИП<sub>1</sub>) определяется по формуле:

$$\text{ИП}_1 = \text{ИП}_{\max} - (\text{ИП}_{\max} - \text{ИП}_{\min}) * 0,15 \quad 8.1$$

Нижний уровень индикативного показателя (ИП<sub>2</sub>) определяется по формуле:

$$\text{ИП}_2 = \text{ИП}_{\max} - (\text{ИП}_{\max} - \text{ИП}_{\min}) * 0,6 \quad 8.2$$

где:

ИП<sub>max</sub> – максимальный удельный показатель выбросов CO<sub>2</sub> в расчете на единицу производимой энергии, определенный по результатам бенчмаркинга;

ИП<sub>min</sub> – минимальный удельный показатель выбросов CO<sub>2</sub> в расчете на единицу производимой энергии, определенный по результатам бенчмаркинга.

Результаты оценки индикативных показателей по данным кривых распределения на основе сформированных выборок по ТЭС на разных видах топлива представлены в табл. 8.2.

**Таблица 8.2 Эталонные значения удельных выбросов на выработку электроэнергии на ТЭС, CO<sub>2</sub>/кВт-ч**

	ИП <sub>1</sub>	ИП <sub>2</sub>	среднее по выборке	среднее для первого дециля	уровень, замыкающий:		
					первый дециль	первый квартиль	первые 80%
<b>Газовые ТЭС</b>							
физический метод	514,6	345,5	325,8	235,0	262,5	289,3	360,8
пропорциональный метод	587,6	433,6	447,6	334,4	346,6	397,8	474,2
метод МЭА	558,2	365,6	341,3	254,4	282,0	319,3	458,8
«китайский» метод	920,4	555,3	423,4	294,4	315,2	350,2	478,4
Бенчмарки для мира метод МЭА*	928,6	544,1	423,8	277,0	315,6	310,8	504,9
Бенчмарк для Китая					328,8		
<b>Угольные ТЭС</b>							
физический метод	1 766,1	1 022,4	940,7	572,0	675,2	860,3	1004,6
пропорциональный метод	2086,0	1 326,8	999,1	743,0	822,9	831,7	1104,0
метод МЭА	2022,7	1220,2	971,5	627,1	718,2	837,5	1062,5

<sup>108</sup> Согласно ИТС 38-2024, термин «индикативные показатели» используется для того, чтобы подчеркнуть принципиальное отличие между обязательными технологическими показателями выбросов, применяемыми в рамках природоохранного законодательства, и стимулирующими снижение углеродоемкости производства ориентировочными удельными показателями выбросов ПГ в расчете на единицу выпускаемой продукции.

<sup>109</sup> Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по разработке обязательного приложения информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям «Индикативные показатели удельных выбросов парниковых газов». Издание официальное. Москва. Российский институт стандартизации. 2023. [ГОСТ Р 113.00.30-2023 Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по разработке обязательного приложения информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям «Индикативные показатели удельных выбросов парниковых газов»](#)

«китайский» метод	2137,1	1288,1	981,4	678,6	780,8	849,5	1071,0
Бенчмарки для мира метод МЭА*	3792,6	1962,8	950,3	733,9	854,6	935,9	1312,8
Бенчмарки для Китая					791,0-824,4		
<b>мазутные ТЭС</b>							
метод станции**	5314,1	2796,5	758,6	558,6	558,6	558,6	558,6
метод МЭА	1836,1	1142,7	624,0	785,4	785,4	785,4	785,4
Бенчмарки для мира метод МЭА*	13956,9	6753,9	786,6	489,7	587,5	683,2	897,8
<b>значения из базы данных МЭА</b>							
ТЭС на биотопливе***	0	0	0	0	0	0	0
	14418,7	6922,1	1284,5	497,1	627,0	806,4	2016,0
ТЭС на отходах	2833,2	1520,3	1193,7	511,0	672,4	973,4	1485,1

\* По странам.

\*\* Метод станции – данные, по которым произведена оценка индикативных показателей, представленные в схемах теплоснабжения и схемах и программах развития электроэнергетических систем.

\*\*\* Биотопливо включает в себя как биотопливо, так и возобновляемые отходы. Коэффициент выбросов приведен для информации, поскольку выбросы CO<sub>2</sub> от биотоплива не учитываются в общем объеме выбросов CO<sub>2</sub>.

Источники: Расчеты ЦЭНЭФ-XXI по выборкам ТЭС; [IEA\\_Methodology\\_Emission\\_Factors\\_2024.pdf](#)

В выборке из четырех мазутных ТЭС доля мазута в топливном балансе варьирует от 54 до 100%. Результаты для них несопоставимы, поскольку на удельные выбросы значительно влияли параметры прочих видов топлива, используемых этими ТЭС. В качестве эталонного значения для мазутной ТЭС принято среднее значение из выборки МЭА по странам (см. главу 9). Это допустимо, поскольку расчеты по физическому методу и методу МЭА дают близкие результаты. Для ТЭС на биомассе и на отходах не удалось сформировать выборки. Поэтому в качестве эталонных значений приняты средние значения из выборки МЭА по странам мира (см. главу 9).

В Справочнике ИТС 38-2024 индикативные показатели оцениваются с применением пропорционального метода. Однако для России оценку удельных выбросов на выработку электроэнергии выгоднее делать по физическому методу, поскольку:

- он дает более низкие значения удельных выбросов на единицу электроэнергии. Это важно, потому что электроэнергия экспортируется, а тепловая энергия – нет, и кроме того, при расчете косвенных выбросов первоочередное внимание уделяется именно электроэнергии;

- он дает результаты, сопоставимые с зарубежными системами бенчмаркинга.

Анализ данных табл. 8.2 показывает несовершенство использования формул (8.1) и (8.2) для оценки индикативных показателей:

- нижний уровень индикативного показателя для всех групп ТЭС оказывается выше средних значений или близким к ним, а зачастую и превышает уровень, замыкающий первые 80% генерации;

- и нижний, и верхний уровни индикативного показателя очень сильно зависят от единичных значений ИП<sub>max</sub> и ИП<sub>min</sub> и поэтому не могут выполнять функцию устойчивых индикативных показателей.

Если в выборке из 61 газовых ТЭС убрать только одну, с самыми высокими удельными выбросами, на долю которой приходится только 0,05% генерации всеми ТЭС

из выборки, то ИП<sub>1</sub> при расчете по методу МЭА снижается с 558,2 до 539,7 CO<sub>2</sub>/кВт-ч (на 3,3%), а ИП<sub>2</sub> – с 365,6 до 356,8 CO<sub>2</sub>/кВт-ч (на 2,4%). Исключение из выборки, включающей 4 мазутных ТЭС, двух, на долю которых приходится 2,5% выработки, приводит к кратному снижению ИП<sub>1</sub>.

В зарубежной практике углеродного и энергетического регулирования в качестве эталонных значений используются другие уровни бенчмарков:

- лучший удельный показатель;
- среднее для первого дециля (ЕС);
- уровень, замыкающий первый дециль. Это значение часто называют наилучшими имеющимися технологиями (Best Available Technologies – ВАТ);
- уровень, замыкающий первый квартиль (это значение часто называют лучшими практически используемыми технологиями (ВРТ – Best Practical Technologies);
- среднее для всех предприятий;
- уровень, замыкающий первые 80% или первые 90%.

Эти значения для выборок газовых, угольных и мазутных ТЭС России показаны в табл. 8.2. Их преимущество – устойчивость при изменении размера и состава выборки.

Сравнение удельных выбросов для российских газовых и угольных ТЭС при их оценке по «китайскому» методу с эталонными значениями, используемыми в системе торговли квотами на выбросы в Китае, показывает, что они несколько выше значений, замыкающих первый дециль, но ниже значений, замыкающих первый квартиль. На этом основании можно сделать вывод, что эталонные значения в Китае определяются не выше значений для ТЭС, замыкающей первый квартиль по генерации электроэнергии. В системах бенчмаркинга ЕС в качестве эталона используются средние значения для первого дециля.

Для ТЭС со смешанными видами топлива эталонные значения определяются как средневзвешенная эталонных значений для ТЭЦ на отдельных видах топлива по выражению (8.21), см. раздел 8.6.

Эталонные значения для удельных выбросов ПГ на ТЭС при производстве тепловой энергии не устанавливаются.

Показатель удельных выбросов ПГ в расчете на суммарную выработку электрической и тепловой энергии на ТЭС является наиболее адекватным показателем для бенчмаркинга ТЭС по критерию углеродоёмкости продукции. Эталонные значения для удельных выбросов ПГ в расчете на суммарную выработку электрической и тепловой энергии на ТЭС не зависят от метода разнесения затрат топлива, поэтому для каждой группы ТЭС в табл. 8.3 устанавливается только одно значение для каждого вида эталонного показателя. Для выборок газовых и угольных ТЭС нижние уровни индикативного показателя (ИП<sub>2</sub>) оказались выше среднего значения. Это не соответствует параметрам НДТ и недостаточно стимулирует снижение удельных выбросов на ТЭС. Значение верхнего уровня индикативного показателя (ИП<sub>1</sub>) превышает значения для уровня, замыкающего первые 80% в выборке. Это недостаточно стимулирует модернизацию или вывод из эксплуатации самых углеродоёмких ТЭС.

**Таблица 8.3 Эталонные значения удельных выбросов на суммарную выработку электрической и тепловой энергии на ТЭС, CO<sub>2</sub>/кВт-ч**

	ИП <sub>1</sub>	ИП <sub>2</sub>	средне е по выбор ке	среднее для первого дециля	уровень, замыкающий:		
					первый дециль	первый квартил ь	первы е 80%
<b>по выборкам российских ТЭС</b>							
Газовые ТЭС	521,1	353,3	337,0	226,8	241,1	265,2	430,0
Угольные ТЭС	1290,8	780,8	713,6	379,2	420,3	506,5	1006,4
Мазутные ТЭС	495,7	405,5	426,8	390,7	390,7	390,7	390,7
<b>значения из базы данных МЭА</b>							
Мазутные ТЭС	1945,8	1050,9	710,7	372,8	425,2	600,0	887,1
ТЭС на биотопливе*	0	0	0	0	0	0	0
	14417, 7	6918,3	1070,0	443,9	507,3	642,4	2027,6
ТЭС на отходах	1884,7	1073,1	803,0	400,8	444,0	613,4	1278,7
<b>по странам ЕС (2020 г.)</b>							
Все ТЭС	617,6	389,6	466,8	228,6	334,8	366,6	522,2

\* Биотопливо включает в себя как биотопливо, так и возобновляемые отходы. Коэффициент выбросов приведен для информации, поскольку выбросы CO<sub>2</sub> от биотоплива не учитываются в общем объеме выбросов CO<sub>2</sub>.

Источники: Расчеты ЦЭНЭФ-XXI по выборкам ТЭС; [IEA Methodology Emission Factors 2024.pdf](#); ISPRA. 2022. Efficiency and decarbonization indicators for total energy consumption and power sector. Comparison among Italy and the biggest European countries. Reporti 366/2022.

## **8.6 Методики оценки удельных расходов энергии и удельных выбросов ПГ в программном комплексе «Бенчмаркинг – ТЭС»**

1. Основой методики оценки удельных расходов энергии и удельных выбросов ПГ в программном комплексе «Бенчмаркинг – ТЭС» является Приказ Минприроды России от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов», в частности, следующие разделы:

- Раздел II. Порядок количественного определения объема выбросов парниковых газов в организациях;

- Приложение № 1 к Методике количественного определения объема выбросов парниковых газов, утвержденной приказом Минприроды России от 27.05.2022 № 371. Категории источников выбросов и парниковые газы;

- Приложение № 2 к Методике количественного определения объема выбросов парниковых газов, утвержденной приказом Минприроды России от 27.05.2022 № 371. Методы расчета количественного определения объема выбросов парниковых газов по категориям источников.

2. Исходными данными для количественного определения удельных выбросов парниковых газов от ТЭС являются:

- данные по объемам производства на ТЭС и отпуска от ТЭС электрической и тепловой энергии и расходов электрической и тепловой энергии на собственные нужды;

- данные по объемам использования топлива на ТЭС в т.ч. по видам топлива, перечисленным в Приложении 1 и в Таблице 1.1 Приложения 2 к Методике количественного определения объема выбросов парниковых газов, Перевод потребляемого топлива из натуральных единиц в т.ч. производится пользователями самостоятельно с применением коэффициентов перевода расхода топлива в энергетические единицы, указанные в Таблице 1.1 Приложения 2;

- разделение объемов расхода топлива на производство электрической и тепловой энергии по физическому и пропорциональному методам;

- объемы захвата и захоронения углерода от ТЭС;

- собственные оценки предприятия удельных расходов энергии и удельных выбросов ПГ при производстве электрической и тепловой энергии по ТЭС.

3. Данные и параметры, подлежащие периодической актуализации в программном комплексе «Бенчмаркинг – ТЭС»:

- кривые бенчмаркинга по удельным расходам энергии и удельным выбросам ПГ при производстве электрической и тепловой энергии по ТЭС на разных видах топлива и использующих разные виды оборудования согласно типологии ТЭС, используемой в программном комплексе «Бенчмаркинг – ТЭС»;

- КПД производства тепловой энергии, используемые в зарубежных схемах бенчмаркинга ТЭС по удельным выбросам ПГ при использовании метода с фиксированной эффективностью генерации тепловой энергии;

- уровни бенчмарков по удельным выбросам ПГ при производстве электрической и тепловой энергии на электростанциях, используемые в зарубежных схемах бенчмаркинга ТЭС по удельным выбросам ПГ;

- коэффициенты выбросов ПГ для разных видов топлива согласно Таблице 1.1 Приложения 2;

- потенциалы глобального потепления для ПГ (метана и закиси азота), используемые для приведения количества выбросов различных парниковых газов к единой величине – тоннам CO<sub>2</sub>экв. Согласно Распоряжению Правительства РФ от 04.04.2025 № 805-р, выбросы метана переводятся в эквивалент CO<sub>2</sub> с коэффициентом 28, а выбросы закиси азота – с коэффициентом 265.<sup>110</sup>

4. Оценка прямых (охват 1) выбросов ПГ от ТЭС проводится по формуле:

---

<sup>110</sup> 0A?>@O65=85 ~@028B5:LAB20 \$ >B 04 04 2025 805 @.pdf

$$EMD_{ghg} = \sum_{i=0}^3 \sum_{j=0}^n FC_j * EF_{ij} * GWP_i \quad 8.3$$

где:

$EMD_{ghg}$  – прямые выбросы ПГ ( $CO_2$  только при  $i=1$ ) от стационарного сжигания топлива на ТЭС;

$FC_j$  – объем сжигания топлива  $j$  на ТЭС в тут;

$EF_{ij}$  – коэффициент выбросов парникового газа  $i$  ( $CO_2$  только при  $i=1$ ) от сжигания топлива  $j$  (т/тут) согласно данным Таблицы 1.1 Приложения 2 к Методике количественного определения объема выбросов парниковых газов;

$GWP_i$  – потенциал глобального потепления (GWP, global warming potential) для парникового газа  $i$ ;

$i$  – вид парникового газа. Расчет ведется или только по  $CO_2$  при  $i=1$ , или по трем ПГ ( $CO_2$ ,  $CH_4$  и  $N_2O$ );

$j$  – вид сжигаемого топлива;

$n$  – количество видов сжигаемого топлива.

5. Оценка прямых удельных выбросов ПГ на суммарное производство (отпуск) электрической и тепловой энергии проводится по формуле:

$$EF_{el+h} = EMD_{ghg} / (EL + H * k) \quad 8.4$$

где:

$EF_{el+h}$  – прямые удельные выбросы ПГ на суммарное производство (отпуск) электрической и тепловой энергии;

$EMD_{ghg}$  – прямые выбросы от стационарного сжигания топлива на ТЭС;

$EL$  – выработка или отпуск электрической энергии от ТЭС (в кВт-ч);

$H$  – выработка или отпуск тепловой энергии от ТЭС (в Гкал);

$k$  – коэффициент пересчета Гкал в кВт-ч.

6. Оценка сжигания топлива на ТЭС на производство тепловой и электрической энергии при использовании метода  $m$  для разнесения объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии проводится по формулам (8.5) и (8.6):

$$FC_{hm} = H * \eta_{hm} \quad 8.5$$

$$FC_{elm} = \sum_{j=0}^n FC_j - FC_{hm} \quad 8.6$$

где:

$FC_{hm}$  – сжигание топлива на ТЭС на производство тепловой энергии, определенное по методу  $m$  для разнесения объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии;

$H$  – выработка или отпуск тепловой энергии от ТЭС;

$FC_{elm}$  – сжигание топлива на ТЭС на производство электрической энергии, определенное по методу  $m$  для разнесения объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии;

$\eta_h$  - КПД производства тепловой энергии на ТЭС (брутто – при использовании в качестве  $H$  выработки тепловой энергии от ТЭС и нетто – при использовании в качестве  $H$  отпуска тепловой энергии). Этот параметр определяется пользователем самостоятельно при распределении топлива физическим или пропорциональным методами или задается при использовании метода с фиксированной эффективностью генерации тепловой энергии;

$FC_j$  – сжигание топлива  $j$  на ТЭС в тут;

n – количество видов сжигаемого топлива.

7. Оценка УРУТ на производство (отпуск) электрической и тепловой энергии проводится по формулам (8.7) и (8.8):

$$SFC_{elm} = FC_{elm}/El \quad 8.7$$

$$SFC_{hm} = FC_{hm}/H \quad 8.8$$

где:

$FC_{elm}$  – сжигание топлива на ТЭС на производство электрической энергии, определенное по методу m для разнесения объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии;

$FC_{hm}$  – сжигание топлива на ТЭС на производство тепловой энергии, определенное по методу m для разнесения объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии;

El – выработка или отпуск электрической энергии от ТЭС;

H – выработка или отпуск тепловой энергии от ТЭС.

8. Оценка удельных прямых выбросов ПГ на производство (отпуск) электрической и тепловой энергии проводится по формулам (8.9-8.12):

$$SEMD_{ghg-elm} = FC_{elm} * SEMD_{ghg}/El \quad 8.9$$

$$SEMD_{ghg-hm} = FC_{hm} * SEMD_{ghg}/H \quad 8.10$$

$$SEMD_{ghg} = EMD_{ghg}/FC \quad 8.11$$

$$F = \sum_{j=0}^n FC_j \quad 8.12$$

где:

$SEMD_{ghg-elm}$  – удельные прямые выбросы ПГ на производство (отпуск) электрической энергии, определенные по методу m для разнесения объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии;

$SEMD_{ghg-hm}$  – удельные прямые выбросы ПГ на производство (отпуск) тепловой энергии, определенные по методу m для разнесения объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии;

$FC_{elm}$  – сжигание топлива на ТЭС на производство электрической энергии, определенное по методу m для разнесения объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии;

$FC_{hm}$  – сжигание топлива на ТЭС на производство тепловой энергии, определенное по методу m для разнесения объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии;

$SEMD_{ghg}$  – средний коэффициент выбросов парниковых газов на ТЭС в расчете на объем сожженного на ТЭС топлива;

El – выработка или отпуск электрической энергии от ТЭС;

H – выработка или отпуск тепловой энергии от ТЭС;

$EMD_{ghg}$  – прямые выбросы ПГ ( $CO_2$  только при  $i=1$ ) от стационарного сжигания топлива на ТЭС;

FC – объем сжигания топлива j на ТЭС в тут.

9. Оценка удельных косвенных выбросов охвата 2 (топливного цикла) на производство (отпуск) электрической и тепловой энергии для ТЭС типа v при использовании метода m для разнесения объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии проводится по формуле:

$$SEMIND_{elmv} = SFC_{elmv} * \sum_{n=1}^4 \sum_i Em_{ijn} * GWP_i / (ACT_{jn} * k_{jn}) \quad 8.13$$

где:

$SEMIND_{elmv}$  – удельные косвенные выбросы охвата 2 (топливного цикла) на производство (отпуск) электрической и тепловой энергии для ТЭС типа  $v$  при использовании метода  $m$  для разнесения объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии;

$SFC_{elmv}$  – УПУТ для выработки электроэнергии на ТЭС типа  $v$  при использовании метода  $m$  для разнесения объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии, использующих топливо вида  $j$ ;

$Em_{ijn}$  – выбросы ПГ  $i$  для группы процессов топливного цикла  $n$  для топлива вида  $j$ ;

$GWP_i$  – потенциал глобального потепления для ПГ  $i$ ;

$ACT_{jn}$  – объем экономической деятельности для группы процессов топливного цикла  $n$  (добыча, переработка, потери и транспорт) для топлива вида  $j$  в процессе топливного цикла  $n$ ;

$k_{jn}$  – коэффициент пересчета в условное топливо объема экономической деятельности для группы процессов топливного цикла  $n$  для энергоносителя вида  $j$ ;

$n$  – процесс топливного цикла (добыча, переработка, потери и транспорт);

$j$  – основной вид топлива для ТЭС типа  $v$ ;

Значения множителя  $\sum_{n=1}^4 \sum_i Em_{ijn} * GWP_j / (ACT_{jn} * k_{jn})$  в выражении (8.13) приняты равными (гСО<sub>2</sub>экв/гут): для угля – 0,2925; для нефтепродуктов – 0,3656; для природного газа – 0,2032 (см. раздел 8.7).

10. Оценка суммарных удельных выбросов по охватам 1+2 и 1+2+3 на производство (отпуск) электрической энергии для ТЭС типа  $v$  при использовании метода  $m$  для разнесения объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии проводится по формулам (8.14) и (8.15):

$$SEM1 + 2_{ghg-elm} = SEMD_{ghg-elm} + SEMIND_{elmv} \quad 8.14$$

$$SEM1 + 2 + 3_{ghg-elm} = SEMD_{ghg-elm} + SEMIND_{elmv} + SEMEMB_{elv} \quad 8.15$$

где:

$SEM1 + 2_{ghg-elm}$  – удельные выбросы по охватам 1+2 на производство (отпуск) электрической энергии для ТЭС типа  $v$  при использовании метода  $m$  для разнесения объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии;

$SEM1 + 2 + 3_{ghg-elm}$  – удельные выбросы по охватам 1+2+3 на производство (отпуск) электрической энергии для ТЭС типа  $v$  при использовании метода  $m$  для разнесения объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии;

$SEMD_{ghg-elm}$  – удельные прямые выбросы ПГ на производство (отпуск) электрической энергии, определенные по методу  $m$  для разнесения объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии;

$SEMIND_{elmv}$  – удельные косвенные выбросы охвата 2 (топливного цикла) на производство (отпуск) электрической и тепловой энергии для ТЭС типа  $v$  при использовании метода  $m$  для разнесения объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии;

$SEMEMB_{elv}$  – выбросы, воплощенные в строительных конструкциях и оборудовании ТЭС, а также связанные с выводом ТЭС из эксплуатации и утилизацией соответствующих отходов. В качестве воплощенных выбросов ПГ используются следующие среднемировые значения из базы данных МЭА (гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч):<sup>111</sup> угольные ТЭС -15; ТЭС на нефтепродуктах –9; газовые ТЭС – 4 (см. раздел 8.8).

11. Расчет индикативных показателей для ТЭС, использующих разные виды топлива и с разными типами оборудования, проводится по формулам (8.16) и (8.17).

Верхний уровень индикативного показателя (ИП1) определяется по формуле:

$$ИП1_{ghg-elmv} = SEMD_{ghg-elmv}max - (SEMD_{ghg-elmv}max - SEMD_{ghg-elmv}min) * 0,15 \quad 8.16$$

Нижний уровень индикативного показателя (ИП2) определяется по формуле:

$$ИП2_{ghg-elmv} = SEMD_{ghg-elmv}min - (SEMD_{ghg-elmv}max - SEMD_{ghg-elmv}min) * 0,6 \quad 8.17$$

где:

$ИП1_{ghg-elmv}$  – максимальный удельный показатель выбросов СО<sub>2</sub> в расчете на единицу производимой (отпущенной) электроэнергии, определенный по результатам бенчмаркинга для ТЭС типа v, использующих конкретный вид топлива и конкретный тип оборудования;

$ИП2_{ghg-elmv}$  – минимальный удельный показатель выбросов СО<sub>2</sub> в расчете на единицу производимой (отпущенной) электроэнергии, определенный по результатам бенчмаркинга для ТЭС типа v, использующих конкретный вид топлива и конкретный тип оборудования;

$SEMD_{ghg-elmv}max$  – максимальное значение на кривой бенчмаркинга удельных прямых выбросов ПГ на производство (отпуск) электрической энергии, определенных по методу m для разнесения сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии для ТЭС типа v;

$SEMD_{ghg-elmv}min$  – минимальное значение на кривой бенчмаркинга удельных прямых выбросов ПГ на производство (отпуск) электрической энергии, определенных по методу m для разнесения объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии для ТЭС типа v.

В случае отнесения ТЭС к группе ТЭС со смешанными видами топлива расчет индикативных показателей осуществляется по формулам (8.18) и (8.19).

Верхний уровень индикативного показателя (ИП1) определяется по формуле:

$$ИП1_{ghg-elmv} = \sum_{v=1}^r ИП1_{ghg-elmv} * FC_j / \sum_{j=0}^n FC_j \quad 8.18$$

Нижний уровень индикативного показателя (ИП2) определяется по формуле:

$$ИП2_{ghg-elmv} = \sum_{v=1}^r ИП2_{ghg-elmv} * FC_j / \sum_{j=0}^n FC_j \quad 8.19$$

где:

$FC_j$  – сжигание топлива j на ТЭС в тут;

j – вид сжигаемого топлива;

n – количество видов сжигаемого топлива.

12. Расчет бенчмарков (эталонных значений) удельных выбросов ПГ (СО<sub>2</sub>) на единицу производимой (отпущенной) электроэнергии для ТЭС для разных видов топлива и типов оборудования проводится следующим образом.

<sup>111</sup> Источник: построено ЦЭНЭФ-XXI по данным IEA. 2024. Life Cycle Upstream Emission Factors 2024. Database documentation [IEA upstream lifecycle emission factors\\_2024.pdf](#)

Для ТЭС с доминирующим видом топлива в качестве эталонных значений прямых удельных выбросов ПГ (CO<sub>2</sub>) на единицу производимой (отпущенной) электроэнергии могут использоваться:

- индикативные показатели (ИП1 и ИП2);
- среднее значение для первого дециля на кривой бенчмаркинга по удельным прямым выбросам ПГ на производство (отпуск) электрической энергии, определенным по методу *m* при разнесении объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии:

$$SEMD_{ghg-elmv} benchmark = \sum_{p=1}^s SEMDp_{ghg-elmv} * EL_p / \sum_{p=1}^s EL_p \quad 8.20$$

где:

$SEMD_{ghg-elmv} benchmark$  – эталонное значение удельных выбросов ПГ (CO<sub>2</sub>) в расчете на единицу производимой (отпущенной) электроэнергии от ТЭС типа *v* (по видам топлива и типам оборудования);

$SEMDp_{ghg-elmv}$  – значение удельных прямых выбросов ПГ на производство (отпуск) электрической энергии, определенные по методу *m* для разнесения объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии для ТЭС типа *v* на ТЭС *p*, входящих в первый дециль по выработке электроэнергии на кривой бенчмаркинга;

$EL_p$  – выработка (отпуск) электроэнергии на ТЭС *p*, входящей в первый дециль по выработке электроэнергии на кривой бенчмаркинга;

*s* – число ТЭС, вошедших в первый дециль по выработке электроэнергии на кривой бенчмаркинга;

- уровень, замыкающий первый дециль на кривой бенчмаркинга по удельным прямым выбросам ПГ на производство (отпуск) электрической энергии, определенным по методу *m* при разнесении объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии -  $SEMD_{ghg-elmv} max-10\%$ ;

- уровень, замыкающий первый квартиль на кривой бенчмаркинга по удельным прямым выбросам ПГ на производство (отпуск) электрической энергии, определенным по методу *m* при разнесении объемов сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии –  $SEMD_{ghg-elmv} max-25\%$ ;

- уровень, замыкающий первые 80% на кривой бенчмаркинга по удельным прямым выбросам ПГ на производство (отпуск) электрической энергии, определенным по методу *m* при разнесении сжигания топлива на производство электрической и тепловой энергии -  $SEMD_{ghg-elmv} max-80\%$ .

Для ТЭС со смешанными видами топлива эталонные значения определяются как средневзвешенные эталонных значений для отдельных видов топлива по формуле:

$$\text{ЭТ}_{\text{тэс-см}} - \text{см} = \sum_{j=1}^n \text{ЭТ}_j * d_j \quad 8.21$$

где:

$\text{ЭТ}_{\text{тэс-см}} - \text{см}$  – эталонное значение для ТЭС со смешанными видами топлива;

$\text{ЭТ}_j$  – эталонное значение для ТЭС, использующей топливо *j*;

$d_j$  – доля топлива *j* в топливном балансе ТЭС;

*n* – количество видов сжигаемого топлива.

13. Расчет индикативных показателей и эталонных значений для ТЭС, использующих разные виды топлива и с разными типами оборудования по охватам 1+2 и 1+2+3, проводится по формулам, показанным в пп. 11 и 12.

## **8.7 Оценка косвенных выбросов ПГ, порождаемых процессами добычи, переработки и транспортировки топлива на ТЭС**

### **8.7.1 Методические подходы и источники данных**

Косвенные выбросы ПГ (выбросы топливного цикла) оцениваются для четырех групп процессов: добыча топлива, потери топлива, переработка топлива и транспорт топлива. МЭА в базе данных Life Cycle Upstream Emission Factors 2024 Database<sup>112</sup> приводит оценки удельных косвенных выбросов ПГ для разных стран, включая Россию. Задача данного раздела – получить оценки косвенных выбросов ПГ на единицу используемого на ТЭС топлива для России и сравнить их с оценками МЭА. Важно отметить, что параметр  $Em_{ijn}$  в формуле (8.13) может включать как прямые выбросы от сжигания или утечек топлива, так и выбросы от используемых в этих процессах электрической и тепловой энергии. Чтобы избежать путаницы с названием «косвенные», назовем их «косвенные (ЭЭ+ТЭ)».

Удельные косвенные выбросы ПГ на 1 кВт-ч определяются умножением удельных косвенных выбросов в расчете на 1 гут конкретного вида топлива на УРУТ для выработки электроэнергии на конкретной ТЭС, работающей на этом виде топлива. Чем выше УРУТ для ТЭС, тем выше не только прямые, но и косвенные выбросы ПГ.

Результаты оценки косвенных выбросов от топливного цикла зависят как от набора процессов топливного цикла, так и от полноты и границ учета источников выбросов ПГ для каждого из этих процессов. Приведенные ниже оценки косвенных выбросов ПГ для ТЭС России получены на базе трех методических подходов и соответствующих им источников данных с использованием:

- данных Национальной инвентаризации выбросов ПГ за 2022 г.<sup>113</sup> Этот источник позволяет учесть только прямые выбросы в процессах топливного цикла;
- созданной ЦЭНЭФ-XXI для Минэкономразвития России системы оценки вклада технологического фактора в повышение энергоэффективности и в динамику выбросов ПГ в секторе «энергетика» России (модель МТФК-16-80-ПГ). Использование этого инструмента позволяет учесть не только прямые выбросы в процессах топливного цикла, но и выбросы от используемых в этих процессах электрической и тепловой энергии;<sup>114</sup>
- матрицы полных коэффициентов расхода энергии в ТЭК (схема «русская матрица»). Использование этого подхода позволяет учесть максимальный объем

<sup>112</sup> IEA. 2024. Life Cycle Upstream Emission Factors 2024 Database documentation [IEAupstreamlifecyclemissionfactors\\_2024.pdf](#)

<sup>113</sup> Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов парниковых газов из источников и их абсорбции поглотителями за 1990 – 2022 гг. Москва 2024.

<sup>114</sup> Bashmakov Igor, Anna Myshak, Vladimir A. Bashmakov, Vladimir I. Bashmakov, Konstantin Borisov, Maxim Dzedzichuk, Alexey Lunin, Oleg Lebedev, Tatiana Shishkina. Russian energy balance, energy efficiency, and energy-related GHG emission accounting system // Energy Efficiency, 2023. DOI: 10.1007/s12053-023-10132-6; Башмаков, И.А., Мышак, А.Д., Башмаков, В.А., Башмаков, В.И., Борисов, К.Б., Дзедзичек, М.Г., Лунин А.А., Лебедев, О.В., Шишкина Т.Б. Оценка вклада технологического фактора в повышение энергоэффективности и в динамику выбросов ПГ в секторе «энергетика» России, Фундаментальная и прикладная климатология, т. 9, № 4, 2023. С. 210-248, doi:10.21513/2410-8758-2023-4-210-248

косвенных выбросов ПГ по технологическим цепочкам выработки электроэнергии на ТЭС.

Каждый из этих трех методических подходов имеет свои преимущества и недостатки. Методология МЭА использует первый подход и так же, как и использование данных Национального доклада, не позволяет учесть выбросы ПГ, сопряженные с потреблением электрической и тепловой энергии в процессах топливного цикла. Таким образом, использование этих данных дает заниженные оценки косвенных выбросов ПГ, порождаемых процессами добычи, переработки и транспортировки топлива на ТЭС.

Второй методический подход позволяет оценить косвенные выбросы с более высоким уровнем детализации, полноты, а значит, и точности. В отличие от первого, он учитывает выбросы ПГ от используемой электрической и тепловой энергии в процессах топливного цикла, но все же не полностью учитывает косвенные выбросы ПГ на предшествующих стадиях технологической цепочки.

Третий методический подход позволяет наиболее полно отразить косвенные эффекты, но не охватывает такие источники выбросов, как утечки и сжигание газа в факелах, и имеет меньший уровень детализации анализа.

### **8.7.2 Оценка на основе данных Национального кадастра ПГ**

Для оценки на основе данных Национального кадастра ПГ используются данные об объемах выбросов трех ПГ ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  и  $\text{N}_2\text{O}$ ), показанные в разделах 1.А и 1.В электронных таблиц, представленных в рамках отчетности России в РКИК, и отраженные в Национальном докладе о кадастре антропогенных выбросов парниковых газов из источников и их абсорбции поглотителями за 1990 – 2022 гг. Согласно Распоряжению Правительства РФ от 04.04.2025 № 805-р, выбросы метана переводятся в эквивалент  $\text{CO}_2$  с коэффициентом 28, а выбросы закиси азота – с коэффициентом 265. По каждой позиции суммируются выбросы трех ПГ. Затем они делятся на объемы экономической активности в процессах топливного цикла (преимущественно на объемы добычи или переработки топлива), и определяются удельные выбросы в расчете на 1 т топлива или на  $1000 \text{ м}^3$  природного газа. Следующий шаг – оценка удельных выбросов в расчете на 1 туг. В Национальном докладе о кадастре антропогенных выбросов парниковых газов выбросы, сопряженные с добычей нефти и газа, не разделяются. Поэтому удельные выбросы оценены как усредненные значения делением на сумму добычи нефти и газа в туг.

Для оценки выбросов, сопряженных с транспортом топлива, на базе данных Росстата<sup>115</sup> была оценена доля перевозки разных видов топлива в структуре перевозок грузов железнодорожным и водным транспортом. Поскольку на трубопроводном транспорте 95% сопряжено с выбросами и утечками в газопроводном транспорте, все выбросы были отнесены на природный газ. Все виды топлива транспортируются до ТЭС. Дистанции могут быть разные. В данной работе в целях упрощения оценены удельные выбросы на транспорте топлива делением объемов выбросов ПГ в процессах транспортировки на объемы добычи топлив. Тем самым принимается допущение, что все добытое топливо транспортируется, а средняя дистанция транспорта топлива до ТЭС равна средней дистанции транспорта этого вида топлива до всех потребителей.

---

<sup>115</sup> Транспорт в России 2024.

Результаты расчетов показаны в табл. 8.4. На основе описанного алгоритма расчетов на базе данных Национального доклада о кадастре антропогенных выбросов парниковых газов получены следующие значения косвенных выбросов (гСО<sub>2</sub>экв/гут):

- уголь – 0,2713;
- нефтепродукты – 0,2075;
- природный газ – 0,1652.

Для иллюстрации в табл. 8.4 оценены объемы косвенных выбросов для ТЭС на угле, нефтепродуктах и на природном газе при условии, что для первых двух групп ТЭС КПД выработки электроэнергии равен 36%, а для газовых – 40%. При этих допущениях получаются следующие значения косвенных выбросов топливного цикла (гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч):

- уголь – 92,72;
- нефтепродукты – 70,88;
- природный газ – 50,01.

**Таблица 8.4 Оценка косвенных выбросов ПГ (топливного цикла) для разных видов используемого на ТЭС топлива по данным Национального доклада о кадастре антропогенных выбросов парниковых газов. 2022 год**

Источники выбросов ПГ	Актив-ность	Выбросы ПГ, тыс. тСО <sub>2</sub> экв				Удельные выбросы		УРУТ гУТ/кВт-ч	Косвенные выбросы гСО <sub>2</sub> экв/кВт-ч <sup>4</sup>
		CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	Всего	тСО <sub>2</sub> экв/т	тСО <sub>2</sub> экв/гУТ		
		тыс. т			тыс. тСО <sub>2</sub> экв				
Уголь									
1.А.1.с.i. Производство твердого топлива	424333 <sup>1</sup>	1461,55	0,03	0,00	1463,347	0,0033	0,0049	341,67	1,68
1. В. 1. а. Утечки в процессах добычи и переработки угля	424333 <sup>1</sup>		2736,51		76622,17	0,1728	0,2579	341,67	88,12
1.А.3.с. Железно-дорожный	28% <sup>2</sup>	7678,61	0,43	2,95	2372,59	0,0056	0,0083	341,67	2,85
1.А.3.d. Внутренний водный	3,5% <sup>2</sup>	1614,81	0,15	0,04	57,06	0,0001	0,0002	341,67	0,07
<b>Итого</b>							<b>0,2713</b>		92,72
Нефть и нефтепродукты									
1.А.1.с.ii. Добыча нефти и газа	1532360 <sup>3</sup>	45399,97	1,18	0,17	45479,33		0,0297	341,67	10,14
1.А.1.b. Переработка нефти	313305 <sup>1</sup>	32463,55	1,66	0,27	32582,14	0,1040	0,0901	341,67	30,79
1.А.3.с. Железно-дорожный	17% <sup>2</sup>	7678,61	0,43	2,95	1440,50	0,0017	0,0012	341,67	0,41
1.А.3.d. Внутренний водный	12,6% <sup>2</sup>	1614,81	0,15	0,04	205,42	0,0002	0,0002	341,67	0,06
1.В.2.с.ii.1. Сжигание в факелах	532734 <sup>1</sup>	56690,4	318,37	0,47	65729,95	0,1234	0,0863	341,67	29,48
<b>Итого</b>							<b>0,2075</b>		70,88
Природный газ									
1.А.1.с.ii. Добыча нефти и газа	1532360 <sup>3</sup>	45399,97	1,18	0,17	45479,33		0,0297	341,67	10,14
1.В.2.b. Утечки в системах транспорта и распределения	542 260	36,15	1816,89		50909,12	0,0939	0,0657	341,67	22,43
1.В.2.с.ii.2. Сжигание в факелах	667722 <sup>1</sup>	335,33	0,06	0,03	344,19	0,0005	0,0004	307,50	0,14
1.А.3.e.i. Трубопроводный	100% <sup>2</sup>	43318,56	0,80	0,08	433612,00	0,0649	0,0563	307,5	17,30
<b>Итого</b>							<b>0,1652</b>		50,01

1 добыча или переработка соответствующих видов топлива.

2 доли разных видов топлива в объемах перевозок соответствующими видам транспорта.<sup>116</sup>

3 сумма добычи сырой нефти и природного газа в тыс. тУТ.

4 иллюстративный расчет для ТЭС на угле и нефтепродуктах с КПД 36% и ТЭС на газе с КПД 40%.

Источник: Оценено ЦЭНЭФ-XXI по данным Росстата и Национального доклада о кадастре антропогенных выбросов парниковых газов из источников и их абсорбции поглотителями за 1990 – 2022 гг. Москва 2024.

<sup>116</sup> Определено за 2022 г. по данным: Росстат. Транспорт в России 2024.

### 8.7.3 Оценка на данных модели ЦЭНЭФ-XXI МТФК-16-80-ПГ

Созданная ЦЭНЭФ-XXI модель МТФК-16-80-ПГ<sup>117</sup> позволяет с большей детализацией рассмотреть процессы топливного цикла и учесть выбросы ПГ от используемых в этих процессах электрической и тепловой энергии. Функция учета этих выбросов (косвенные выбросы ЭЭ+ТЭ) встроена в модель. Расчеты проведены для 2022 года. Это последний год, для которого имеются данные как *Национального доклада*, так и базы данных МЭА Life Cycle Upstream Emission Factors 2024 Database, то есть имеется возможность сравнения полученных результатов.

Результаты расчетов показаны в табл. 8.5. Получены следующие значения косвенных выбросов (гСО<sub>2</sub>экв/гут):

- уголь – 0,3128;
- нефтепродукты – 0,3793;
- природный газ – 0,2079.

Для иллюстрации в табл. 8.5 оценены объемы косвенных выбросов для ТЭС на угле, нефтепродуктах и на природном газе при условии, что для первых двух групп ТЭС КПД выработки электроэнергии равен 36%, а для газовых – 40%. При этих допущениях получаются следующие значения косвенных выбросов топливного цикла (гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч):

- уголь – 106,88;
- нефтепродукты – 127,02;
- природный газ – 63,93.

Как и ожидалось, за счет более полного учета косвенных выбросов в топливном цикле получены более высокие оценки, чем на основе данных Национального доклада о кадастре антропогенных выбросов парниковых газов. Однако этот подход все же не полностью учитывает косвенные выбросы ПГ.

---

<sup>117</sup> Bashmakov Igor, Anna Myshak, Vladimir A. Bashmakov, Vladimir I. Bashmakov, Konstantin Borisov, Maxim Dzedzichuk, Alexey Lunin, Oleg Lebedev, Tatiana Shishkina. Russian energy balance, energy efficiency, and energy-related GHG emission accounting system // Energy Efficiency, 2023. DOI: 10.1007/s12053-023-10132-6; Башмаков, И.А., Мышак, А.Д., Башмаков, В.А., Башмаков, В.И., Борисов, К.Б., Дзедзичек, М.Г., Лунин А.А., Лебедев, О.В., Шишкина Т.Б. Оценка вклада технологического фактора в повышение энергоэффективности и в динамику выбросов ПГ в секторе «энергетика» России, *Фундаментальная и прикладная климатология*, т. 9, № 4, 2023. С. 210-248, doi:10.21513/2410-8758-2023-4-210-248

Таблица 8.5 Оценка косвенных выбросов ПГ (топливного цикла) для разных видов используемого на ТЭС топлива по расчетам на модели МТФК-16-80-ПГ. 2022 год

Источники выбросов ПГ	Актив-ность	Выбросы ПГ, тыс. тСО <sub>2</sub> экв				Удельные выбросы		УРУТ гуг/кВт-ч	Косвенные выбросы <sup>3</sup> гСО <sub>2</sub> экв/кВт-ч <sup>4</sup>
		СО <sub>2</sub>	СН <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	Всего	тСО <sub>2</sub> экв/т	тСО <sub>2</sub> экв/тут		
		тыс. т			тыс. тСО <sub>2</sub> экв				
<b>Уголь</b>									
Прямые выбросы									
Добыча		1278	2846	0	80955	0,1908	0,2848	341,67	97,29
Сжигание	424333 <sup>1</sup>	1278	0	0	1281	0,0030	0,0045	341,67	1,54
Утечки	424333 <sup>1</sup>	0	2846	0	79674	0,1878	0,2802	341,67	95,75
Переработка	132404 <sup>1</sup>	372	0	0	374	0,0028	0,0042	341,67	1,44
Транспорт		828	0	0	901	0,0021	0,0032	341,67	1,08
Железнодорожный	28%	715	0	0	788	0,0019	0,0028	341,67	0,95
Внутренний водный	3,5%	113	0	0	113	0,0003	0,0004	341,67	0,14
<b>Итого прямые выбросы</b>							<b>0,2921</b>		99,81
Косвенные выбросы					4723	0,0139	0,0207	341,67	7,07
Добыча					1793	0,0042	0,0063	341,67	2,16
Переработка					525	0,0040	0,0059	341,67	2,02
Транспорт					2405	0,0057	0,0085	341,67	2,89
Железнодорожный					2391	0,0056	0,0084	341,67	2,87
Переработка					14	0,0000	0,0000	341,67	0,02
<b>Итого</b>							<b>0,3128</b>		106,88
<b>Нефть и нефтепродукты</b>									
Добыча		70767	2072	0	128787	0,2417	0,1691	341,67	57,76
Сжигание	532733,8 <sup>1</sup>	7898,2	0,0	0,0	7903,7	0,0148	0,0104	341,67	3,54
Утечки и сжигание в факелах	532733,8 <sup>1</sup>	62868,4	2072,0	0,0	120883,6	0,2269	0,1587	341,67	54,22
Потери	17,9	0,0	9,4	0,0	262,9	0,0005	0,0003	341,67	0,12
Переработка	313304,9 <sup>1</sup>	36992,0	0,6	0,3	37095,6	0,1184	0,0828	341,67	28,29
Транспорт		1433,9	0,1	0,2	1484,8	0,0028	0,0019	341,67	1,06
Нефтепроводный	1213845,4 <sup>1</sup>	200,0	0,0	0,0	201,2	0,0004	0,0003	341,67	0,09
Железнодорожный	18% <sup>2</sup>	459	0	0	507	0,0010	0,0007	341,67	0,23
Внутренний водный	24% <sup>2</sup>	775	0	0	777	0,0015	0,002	341,67	0,74
<b>Итого прямые выбросы</b>							<b>0,2541</b>		87,23

Источники выбросов ПГ	Актив-ность	Выбросы ПГ, тыс. тСО <sub>2</sub> экв				Удельные выбросы		УРУТ гУт/кВт-ч	Косвенные выбросы <sup>3</sup> гСО <sub>2</sub> экв/кВт-ч <sup>4</sup>
		СО <sub>2</sub>	СН <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	Всего	тСО <sub>2</sub> экв/т	тСО <sub>2</sub> экв/тУт		
		тыс. т			тыс. тСО <sub>2</sub> экв				
Косвенные выбросы					41567	0,0839	0,1252	341,67	
Добыча					18478	0,0015	0,002	341,67	
Переработка					18569	0,0780	0,116	341,67	
Транспорт					4520	0,0044	0,0065	341,67	
Нефтепроводный					2888	0,0015	0,002	341,67	
Железнодорожный					1537	0,0015	0,002	341,67	
Внутренний водный					95	0,0015	0,002	341,67	
<b>Итого</b>							<b>0,3793</b>		127,02
<b>Природный газ</b>									
Добыча		14939	132	0	18651	0,0279	0,0242	307,50	7,44
Сжигание	667722 <sup>1</sup>	14584	0	0	14594	0,0219	0,0189	307,50	5,82
Утечки	667722 <sup>1</sup>	355	132	0	4057	0,0061	0,0053	307,50	1,62
Потери	964	26	1421	0	39828	0,0596	0,0517	307,50	15,89
Переработка	116976 <sup>1</sup>	3877	0	0	3880	0,0058	0,0050	307,50	1,55
Газопроводный транспорт		42423	1657	0	88769	0,1329	0,1152	307,50	35,42
Сжигание	667722 <sup>1</sup>	42 91	4	0	42521	0,0637	0,0552	307,50	16,97
Утечки	667722 <sup>1</sup>	32,19	1653		46248	0,0693	0,0600	307,50	18,46
<b>Итого прямые выбросы</b>							<b>0,1961</b>		60,31
Косвенные выбросы					9108,1	0,0136	0,0118	307,50	3,63
Добыча					1487,1	0,0022	0,0019	307,50	0,59
Переработка					6098,6	0,0091	0,0079	307,50	2,43
Газопроводный транспорт					1522,4	0,0023	0,0020	307,50	0,61
<b>Итого</b>							<b>0,2079</b>		63,94

<sup>1</sup> добыча или переработка соответствующих видов топлива.

<sup>2</sup> доли разных видов топлива в объемах перевозок соответствующими видам транспорта.<sup>118</sup>

<sup>3</sup> иллюстративный расчет для ТЭС на угле и нефтепродуктах с ПД 36% и ТЭС на газе с КПД 40%.

Источник: Оценено ЦЭНЭФ-XXI на модели МТФК-16-80-ПГ.

<sup>118</sup> Определено за 2022 г. по данным: Росстат. Транспорт в России 2024.

#### 8.7.4 Схема анализа по принципу «русской матрешки» – оценка с использованием матрицы полных коэффициентов расхода энергии в ТЭК

Схема анализа по принципу «русской матрешки». На каждой последующей стадии технологической цепочки структура выбросов ПГ воспроизводится, но в существенно меньших размерах. Использование в топливном цикле топлива, электроэнергии и тепловой энергии, произведенных на ТЭС и на котельных, предполагает, что на предыдущих стадиях топливного цикла также использовались энергоресурсы и имели место выбросы ПГ. Но чтобы их произвести, на еще более ранних стадиях также использовалось топливо и имели место выбросы ПГ. Метод, который базируется на использовании модели ЦЭНЭФ-XXI МТФК-16-80-ПГ, отражает только внешнюю – самую большую – «матрешку». Данный метод дает сумму по всем «матрешкам», которые скрыты в этой большой «матрешке».

Сжигание 1 тугля на ТЭС для выработки электроэнергии предполагает наличие выбросов на предыдущих стадиях топливного цикла. Использование каждого энергоносителя на этих стадиях также сопряжено с выбросами ПГ на еще более ранних стадиях и т.д. Использование электроэнергии в процессах добычи угля предполагает, что на более ранних стадиях этот уголь был добыт, обогащен, доставлен на ТЭС и там сожжен для производства электроэнергии. На всех этих более ранних стадиях также использовалась электроэнергия, для производства которой, в свою очередь, использовались топливо, электроэнергия и тепло и т.д.

Обычно ограничиваются оценкой косвенных эффектов от экономии электрической и тепловой энергии. Но и экономия топлива дает косвенные эффекты: снижение затрат энергии на транспортировку, хранение, переработку или обогащение и добычу топлива. Эти эффекты можно учитывать в том случае, когда сэкономленное топливо не экспортируется из-за отсутствия внешних рынков.

Для отражения полного комплекса косвенных эффектов в 1993 году И.А. Башмаков<sup>119</sup> предложил модифицированную таблицу энергетического баланса. Она позволяет для оценки косвенных эффектов использовать способ, подобный тому, который используется в расчетах по межотраслевому балансу (МОБ). Расчет основывается на следующем представлении зависимости между потреблением конечной и первичной энергии:

$$PE=AE*PE+FE, \text{ или } PE=(E-AE)^{-1}*FE \quad 8.22$$

где:

PE – вектор производства (потребления для стран-импортеров) топлива, электрической и тепловой энергии;

AE – квадратная матрица коэффициентов расхода первичного энергоресурса (энергоносителя)  $i$  на производство и доставку до потребителя энергоносителя  $j$ ;

FE – вектор конечного потребления энергии (включая чистый экспорт энергоносителей, без учета расхода энергии на добычу, переработку и преобразование топлива и энергии).

Все расходы энергии на добычу, переработку, транспорт и распределение энергии отражаются так же, как и промежуточный продукт в МОБ. Каждый коэффициент  $a_{eij}$

<sup>119</sup> Bashmakov, I. Resource of energy efficiency in Russia: scale, costs, and benefits. Energy Efficiency, 369 (2009). <https://doi.org/10.1007/s12053-009-9050-1>; Bashmakov, I. Costs and benefits of CO<sub>2</sub> emission reduction in Russia. In Costs, Impacts, and Benefits of CO<sub>2</sub> Mitigation. Y. Kaya, N. Nakichenovich, W. Nordhouse, F. Toth Editors. IIASA. June 1993.

матрицы АЕ (табл. 8.6) показывает, сколько угля, нефтепродуктов, газа, электроэнергии и тепла необходимо для обеспечения потребителей, скажем, единицей угля. Любые изменения в технологиях добычи и переработки топлива, производства и передачи электроэнергии приводят к изменению коэффициентов матрицы АЕ. Матрица АЕ, а также вектора FE и FE, формируются на основе данных ЕТЭБ России, который оценивается ежегодно в соответствии с Приказом Минэкономразвития России от 1 августа 2019 г. № 471 «Об утверждении методики расчета энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации и оценки вклада отдельных факторов в динамику энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации». Возможны две модификации матрицы АЕ: без учета и с учетом расходов энергии на транспорт энергоносителей. Во втором случае учитывается весь расход энергии на трубопроводном транспорте и около 45% расходов энергии на железнодорожном транспорте. Последняя доля оценена как произведение доли транспортной работы по перевозке грузов на железнодорожном транспорте (95%<sup>120</sup>) на долю перевозки топлива (угля, кокса, нефти и нефтепродуктов), которая составляет около 48%.

**Таблица 8.6 Матрица прямых коэффициентов расходов энергии в ТЭК на единицу энергии, доставленной конечному потребителю (2022 г., тут/тут)**

	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочие твердые топлива	ГЭС и ВИЭ	АЭС	Электроэнергия	Тепло
Уголь	0,059	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,364	0,181
Сырая нефть	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003
Нефтепродукты	0,002	0,000	0,032	0,000	0,005	0,000	0,000	0,018	0,034
Природный газ	0,000	0,004	0,012	0,032	0,000	0,000	0,000	0,996	0,779
Прочие твердые топлива	0,000	0,000	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,006	0,032
ГЭС и ВИЭ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,180	0,000
АЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,579	0,009
Электроэнергия	0,003	0,012	0,005	0,002	0,000	0,003	0,020	0,133	0,016
Тепло	0,002	0,003	0,018	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	0,104
<b>Всего</b>	<b>0,065</b>	<b>0,020</b>	<b>0,070</b>	<b>0,037</b>	<b>0,005</b>	<b>0,003</b>	<b>0,020</b>	<b>2,276</b>	<b>1,159</b>

Источник: Скорректировано для 2022 г. на основе Bashmakov Igor, Anna Myshak, Vladimir Bashmakov, Konstantin Borisov, Maxim Dzedzichuk, Alexey Lunin, Oleg Lebedev, Tatiana Shishkina. Compact meta-models to estimate the effects of energy efficiency policies and measures. Energy Efficiency (2024) 17:45 <https://doi.org/10.1007/s12053-024-10222-z>

Оценка матрицы  $(E-AE)^{-1}$  для России за 2022 г. дана в табл. 8.7. Полных данных о расходе энергии на производство и транспорт прочих видов твердого топлива статистика не дает, поэтому для этой группы топлив косвенный эффект оценивается на основе экстраполяции данных по расходу энергии при добыче торфа на все прочие твердые

<sup>120</sup> Остальные 5% - перевозка пассажиров.

топлива. Часть топлива перевозится автомобильным транспортом, однако статистика не позволяет выделить расходы топлива на эти цели. Анализ показал, что коэффициенты табл. 8.7 устойчивы во времени.

Если ТЭС расходует 1 тунт нефтепродуктов, то суммарная потребность в нефтепродуктах в ТЭК дополнительно вырастет на 0,12 тунт, а при учете их транспорта – на 0,15 тунт. Самые высокие косвенные эффекты – у электроэнергии и тепла. Они существенно (примерно на единицу) превышают коэффициенты, традиционно используемые в расчетах косвенных эффектов: 2,5-3 для электроэнергии и 1,2-1,3 для тепловой энергии. С учетом всех косвенных эффектов оказывается, что при расходе у конечного российского потребителя 1 тунт электроэнергии по всей энергетической цепочке расходуется дополнительно 2,8 тунт (3,812-1). Такой дополнительный эффект получается потому, что на производство электроэнергии требуется топливо (при КПД 40% – 2,5 единицы), на производство и транспорт этого топлива также расходуются и топливо, и электроэнергия, и тепло, а на их производство, в свою очередь, расходуется топливо, которое нужно добывать и перевозить, что дает увеличение потребления топлива, электроэнергии, тепла и т.д. по возрастающей. В итоге накапливается величина, которая для электроэнергии и тепла заметно превышает эффекты, оцененные упрощенным прямым счетом.

**Таблица 8.7 Матрица полных коэффициентов расходов энергии в ТЭК на единицу энергии, доставленной конечному потребителю (2022 г., тунт/тунт)**

	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочие твердые топлива	ГЭС и ВИЭ	АЭС	Электро-энергия	Тепло
Уголь	1,064	0,006	0,007	0,002	0,000	0,002	0,009	0,455	0,225
Сырая нефть	0,000	1,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,004
Нефте-продукты	0,002	0,000	1,034	0,000	0,005	0,000	0,000	0,023	0,041
Природный газ	0,006	0,021	0,037	1,038	0,000	0,004	0,024	1,213	0,927
Прочие твердые топлива	0,000	0,000	0,003	0,000	1,000	0,000	0,000	0,007	0,036
ГЭС и ВИЭ	0,001	0,002	0,001	0,000	0,000	1,001	0,004	0,211	0,004
АЭС	0,002	0,008	0,004	0,002	0,000	0,002	1,013	0,681	0,024
Электро-энергия	0,004	0,014	0,007	0,003	0,000	0,004	0,023	1,175	0,025
Тепло	0,002	0,004	0,021	0,003	0,000	0,000	0,000	0,005	1,121
<b>Всего</b>	<b>1,082</b>	<b>1,057</b>	<b>1,115</b>	<b>1,048</b>	<b>1,006</b>	<b>1,013</b>	<b>1,074</b>	<b>3,769</b>	<b>2,407</b>
<b>Всего, включая транспорт топлива</b>	<b>1,083</b>	<b>1,057</b>	<b>1,149</b>	<b>1,084</b>	<b>1,006</b>	<b>1,013</b>	<b>1,075</b>	<b>3,812</b>	<b>2,440</b>
Всего без учета потерь угля и сырой нефти	1,019	1,055	1,114	1,048	1,006	1,013	1,074	3,743	2,394
Всего, включая транспорт топлива, но без учета потерь угля и сырой нефти	1,020	1,056	1,148	1,083	1,006	1,013	1,075	3,785	2,427

Источник: Скорректировано для 2022 г. на основе Bashmakov Igor, Anna Myshak, Vladimir Bashmakov, Konstantin Borisov, Maxim Dzedzichuk, Alexey Lunin, Oleg Lebedev, Tatiana Shishkina. Compact meta-models to estimate the effects of energy efficiency policies and measures. Energy Efficiency (2024) 17:45 <https://doi.org/10.1007/s12053-024-10222-z>

Методический подход с использованием матрицы полных коэффициентов расхода энергии в ТЭК позволяет охватить источники выбросов на всех стадиях топливного цикла, что, естественно, дает более высокие оценки косвенных эффектов от изменения потребления топлива на ТЭС. Умножая первые четыре столбца табл. 8.7 на коэффициенты выбросов трех ПГ, получаем удельные выбросы ПГ по видам топлива (см. табл. 8.8). В этом расчете не учтены выбросы от утечек и сжигания в факелах. На основе этого метода получены следующие значения косвенных выбросов (гСО<sub>2</sub>экв/гвт):

- уголь – 0,1954;
- нефтепродукты – 0,2807;
- природный газ – 0,1370.

Высокое значение для угля получается за счет учета значительных потерь угля. Без этого показатель равен 0,0346.

**Таблица 8.8 Оценка косвенных выбросов ПГ (топливного цикла) для разных видов используемого на ТЭС топлива по расчетам с использованием матрицы полных коэффициентов расходов энергии в ТЭК. 2022 год**

	Полные коэффициенты расхода энергии в ТЭК на единицу энергии, доставленной конечному потребителю, тгт/тгт				Удельные косвенные выбросы ПГ топливного цикла (только сжигание топлива), гСО <sub>2</sub> экв/гвт			
	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ
Уголь	1,064	0,006	0,007	0,002	0,1637	0,0152	0,0173	0,0041
Сырая нефть	0,000	1,001	0,000	0,000	0,0000	0,0018	0,0002	0,0000
Нефтепродукты	0,002	0,000	1,034	0,000	0,0045	0,0010	0,0732	0,0005
Природный газ	0,006	0,021	0,037	1,038	0,0094	0,0340	0,0590	0,0609
Прочие твердые топлива	0,000	0,000	0,003	0,000	0,0003	0,0006	0,0094	0,0004
ГЭС и ВИЭ	0,001	0,002	0,001	0,000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
АЭС	0,002	0,008	0,004	0,002	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Электроэнергия	0,004	0,014	0,007	0,003	0,0115	0,0390	0,0195	0,0073
Тепло	0,002	0,004	0,021	0,003	0,0037	0,0063	0,0375	0,0056
<b>Всего</b>	<b>1,082</b>	<b>1,057</b>	<b>1,115</b>	<b>1,048</b>	<b>0,1932</b>	<b>0,0980</b>	<b>0,2161</b>	<b>0,0788</b>
<b>Всего, включая транспорт топлива</b>	<b>1,083</b>	<b>1,057</b>	<b>1,149</b>	<b>1,084</b>	<b>0,1954</b>	<b>0,0993</b>	<b>0,2807</b>	<b>0,1374</b>
Всего без учета потерь угля и сырой нефти	1,019	1,055	1,114	1,048	0,0342	0,0952	0,2151	0,0785
Всего, включая транспорт топлива без учета потерь угля и сырой нефти	1,020	1,056	1,148	1,083	0,0346	0,0965	0,2793	0,1370

<sup>1</sup> Мультипликаторы по строке «Всего, включая транспорт топлива» оценены умножением значений строки «Всего» минус 1 к для полных коэффициентов расхода энергии к значениям строки «Всего, включая транспорт топлива» минус 1 для полных коэффициентов расхода.

Источник: Оценено авторами на базе данных табл. 8.7.

### 8.7.5 Сравнение оценок

Полученные с использованием трех разных методов оценки косвенных выбросов ПГ (топливного цикла) от генерации электроэнергии и выбранные в данной работе значения представлены в табл. 8.9. В целом, результаты сопоставимы, а различия объяснимы.

**Таблица 8.9 Сравнение оценок удельных косвенных выбросов ПГ (топливного цикла), полученных разными способами, гСО<sub>2</sub>экв/гут**

Источники выбросов ПГ	По данным Национального доклада о кадастре антропогенных выбросов ПГ	По расчетам на модели МТФК-16-80-ПГ	С использованием матрицы полных коэффициентов расхода энергии в ТЭК		Выбранное значение
			с учетом потерь угля и сырой нефти	без учета потерь угля и сырой нефти	
Уголь					
Сжигание	0,0134	0,0326	0,1954	0,0346	0,0346
Утечки	0,2579	0,2802			0,2579
<b>Итого</b>	<b>0,2713</b>	<b>0,3128</b>	<b>0,1954</b>	<b>0,0346</b>	<b>0,2925</b>
Нефтепродукты					
Сжигание <sup>1</sup>	0,1212	0,2206	0,2807	0,2793	0,2793
Утечки и сжигание в факелах	0,0863	0,1587			0,0863
<b>Итого</b>	<b>0,2075</b>	<b>0,3793</b>	<b>0,2807</b>	0,2793	<b>0,3656</b>
Природный газ					
Сжигание <sup>1</sup>	0,0990	0,0910	0,1374	0,1370	0,1370
Утечки	0,0662	0,1170 <sup>2</sup>			0,0662
<b>Итого</b>	<b>0,1652</b>	<b>0,2079</b>	<b>0,1374</b>		<b>0,2032</b>

<sup>1</sup> В Национальном докладе выбросы при сжигании топлива в процессах добычи нефти и газа не разделяются, поэтому эти значения недостаточно сопоставимы со значениями, полученными на модели МТФК-16-80-ПГ.

Источник: данные таблиц 8.4-8.8.

При оценке выбросов от утечек и сжигания в факелах приоритет был отдан данным Национального доклада о кадастре антропогенных выбросов парниковых газов за 2022 год. Для оценок от сжигания топлива приоритет был отдан оценкам, полученным по методу с использованием матрицы полных коэффициентов расходов энергии в ТЭК для варианта с исключением потерь угля и нефти. Потери в физической форме отражают потери энергоресурса, но потерянные уголь и нефтепродукты не сжигаются и не дают прямых выбросов ПГ.

В итоге выбраны следующие значения косвенных выбросов ПГ (гСО<sub>2</sub>экв/гут):

- уголь – 0,2925;
- нефтепродукты – 0,3656;
- природный газ – 0,2032.

Эти значения, за исключением природного газа, близки к полученным для Европы (при использовании средней по видам углей,<sup>121</sup> но по природному газу они заметно ниже<sup>122</sup> (гСО<sub>2</sub>экв/гут):

- каменный уголь – 0,4685 (16 гСО<sub>2</sub>/МДж);
- бурый уголь – 0,0498 (1,7 гСО<sub>2</sub>/МДж);
- нефтепродукты – 0,3133 (10,7 гСО<sub>2</sub>/МДж);
- природный газ – 0,3748 (12,8 гСО<sub>2</sub>/МДж).

Для сопоставления косвенных выбросов топливного цикла с данными МЭА нужно использовать оценки, полученные на базе данных Национального доклада о кадастре антропогенных выбросов ПГ. Как уже указывалось выше, методология МЭА не учитывает косвенные выбросы от используемых в процессах добычи и поставок топлива электроэнергии и тепловой энергии и дает заниженные значения косвенных выбросов топливного цикла. Согласно базе данных МЭА Life Cycle Upstream Emission Factors 2024 Database,<sup>123</sup> аналогичные средние мировые показатели равны (гСО<sub>2</sub>экв/гут, см. главу 2):

- уголь – 0,1789;
- нефтепродукты – 0,1920;
- природный газ – 0,1699.

Эти показатели согласуются с оценками для России, полученными на базе данных Национального доклада о кадастре антропогенных выбросов ПГ. Это естественный результат используемой МЭА методологии расчетов. В соответствии с ней учитываются только следующие выбросы: выбросы СН<sub>4</sub> и СО<sub>2</sub> от сжигания топлива, в процессах его добычи и переработки, утечки и выбросы от транспорта. Для оценок выбросов метана МЭА использует Methane Tracker Database ([Methane Tracker Database - Data product - IEA](#)). Поэтому данные МЭА по выбросам метана могут отличаться от данных, которые приводятся в Национальном докладе о кадастре антропогенных выбросов ПГ.

С учетом некоторой неопределенности данных косвенные выбросы топливного цикла на ТЭС России можно оценить следующим образом (гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч):

- уголь – 91-98;
- нефтепродукты – 86-152;
- природный газ – 46-56;
- среднее – 57-68.

Оценка среднего значения косвенных выбросов топливного цикла для ТЭС России дана в табл. 8.10 для двух наборов удельных косвенных выбросов с использованием данных Генсхемы до 2042 г. по объемам генерации на ТЭС на разных видах ископаемого топлива, на данных Национального доклада по удельным выбросам трех ПГ на гут и на оценках МЭА по удельным выбросам ПГ на таких ТЭС. МЭА оценило среднее значение для России в 61 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч. Использование данных Национального доклада дает более низкую оценку – 57,35 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.

<sup>121</sup> В России основная часть энергетических углей добывается открытым способом.

<sup>122</sup> Scarlat N., M. Prussi, M. Padella. 2021. Quantification of the carbon intensity of electricity produced and used in Europe. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117901> Applied Energy 305 (2022) 117901; Prussi M, Yugo M, De Prada L, Padella M, Edwards R, Lonza L. JEC Well-to-Tank report v5 2020.

<sup>123</sup> IEA. 2024. Life Cycle Upstream Emission Factors 2024 Database documentation [IEAupstreamlifecycleemissionfactors\\_2024.pdf](#)

Использование метода матрицы полных коэффициентов расходов энергии в ТЭЖ дает значение 68,44 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.

**Таблица 8.10 Сравнение оценок удельных косвенных выбросов ПГ (топливного цикла), полученных разными способами, гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч**

Топливо на ТЭС	Объем генерации в 2023 г.	Удельные выбросы <sup>1</sup>		УРУТ	Удельные косвенные выбросы ПГ	
		млн кВт-ч	СО <sub>2</sub> экв/кВт-ч		гСО <sub>2</sub> экв/гУТ	гУТ/кВт-ч
уголь	165008,8	854,6	2,544	336,0	98,27	91,15
нефтепрод.	17000	891,3	2,148	415,0	151,73	86,11
газ	534724,4	444,2	1,595	278,5	56,58	46,00
<b>Всего</b>	<b>716733,2</b>				<b>68,44</b>	<b>57,35</b>

Источник: рассчитано по данным таблиц 8.4-8.9; Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года; IEA Emission Factors 2024. [Emissions Factors 2024 - Data product - IEA](#)

## 8.8 Оценка воплощенных выбросов ПГ при строительстве ТЭС

Углеродоемкость российских строительных материалов довольно близка к средним мировым значениям, поэтому в системе бенчмаркинга в качестве воплощенных выбросов ПГ используются среднемировые оценки из базы данных МЭА. Расчет воплощенных выбросов ПГ довольно сложен. Воплощенные выбросы ПГ — это выбросы, воплощенные в строительных конструкциях и оборудовании ТЭС, а также связанные с выводом ТЭС из эксплуатации и утилизацией соответствующих отходов. Иногда эти коэффициенты называются инфраструктурными выбросами.<sup>124</sup> Есть оценки этих выбросов для разных стран и регионов (см. главу 2). Для современных моделей ПГУ удельный расход стали равен 7-21 т/МВт, а цемента – 20-42 т/МВт.<sup>125</sup>

В части основного оборудования ТЭС позиция по уравниванию углеродоемкости оборудования российских ТЭС со средними мировыми значениями опирается на высокую долю импорта оборудования при строительстве ТЭС в России. В части строительных конструкций в ряде работ было показано, что углеродоемкость производства черных<sup>126</sup> и цветных<sup>127</sup> металлов, а также кирпича,<sup>128</sup> близка к среднемировым значениям; правда, углеродоемкость цемента<sup>129</sup> выше средней по миру.

<sup>124</sup> The Australian National Life Cycle Inventory Database (AusLCI) delivered by the Australian Life Cycle Assessment Society (ALCAS). [auslci.com.au/index.php/Home](http://auslci.com.au/index.php/Home)

<sup>125</sup> Song G., Qi Zhao, B. Shao, Hao Zhao, H. Wang and W. Tan. 2023. Life Cycle Assessment of Greenhouse Gas (GHG) and NOx Emissions of Power-to-H2-to-Power Technology Integrated with Hydrogen-Fueled Gas Turbine. *Energies* 2023, 16(2), 977; <https://doi.org/10.3390/en16020977> Life Cycle Assessment of Greenhouse Gas (GHG) and NOx Emissions of Power-to-H2-to-Power Technology Integrated with Hydrogen-Fueled Gas Turbine

<sup>126</sup> Башмаков И.А., Скобелев Д.О., Борисов К.Б., Гусева Т.В. Системы бенчмаркинга по удельным выбросам парниковых газов в черной металлургии // *Черная металлургия. Бюллетень научно-технической и экономической информации*. 2021. Т. 77. № 9. С. 1071-1086. Doi: 10.32339/0135-5910-2021-9-1071-1086

<sup>127</sup> Башмаков И.А. Углеродное регулирование в ЕС и российский сырьевой экспорт // *Вопросы экономики*. – 2022. № 1. – С. 1-20.

<sup>128</sup> Башмаков И.А., Лебедев О.В., Гусева Т.В. Система бенчмаркинга углеродоемкости производства керамических изделий // *Известия Самарского научного центра Российской академии наук*. т. 26, № 2, 2024. С. 152-162. DOI: 10.37313/1990-5378-2024-26-2-152-164

<sup>129</sup> Башмаков И.А., Е.Н. Потапова, К.Б. Борисов, О.В. Лебедев, Т.В. Гусева. Декарбонизация цементной отрасли и развитие систем экологического и энергетического менеджмента. *Строительные материалы*. 2023. №96 С. 4-12. DOI: <http://doi.org/10.31659/0585-430X-2023-817-9-4-12>

В качестве воплощенных выбросов ПГ используются следующие среднемировые значения из базы данных МЭА (гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч):<sup>130</sup>

- угольные ТЭС – 15;
- ТЭС на нефтепродуктах – 9;
- газовые ТЭС – 4.

---

<sup>130</sup> Источник: Построено ЦЭНЭФ-ХХІ по данным IEA. 2024. Life Cycle Upstream Emission Factors 2024. Database documentation [IEA upstream lifecycle emission factors\\_2024.pdf](#)

## 9 Формирование кривых бенчмаркинга по технологическим показателям, энергоэффективности и углеродоемкости производства электроэнергии на ТЭС

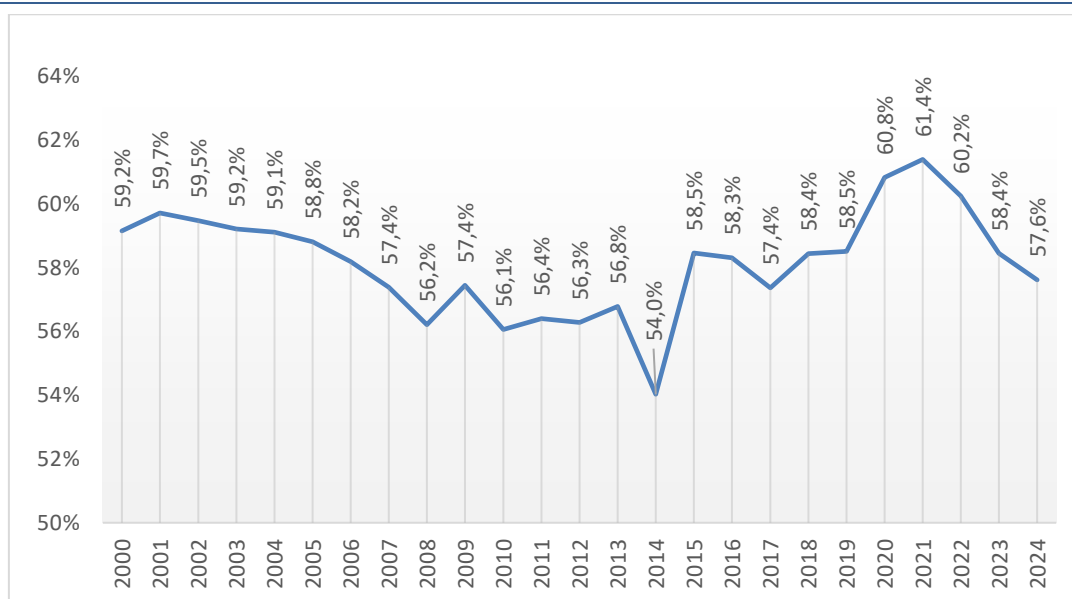
### 9.1 Коэффициент полезного использования топлива

#### 9.1.1 Все ТЭС России

В 2021-2024 гг. коэффициент полезного использования топлива на ТЭС России упал почти на 4 п.п. и оказался ниже уровней 2000-2007 гг. Интегрированной характеристикой энергоэффективности ТЭС, которая не зависит от метода разнесения используемого на ТЭС топлива на производство электрической и тепловой энергии, является коэффициент полезного использования топлива (КПИТ). Он показывает, какая доля энергии, содержащейся в топливе, превращается в электрическую и тепловую энергию. На КЭС его аналогом является КПД, который может достигать 49% на угольных ТЭС и 64% на газовых (см. ниже). КПИТ на ТЭЦ может достигать 70-85%. Как показано ниже, для отдельных газовых ТЭЦ России (по отчетным данным) КПИТ достигает 96%.

Динамика этого показателя в России в 2000-2024 гг. была довольно неровной. Тренд на снижение в 2000-2014 гг. сменился тенденцией к росту с выходом на максимальное значение 61,4% в 2021 г. Затем КПИТ стал резко снижаться и к 2024 г. оказался ниже значений 2000-2007 гг. В ЕС наблюдался противоположный тренд – КПИТ вырос с 55,6% в 1990 г. до 62% в 2000 г., до 62,8% в 2010 г. и до 64,1% в 2020 г.<sup>131</sup>

**Рисунок 9.1 Динамика коэффициента полезного использования топлива на ТЭС России в 2000-2024 гг.**



Источник: Оценки ЦЭНЭФ-XXI по данным формы отчетности Росстата «4-топливо» (ранее «11-ТЭР») за разные годы.

#### 9.1.2 ТЭС на газе

К газовым ТЭС были отнесены следующие тепловые электростанции России:

- теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), у которых основным топливом является природный газ (доля природного газа в топливном балансе ТЭС превышает 95%);

<sup>131</sup> ISPRA. 2022. Efficiency and decarbonization indicators for total energy consumption and power sector. Comparison among Italy and the biggest European countries. Rapporti 366/2022.

- конденсационные тепловые электростанции (КЭС и ГРЭС), у которых основным топливом является природный газ (или природный газ и уголь). При этом доля природного газа в топливном балансе ТЭС должна быть не менее 90%.

Полной базой данных по всем газовым ТЭС располагает РЭА, которому от Росстата передана функция по формированию формы 6-ТП «Сведения о производстве тепловой и электрической энергии объектами генерации (электростанциями)», но эта форма не является общедоступной. Открыто публикуется только информация в агрегированном виде по группам ТЭС России.<sup>132</sup> Оценка КПИТ для отобранных газовых ТЭС была выполнена ЦЭНЭФ-ХХІ по данным о расходе природного газа, мазута и дизельного топлива, а также по производству тепловой и электрической энергии из открытых источников. Значения принимались за период 2021-2023 гг. Отбор газовых ТЭС для построения кривых бенчмаркинга по показателю КПИТ осуществлялся по данным из следующих источников:

- схемы теплоснабжения муниципальных образований, в которых приведены фактические эксплуатационные показатели работы тепловых электростанций за 2021-2023 гг.;
- годовые отчеты российских генерирующих компаний за период 2021–2023 гг.;
- отчеты по устойчивому развитию российских генерирующих компаний за период 2021-2023 гг.;
- схемы и программы развития электроэнергетических систем России.

Всего было отобрано 61 газовых ТЭС, в том числе:

- 27 газотурбинных и парогазовых электростанций (ГТУ-ТЭЦ, ПГУ-ТЭЦ, отдельные ПГУ-энергоблоки в составе ТЭЦ);
- 38 паротурбинных (паросиловых) тепловых электростанций.

Для 59 отобранных ТЭС основным видом топлива является природный газ, резервным – мазут или дизельное топливо. У 2 отобранных газовых ТЭС (Новочеркасская ГРЭС и Яйвинская ГРЭС) основным топливом является природный газ и уголь; резервным – мазут.

В 2021-2023 гг. доля природного газа в топливном балансе ТЭС составляла: паротурбинные электростанции – 97,5-100% (доля мазута была равна 0–2,5%), газотурбинные и парогазовые электростанции – 98-100% (доля дизельного топлива находилась в пределах 2%). На Новочеркасской ГРЭС и Яйвинской ГРЭС доля природного газа в топливном балансе ТЭС составляла 90% и 95% (доля угля не превышала 10% и 5%). Эти тепловые электростанции также были отнесены к газовым ТЭС.

По данным за 2023 год, отобранные ТЭС израсходовали 66102 тыс. тут. При этом потребление природного газа составило 59830 млн м<sup>3</sup> – 31% от расхода природного газа всеми ТЭС России. Из отобранных ТЭС была исключена одна (энергоблок ГТЭ-65, входящий в состав ТЭЦ-9 г. Москвы) по причине очень низких значений производства и

---

<sup>132</sup> Ежегодный аналитический отчет «Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций» (за период 2021-2023 гг.); база данных ЕМИСС (показатели 27.12 «Технико-экономические показатели работы электростанций») <https://www.fedstat.ru/organizations/>

отпуска электрической и тепловой энергии.<sup>133</sup> Результаты бенчмаркинга отобранных газовых ТЭС по показателю КПИТ представлены в табл. 9.1, а также на рис. 9.2.

**Таблица 9.1 Коэффициенты полезного использования топлива на отобранных газовых ТЭС**

№ п/п	Наименование ТЭС	КПИТ, %	№ п/п	Наименование ТЭС	КПИТ, %
1	Новочеркасская ГРЭС (г. Новочеркасск)	33,6%	31	ТЭЦ-20, без ПГУ-420Т (г. Москва)	73,0%
2	Смоленская ГРЭС (Смоленская область)	34,0%	32	ТЭЦ-11 (г. Москва)	73,0%
3	Зайнская ГРЭС (респ. Татарстан)	37,3%	33	Пермская ТЭЦ-9 (г. Пермь)	73,3%
4	Шатурская ГРЭС (Московская область)	38,5%	34	Казанская ТЭЦ-2 (г. Казань)	73,9%
5	ГТ-ТЭЦ ЭНЕРГО (г. Екатеринбург)	39,6%	35	Южная ТЭЦ-22 (город Санкт-Петербург)	74,0%
6	Сургутская ГРЭС-2 (г. Сургут)	42,2%	36	Костромская ТЭЦ-2 (г. Кострома)	74,0%
7	Сургутская ГРЭС-1 (г. Сургут)	43,1%	37	ТЭЦ «Академическая» (г. Екатеринбург)	74,6%
8	Яйвинская ГРЭС (Пермский край)	43,2%	38	Василеостровская ТЭЦ-7 (г. Санкт-Петербург)	76,6%
9	Пермская ТЭЦ-14 (г. Пермь)	48,3%	39	Правобережная ТЭЦ-5 (г. Санкт-Петербург)	78,8%
10	Среднеуральская ГРЭС (г. Екатеринбург)	52,4%	40	Автовская ТЭЦ-15 (г. Санкт-Петербург)	78,8%
11	ПГУ-410 (Краснодарская ТЭЦ, г. Краснодар)	59,1%	41	Первомайская ТЭЦ-14 (г. Санкт-Петербург)	78,9%
12	ПГУ-ТЭС «Терешково» (г. Москва)	61,3%	42	ТЭЦ-27, без ПГУ-450Т (г. Москва)	79,2%
13	ПГУ-450Т (ТЭЦ-27, г. Москва)	63,2%	43	ТЭЦ-16, без ПГУ-420 (г. Москва)	79,2%
14	ТЭЦ-9, без ГТЭ-65 (г. Москва)	64,0%	44	ТЭЦ-21, без ПГУ-420Т (г. Москва)	79,6%
15	Северо-Западная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	64,1%	45	Пермская ТЭЦ-13 (г. Пермь)	81,3%
16	ТЭЦ-8 (г. Москва)	66,6%	46	Выборгская ТЭЦ-17 (г. Санкт-Петербург)	81,9%
17	ТЭЦ-25 (г. Москва)	67,7%	47	ЭС-1,3 Центральная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	82,9%
18	Юго-Западная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	67,8%	48	ГТЭС «Коломенское» (г. Москва)	83,5%
19	Сакмарская ТЭЦ (г. Оренбург)	67,9%	49	ГСР ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	83,6%
20	ТЭЦ-26, без ПГУ-420Т (г. Москва)	68,6%	50	ЭС-2 Центральная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	83,8%
21	Казанская ТЭЦ-1 (г. Казань)	68,6%	51	Северная ТЭЦ-21 (г. Санкт-Петербург)	84,5%
22	ТЭЦ-23 (г. Москва)	68,6%	52	Пермская ТЭЦ-6 (г. Пермь)	85,0%

<sup>133</sup> По данным за 2023 год, энергоблок ГТЭ-65 выработал только 6,5 млн кВт-ч электроэнергии при отпуске в электрические сети 6,0 млн кВт-ч (при этом коэффициент использования установленной мощности (КИУМ по электроэнергии) не превышал 1,15%) и 1,72 тыс. Гкал тепловой энергии при отпуске в тепловые сети 1,67 тыс. Гкал (при этом коэффициент использования установленной тепловой мощности (КИУМ по тепловой энергии) был равен 1,3%).

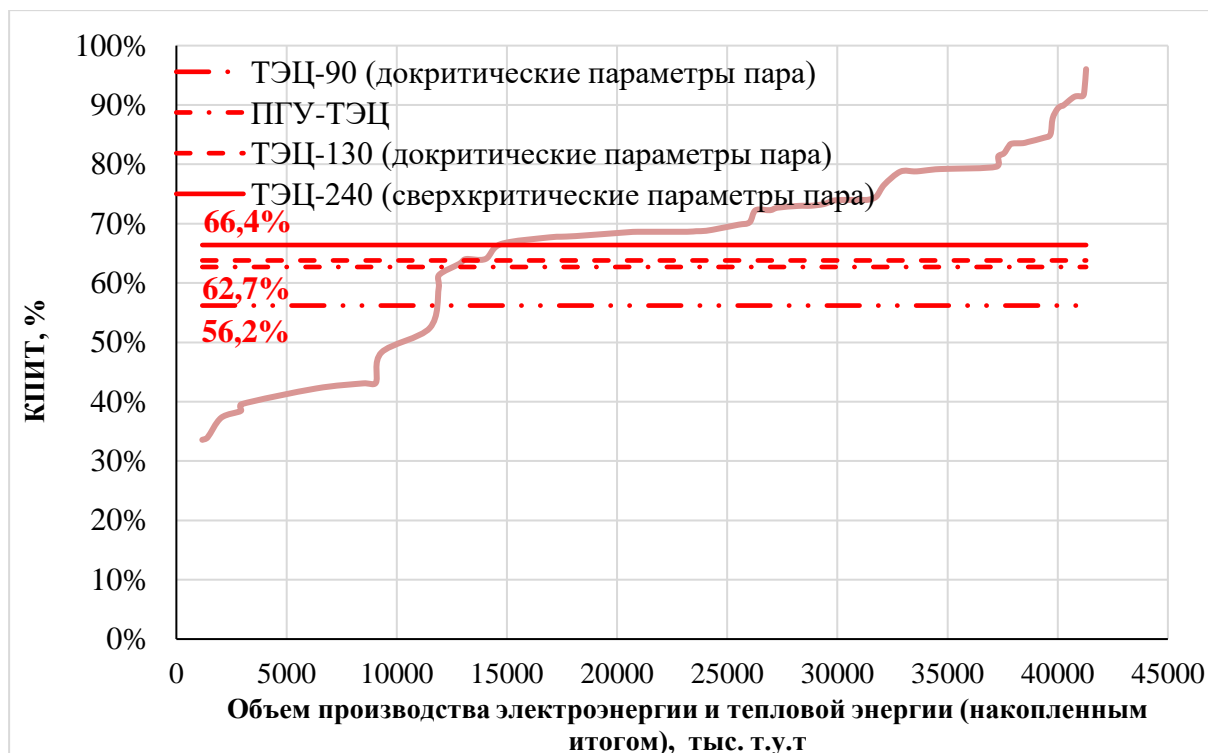
№ п/п	Наименование ТЭС	КПИТ, %	№ п/п	Наименование ТЭС	КПИТ, %
23	ПГУ-420Т (ТЭЦ-20, г. Москва)	68,7%	53	Костромская ТЭЦ-1 (г. Кострома)	87,7%
24	ПГУ-420Т (ТЭЦ-26, г. Москва)	68,8%	54	ГЭС-1 (г. Москва)	89,3%
25	ТЭЦ-12, без ПГУ-220 (г. Москва)	69,2%	55	ТЭЦ УМП (г. Екатеринбург)	89,8%
26	Казанская ТЭЦ-3 (г. Казань)	69,8%	56	ТЭЦ ГКО (г. Санкт-Петербург)	89,9%
27	ПГУ-420Т (ТЭЦ-21, г. Москва)	70,2%	57	ПГУ-420 (ТЭЦ-16, г. Москва)	91,4%
28	ПГУ-220 (ТЭЦ-12, г. Москва)	72,3%	58	Свердловская ТЭЦ (г. Екатеринбург)	91,5%
29	Ново-Свердловская ТЭЦ (г. Екатеринбург)	72,3%	59	ТЭЦ ТМЗ (г. Екатеринбург)	92,7%
30	ТЭС «Международная» (г. Москва)	72,7%	60	ТЭЦ ЦКТИ (г. Санкт-Петербург)	96,0%

Источник: Расчеты ЦЭНЭФ-XXI по данным Схем теплоснабжения муниципальных образований, Годовых отчетов и Отчетов по устойчивому развитию российских генерирующих компаний.

**Рисунок 9.2 Бенчмаркинг газовых ТЭС по КПИТ: (а) по числу электростанций и (б) по объемам производства электрической и тепловой энергии**



а) распределение по тепловым электростанциям



б) распределение по объемам производства электрической и тепловой энергии

Источник: Расчеты ЦЭНЭФ-XXI по данным Схем теплоснабжения муниципальных образований, Годовых отчетов и Отчетов по устойчивому развитию российских генерирующих компаний

Разброс значений КПИТ для отобранных газовых ТЭС составил от 33,6% до 96%. Основными причинами низких значений показателя КПИТ для этих электростанций являются:

- низкий уровень загрузки тепловой мощности этих ТЭС (для Смоленской ГРЭС и Шатурской ГРЭС КИУМ по тепловой энергии составил 7% и 11%);
- небольшие производство и отпуск тепловой энергии внешним потребителям от Новочеркасской ГРЭС, Смоленской ГРЭС и Заинской ГРЭС. По данным за 2023 год, доля выработки тепловой энергии Новочеркасской ГРЭС, Смоленской ГРЭС и Заинской ГРЭС, была равна 0,9%, 3,5% и 6,8% от общего производства энергетических ресурсов этими электростанциями. Соответственно КПИТ для этих ГРЭС был близок к электрическому КПД конденсационных тепловых электростанций (КЭС).

Высокие значения КПИТ для ТЭЦ ЦКТИ и ТЭЦ ТМЗ обусловлены тем фактором, что эти тепловые электростанции вырабатывают и отпускают потребителям незначительное количество электрической энергии (фактически работают в режиме котельной). По данным за 2023 год, доля выработки тепловой энергии ТЭЦ ЦКТИ и ТЭЦ ТМЗ составляла соответственно 92% и 94% от общего производства энергетических ресурсов этими тепловыми электростанциями. Следовательно, КПИТ для этих ТЭС был близок к КПД котельных. Однако даже для котельной с паровыми энергетическими котлоагрегатами КПД свыше 92% является очень высоким, и поэтому достоверность отчётности по этим тепловым электростанциям требует проверки.

Только 10 ТЭС (16%) из всех отобранных российских газовых ТЭС имеют фактические значения КПИТ меньше среднероссийского показателя для паросиловых

ТЭЦ-90 с докритическими параметрами пара<sup>134</sup> (56,2%). При этом 45 ТЭС (75%) имеют фактические значения КПИТ выше среднероссийского показателя для паросиловых ТЭЦ-240 со сверхкритическими параметрами пара (66,4%).

### 9.1.3 ТЭС на угле

К ТЭС на угле были отнесены источники генерации электрической энергии, в топливном балансе которых доля угля (включая доменный и коксовый газ) была равна или превышала 95%. Как и в случае с газом, база данных по всем угольным ТЭС России (далее – УгТЭС) имеется в распоряжении РЭА, которое открыто публикует только информацию в агрегированном виде по группам станций.<sup>135</sup> Выборка УгТЭС для построения кривых бенчмаркинга была сформирована ЦЭНЭФ-XXI на базе данных из открытых источников.

Для формирования выборки были определены УгТЭС схемы по данным программ перспективного развития электроэнергетики «старого образца»,<sup>136</sup> поскольку в них содержится информация о действующих электростанциях (включая промышленные) и используемых на них видах топлива. Дополнительно были изучены: 1) сведения об объёмах используемого топлива, предоставляемые крупными генерирующими компаниями по станциям в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии» (далее – Постановление); 2) сведения об электростанциях, располагающихся вблизи основных металлургических комбинатов, поскольку доменный и коксовый газы являются побочными продуктами их деятельности. Таким образом, был сформирован длинный список из 90 УгТЭС.

Часть объектов была исключена из длинного списка по следующим причинам:

- перевод электростанции в режим котельной (Биробиджанская ТЭЦ), то есть без выработки электрической энергии;
- полный переход на использование в качестве топлива природного газа (Анадырская ТЭЦ, Каширская и Рязанская ГРЭС);
- сжигание природного газа в объёме, превышающем 5% в топливном балансе на последнюю отчётную дату, а именно:
  - Кемеровская ТЭЦ (5,8%)
  - ТЭЦ ООО «Интеграл» (7,3%);
  - Новосибирская ТЭЦ-2 (8,1%);
  - Кемеровская ГРЭС (8,2%);
  - Западно-Сибирская ТЭЦ-2 (19,2%);
  - Хабаровская ТЭЦ-3 (32,5%);
  - Нижнетагильская ТЭЦ (35,2%);

---

<sup>134</sup> Докритические параметры перегретого пара (ДКД): давление до 13,8 МПа (138 кгс/см<sup>2</sup>), температура до 535 °С. Сверхкритические параметры перегретого пара (СКД): давление до 23,5 МПа (240 кгс/см<sup>2</sup>), температура до 540-580 °С. Суперкритические параметры перегретого пара (СКП): давление 28-30 МПа (280–300 кгс/см<sup>2</sup>), температура до 560-600 °С. В России тепловые электростанции с СКП отсутствуют. Ультрасверхкритические параметры перегретого пара (УСКП): давление выше 35 МПа (350 кгс/см<sup>2</sup>), температура более 700-720 °С. В России тепловые электростанции с УСКП отсутствуют.

<sup>135</sup> РЭА. Ежегодный аналитический отчет «Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций» (за период 2021-2023 гг.).

<sup>136</sup> Разрабатываемые до 2022 г. включительно.

- Амурская ТЭЦ (42,5%);
- Томская ГРЭС-2 (62,6%);
- Комсомольская ТЭЦ (66,0%);
- Новочеркасская ГРЭС (75,7%);
- Аргаяшская ТЭЦ (80,0%);
- Северская ТЭЦ (81,5%);
- Хабаровская ТЭЦ-1 (82,8%).

Эти ТЭС были отнесены в отдельную группу – электростанции со смешанными видами топлива.

Оценка КПИТ для УГТЭС была произведена ЦЭНЭФ-ХХІ по данным о расходе топлива и производстве тепловой и электрической энергии из открытых источников. Значения приводятся в основном за 2023-2024 гг., в редких случаях – за более ранние годы. Значения были определены для 53<sup>137</sup> УГТЭС (см. табл. 9.2).

**Таблица 9.2 Коэффициенты полезного использования топлива (КПИТ электростанции) для угольных тепловых электростанций**

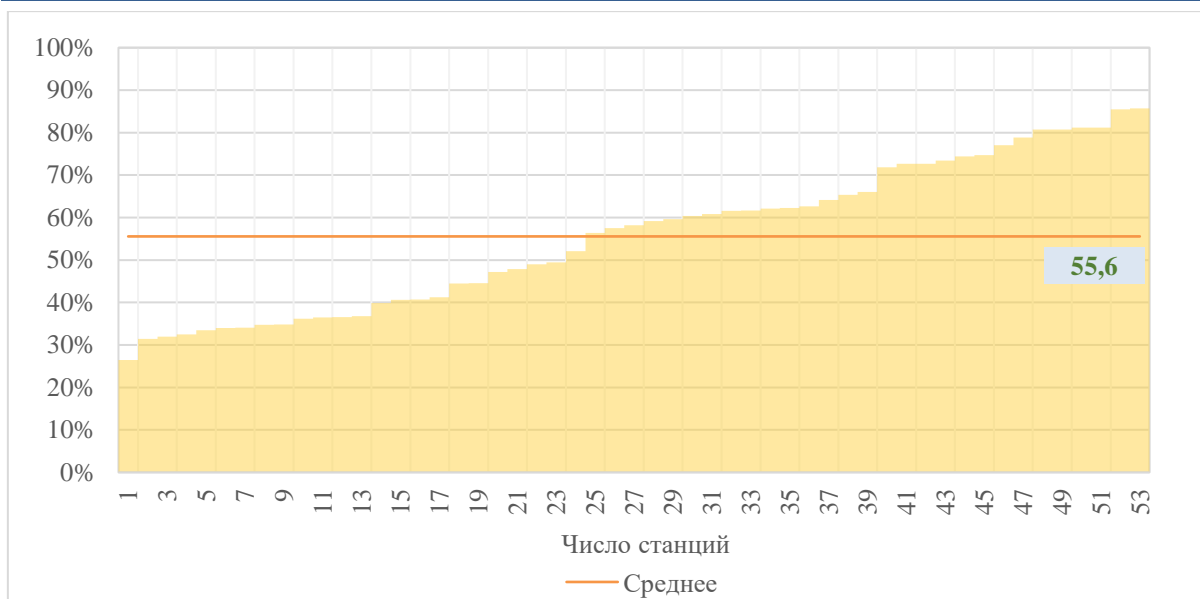
№	Наименование УГТЭС	КПИТ	№	Наименование УГТЭС	КПИТ
1	Беловская ГРЭС	26,5%	28	Благовещенская ТЭЦ	59,2%
2	Южно-Кузбасская ГРЭС	31,4%	29	Апатитская ТЭЦ	59,6%
3	Томь-Усинская ГРЭС	31,9%	30	ТЭЦ в г. Заринске	60,3%
4	Партизанская ГРЭС	32,5%	31	Абаканская ТЭЦ	60,9%
5	Троицкая ГРЭС	33,5%	32	Новосибирская ТЭЦ-3	61,6%
6	Назаровская ГРЭС	34,0%	33	Омская ТЭЦ-4	61,7%
7	Рефтинская ГРЭС	34,0%	34	Омская ТЭЦ-5	62,1%
8	Райчихинская ГРЭС	34,7%	35	Барнаулская ТЭЦ-2	62,3%
9	Южноуральская ГРЭС	34,8%	36	ТЭЦ «Каскад-Энерго»	62,6%
10	ТЭЦ в п. Советская Гавань	36,2%	37	Липецкая ТЭЦ-2	64,1%
11	Гусиноозерская ГРЭС	36,5%	38	Красноярская ТЭЦ-1	65,3%
12	Иркутская ТЭЦ-10	36,5%	39	Новосибирская ТЭЦ-4	66,0%
13	Артемовская ТЭЦ	36,8%	40	Иркутская ТЭЦ-9	71,8%
14	Березовская ГРЭС	39,9%	41	Красноярская ТЭЦ-2	72,7%
15	Иркутская ТЭЦ-11	40,6%	42	Депутатская ТЭЦ	72,7%
16	Бийская ТЭЦ-1	40,7%	43	ТЭЦ Абаза-Энерго	73,4%
17	Черепетская ГРЭС	41,2%	44	Красноярская ТЭЦ-3	74,4%
18	Харанорская ГРЭС	44,5%	45	ТЭЦ-1 г. Улан-Удэ	74,7%
19	Барабинская ТЭЦ	44,5%	46	Кузнецкая ТЭЦ	77,0%
20	ТЭЦ в г. Яровое	47,2%	47	Читинская ТЭЦ-2	78,9%
21	Нерюнгринская ГРЭС	47,8%	48	Канская ТЭЦ	80,7%
22	Ново-Зиминская ТЭЦ	49,0%	49	Усть-Илимская ТЭЦ	80,8%
23	Ново-Кемеровская ТЭЦ	49,5%	50	Ново-Иркутская ТЭЦ	81,1%
24	Аркагалинская ГРЭС	52,0%	51	Барнаулская ТЭЦ-3	81,2%
25	Новосибирская ТЭЦ-5	56,4%	52	Иркутская ТЭЦ-16	85,5%
26	Читинская ТЭЦ-1	57,5%	53	Магаданская ТЭЦ	85,7%
27	Чульманская ТЭЦ	58,2%			

<sup>137</sup> Три угольные тепловые электростанции были исключены из рассмотрения по причине очень высоких КПИТ, которые вряд ли соответствуют действительности: Иркутская ТЭЦ-6 (108%), Иркутская ТЭЦ-7 (99%) и Эгвекинотская ГРЭС (109%).

Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

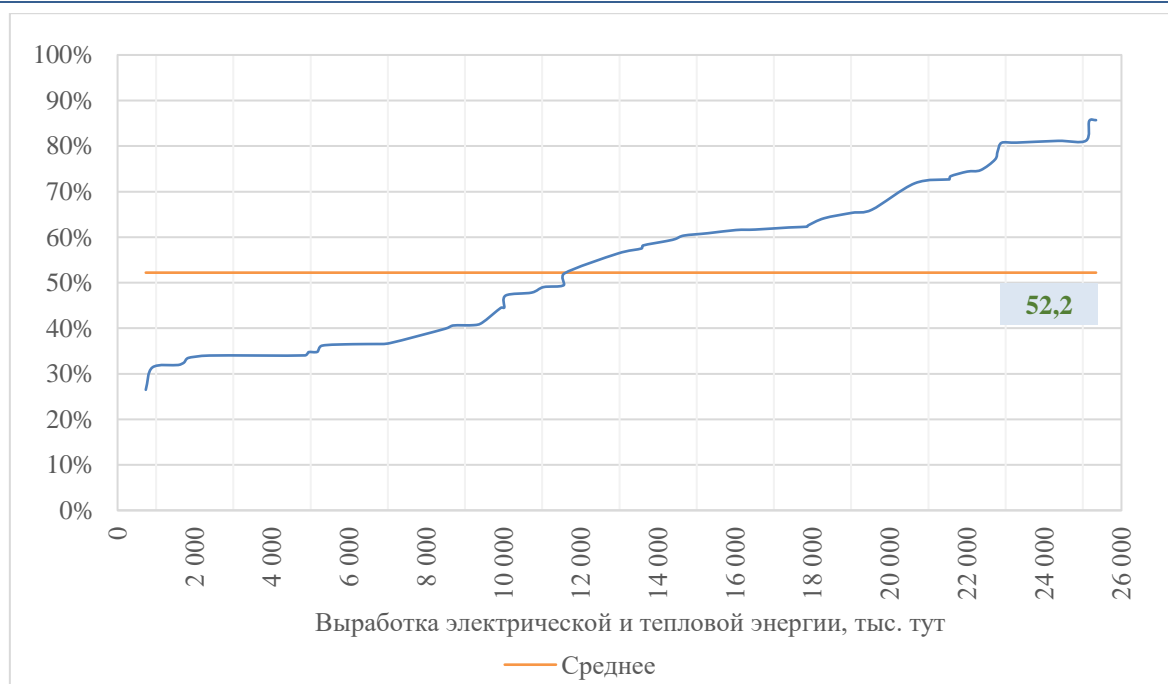
Кривые распределения КПИТ для УГТЭС представлены на рис. 9.3 и 9.4. На рис. 9.3 представлено среднее арифметическое по всем рассматриваемым электростанциям – 55,6%; на рис. 9.4 – среднее взвешенное значение – 52,2%. Разница между ними наглядно показывает, насколько влияет метод расчета на получаемые результаты. Правильнее считать средневзвешенную величину, поскольку в этом случае учитывается вклад (вес) каждой УГТЭС в объемы производимых тепловой и электрической энергии.

**Рисунок 9.3 Бенчмаркинг УГТЭС по КПИТ (среднее арифметическое по УГТЭС)**



Источник: Оценки ЦЭНЭФ-XXI по данным из открытых источников.

**Рисунок 9.4 Бенчмаркинг УГТЭС по КПИТ для объемов выработки электроэнергии**

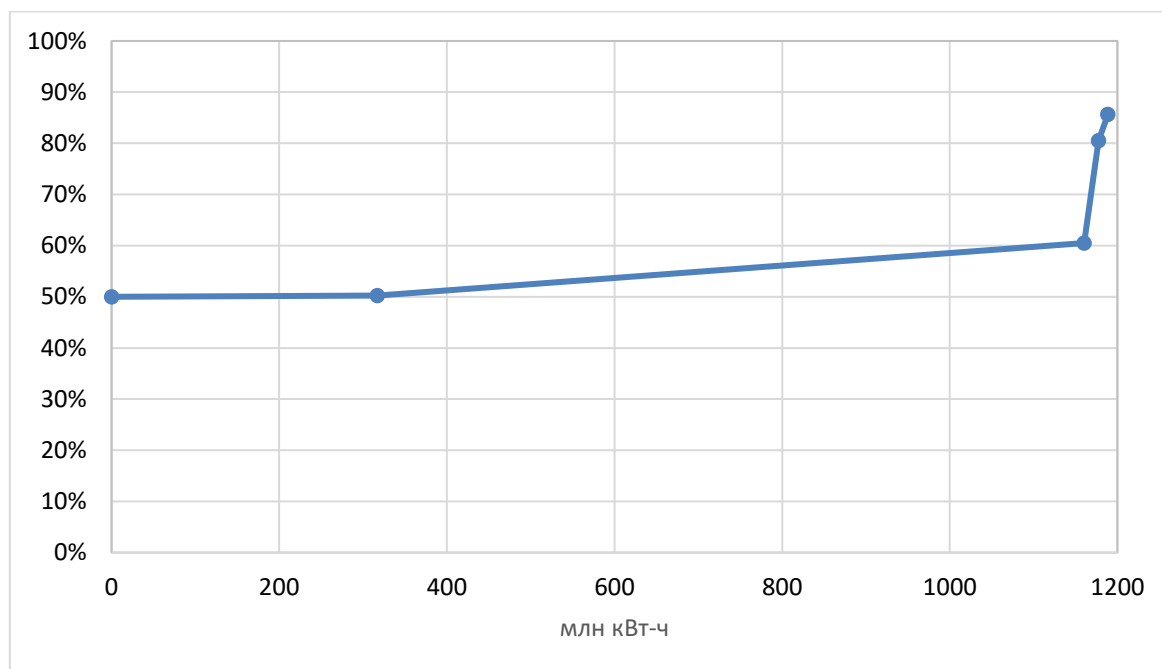


Источник: Оценки ЦЭНЭФ-XXI по данным из открытых источников.

### 9.1.4 ТЭС на других видах топлива

Значения показателя были определены для небольшого количества существующих в РФ мазутных ТЭС за 2023-2024 гг. КПИТ мазутных ТЭС варьируется в диапазоне 50-86% (рис. 9.5). Высокие значения КПИТ для двух мазутных ТЭС – 80% и 86% – обусловлены тем, что эти станции вырабатывают незначительное количество электрической энергии, практически полностью используемой на собственные нужды, и фактически работают в режиме котельных.

Рисунок 9.5 Бенчмаркинг мазутных ТЭС по КПИТ



Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям схем теплоснабжения муниципальных образований, схем и программ развития электроэнергетических систем регионов РФ.

## 9.2 Удельный расход топлива на производство электроэнергии на ТЭС

### 9.2.1 Все ТЭС России

В России существует значительный разрыв в эффективности генерации электроэнергии по сравнению с лучшими мировыми практиками. После 2000 г. УРУТээ снижались медленно, а после 2020 г. росли. В итоге разрыв по эффективности генерации электроэнергии на ТЭС с технологиями ВАТ увеличился. Оценка УРУТ на производство и отпуск электроэнергии по России получена на основе использования данных форм отчетности Росстата «4-топливо» и «1-натура». По первой форме отчитываются только крупные и средние предприятия, поэтому, например, в 2024 г. она охватывает выработку 768,3 млрд кВт-ч из 772,5 млрд кВт-ч, выработанных на ТЭС и ДЭС, или 99,5%. Отчитывающиеся организации сами определяют метод разнесения затрат топлива на ТЭС на выработку электрической и тепловой энергии. Оценка по этим данным КПД выработки тепла показывает, что в 2000-2024 гг. он варьировал в диапазоне 90,7-93,8%. Это значит, что разнесение реализуется преимущественно по физическому методу.

Анализ динамики УРУТ на выработку и отпуск электроэнергии от ТЭС и ДЭС за последнюю четверть века (см. рис. 9.6) позволил получить следующие выводы:

- за 25 лет УРУТ на отпуск электроэнергии снизился на 5,5%, а на ее производство – на 9,3%. Это медленнее, чем снижение УРУТ для лучших технологий на газовых и угольных ТЭС за этот же период. В России прогресс в снижении УРУТ в основном достигался за счет роста доли более эффективной газовой генерации, а после 2010 г. – также за счет активного строительства ПГУ. Минимальные значения – 296 гут/кВт-ч на выработку и 284,6 гут/кВт-ч на отпуск электроэнергии – были достигнуты в 2020 г.;

- после 2020 г. наметилась устойчивая тенденция в росте УРУТ. К 2024 г. УРУТ на выработку и отпуск электроэнергии от ТЭС выросли соответственно на 3% и 4%;

- разрыв УРУТ российских ТЭС с лучшими мировыми показателями (ВАТ) остается значительным. Самые высокие в мире значения КПД составили: для ПГУ – 64%<sup>138</sup>, для угольных ТЭС с суперкритическими параметрами пара – 49%<sup>139</sup>, а для ПГУ-ТЭЦ (использовано лучшее значение УРУТ для ТЭЦ «Мосэнерго») – 151,9 гут/кВтч;

- для структуры топливного баланса ТЭС России средневзвешенный УРУТ на выработку электроэнергии с параметрами лучших в мире КЭС был бы равен 207 гут/кВт-ч. Это в 1,4 раза ниже его фактического значения. Разрыв еще более значителен при сравнении с ПГУ-ТЭЦ – 1,9 раза в 2024 г.;

- УРУТ на выработку и отпуск электроэнергии от ДЭС динамично снижался до 2023 г., но в 2024 г. он вырос. Адекватность оценки УРУТ на ДЭС на основе данных Росстата вызывает вопросы. По данным РЭА, значения УРУТ на ДЭС в 2020-2023 гг. составляли 371,5-383,6 5 гут/кВт-ч.<sup>140</sup>

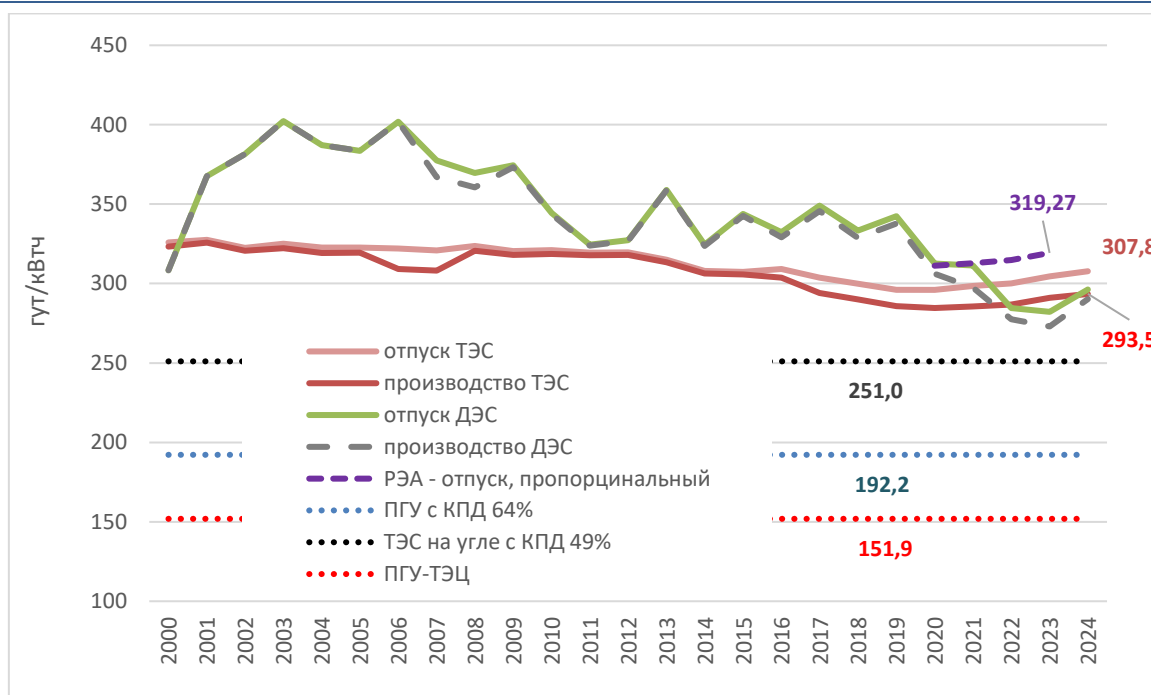
---

<sup>138</sup> Самый высокий КПД ПГУ электростанции в мире составил 64,18%. Most efficient combined cycle power plant | Guinness World Records; Takeishi, K.; Krewinkel, R. Advanced Gas Turbine Cooling for the Carbon-Neutral Era. Int. J. Turbomach. Propuls. Power 2023, 8, 19. <https://doi.org/10.3390/ijtp8030019>. Advanced Gas Turbine Cooling for the Carbon-Neutra.pdf

<sup>139</sup> Самый высокий зарегистрированный чистый КПД для действующей угольной электростанции на ультрасверхкритических параметрах (USC) составляет 49,37% на блоке второй очереди Пиншань в Китае, введенном в эксплуатацию в апреле 2022 года. Ожидается, что передовые технологии ультрасверхкритических параметров (A-USC) достигнут КПД, приближающегося к 50% чистой выработки электроэнергии, а будущие разработки направлены на превышение чистого КПД 51%. China's Pingshan Phase II Sets New Bar as World's Most Efficient Coal Power Plant; B. Tramošljika, P. Blecich, I. Bonefačić and V. Glažar. Advanced Ultra-Supercritical Coal-Fired Power Plant with Post-Combustion Carbon Capture: Analysis of Electricity Penalty and CO2 Emission Reduction. Sustainability 2021, 13(2), 801; <https://doi.org/10.3390/su13020801> Advanced Ultra-Supercritical Coal-Fired Power Plant with Post-Combustion Carbon Capture: Analysis of Electricity Penalty and CO2 Emission Reduction

<sup>140</sup> РЭА. Ежегодный аналитический отчет «Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций» (за период 2021-2023 гг.).

**Рисунок 9.6 Динамика УРУТ\* на выработку и отпуск электроэнергии от ТЭС и ДЭС в 2000-2024 гг.**



\*УРУТ в основном оценен на базе использования физического метода разнесения затрат топлива

Источники: Оценки ЦЭНЭФ-ХХI по данным формы отчетности Росстата «4-топливо» (ранее «11-ТЭР») за разные годы; РЭА. Ежегодный аналитический отчет «Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций» (за период 2021-2023 гг.).

Поскольку в мировой практике бенчмаркинга удельных выбросов ПГ пропорциональный метод практически не используется, при формировании системы бенчмаркинга приоритет следует отдавать физическому методу, или методам с фиксированной эффективностью выработки тепловой энергии на ТЭС. Согласно данным РЭА,<sup>141</sup> значения УРУТ на отпуск электроэнергии на ТЭС России при использовании пропорционального метода в 2020-2023 гг. выросли с 311,2 до 319,3 гут/кВтч. Согласно рис. 1.6 Справочника ИТС 38-2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии», значения УРУТ на отпуск электроэнергии на ТЭС России при использовании пропорционального метода в 2017-2021 гг. изменялись в пределах 309,9-312 гут/кВтч, а в таблице 1.13 этого Справочника указан диапазон значений 307,4-310,5 гут/кВтч.<sup>142</sup>

## 9.2.2 ТЭС на газе

УРУТ на производство и отпуск электроэнергии, определенные различными методами, значительно различаются (ориентировочно разница составляет 14-19%). При проведении бенчмаркинга газовых ТЭС по УРУТ на производство и/или отпуск электроэнергии необходимо обязательно учитывать метод распределения расхода топлива между электроэнергией и тепловой энергией, который используется на электростанции. 25 отобранных ТЭС применяют пропорциональный метод

<sup>141</sup> РЭА. Ежегодный аналитический отчет «Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций» (за период 2021-2023 гг.).

<sup>142</sup> ИТС 38-2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии». Бюро НДТ и Росстандарт. М. 2024 г.

распределения расхода топлива между электроэнергией и тепловой энергией, а на 35 ТЭС – физический.<sup>143</sup> По данным ПАО «Мосэнерго» за 2021-2022 гг., УРУТ по пропорциональному методу на 14-15% выше УРУТ, определенного по физическому методу (273-274,2 г.у.т/кВт-ч – пропорциональный метод; 233,9-234,4 г.у.т/кВт-ч – физический метод). По данным ПАО «ТКГ-1» за 2022-2023 гг., УРУТ по пропорциональному методу на 18-19% больше значения этого показателя, рассчитанного по физическому методу (252,4-253,3 г.у.т/кВт-ч – пропорциональный метод; 205,5-206,0 г.у.т/кВт-ч – физический метод).

Для бенчмаркинга по УРУТ было отобрано 60 газовых ТЭС (см. раздел 9.1.2). Эта выборка покрывает 34% установленной электрической газовой ТЭС России. По данным за 2023 год, отобранные ТЭС выработали 182474 млн кВт-ч электроэнергии при отпуске в сети 170026 млн кВт-ч (34,1% от производства и отпуска в сети газовыми ТЭС России). Все отобранные газовые ТЭС были разделены на две группы в соответствии с методом распределения расхода топлива между электрической и тепловой энергией.

1 группа: 25 ТЭС, использующих пропорциональный метод. Из них:

- 8 парогазовых и газотурбинных тепловых электростанций (ГТУ-ТЭЦ, ПГУ-ТЭЦ, отдельные ПГУ-энергоблоки в составе ТЭЦ);
- 17 паротурбинных (паросиловых) ТЭЦ и ГРЭС.

2 группа: 35 ТЭС, применяющих физический метод. Из них:

- 14 парогазовых и газотурбинных тепловых электростанций (ГТУ-ТЭЦ, ПГУ-ТЭЦ, отдельные ПГУ-энергоблоки в составе ТЭЦ);
- 21 паротурбинных (паросиловых) ТЭЦ и ГРЭС.

Результаты бенчмаркинга отобранных газовых ТЭС по показателям УРУТ на производство (выработку) и отпуск 1 кВт-ч электрической энергии приведены в табл. 9.3 и 9.4, а также на рис. 9.7 и 9.8. Помимо этого в табл. 9.3 и 9.4 для каждой ТЭС приведены основные показатели, которые оказывают значительное влияние на величину фактического УРУТ по производству и отпуску электроэнергии на тепловых электростанциях. К таким показателям относятся:

- коэффициент использования установленной мощности (КИУМ по электроэнергии);
- вид энергетического оборудования (российские или зарубежные газовые турбины), работающего в составе ГТУ-ТЭЦ, ПГУ-ТЭЦ или отдельных ПГУ-энергоблоков в составе ТЭЦ;
- вид параметров пара (докритические или сверхкритические) на входе в паровые турбоагрегаты для паросиловых ТЭС.

---

<sup>143</sup> При физическом методе используется подход распределения затрат топлива пропорционально количеству топлива (в условных единицах), израсходованного на каждый вид энергии на базе теплового баланса ТЭЦ. При этом топливо распределяется между электрической и тепловой энергией в соответствии с условием, когда удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпускаемую из отборов турбин, рассчитывается обратно пропорционально КПД энергетических и пиковых водогрейных котлов. По пропорциональному методу распределение топлива, израсходованного энергетическими котлами, производится пропорционально затратам топлива на выработку электрической энергии и отпуск теплоты внешним потребителям при условии их раздельного производства на конкретной электростанции. При этом в пропорциональном методе вводятся эмпирические коэффициенты, позволяющие учитывать термодинамическую ценность потоков пара на входе в турбины, в регулируемых отборах и в конденсаторах, а также эмпирические коэффициенты, учитывающие регенеративный подогрев питательной воды на тепловой электростанции.

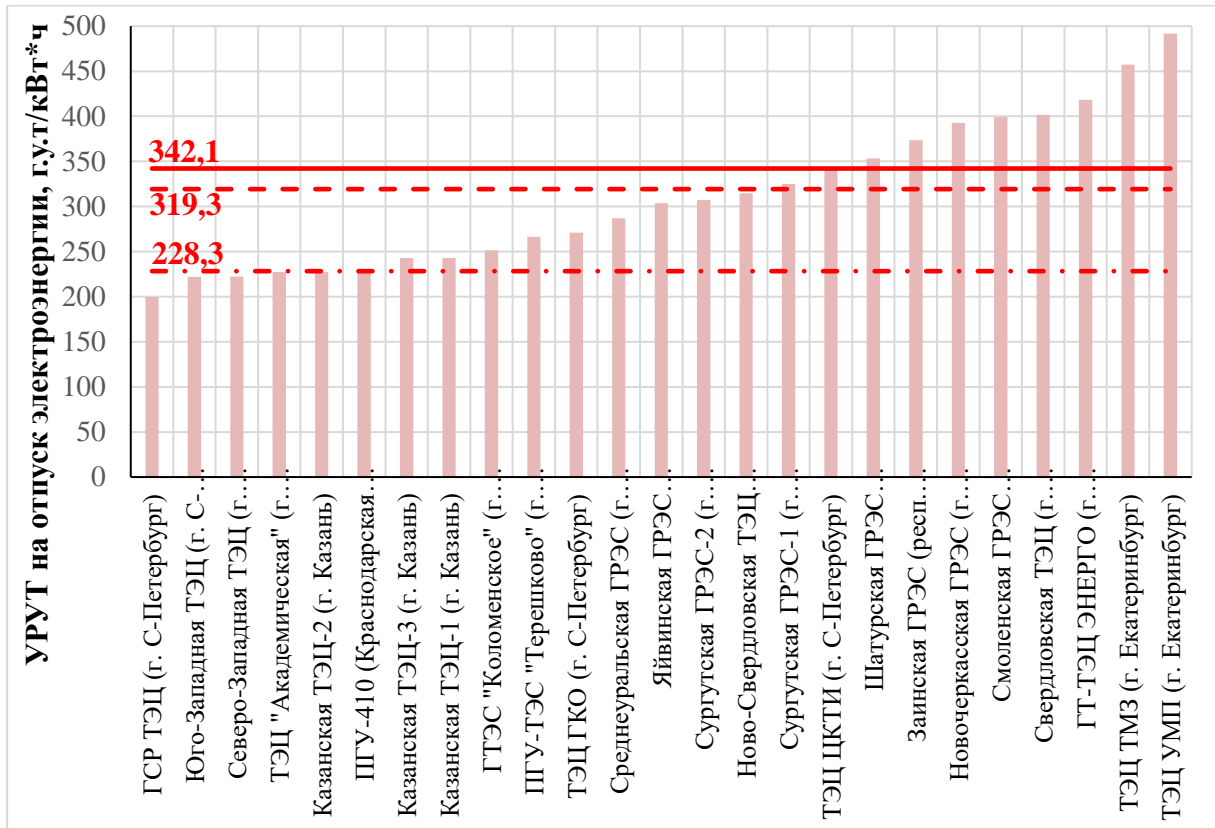
**Таблица 9.3 Удельный расход условного топлива на отпуск и выработку электроэнергии на отобранных газовых ТЭС (пропорциональный метод)**

№ п/п	Наименование ТЭС	КИУМ по электроэнергии, %	Вид оборудования или параметры пара на входе в паровые турбоагрегаты	Удельный расход условного топлива (УРУТ), г.у.т/кВт-ч	
				на отпуск электроэнергии	на выработку электроэнергии
1	ГСП ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	85%	Зарубежное оборудование (газовые турбины MS6001FA, General Electric)	199,5	188,8
2	Юго-Западная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	74%	Зарубежное оборудование (газовые турбины V64.3A, Ansaldo Energia)	222,1	210,6
3	Северо-Западная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	66%	Зарубежное оборудование (газовая турбины V-94.2, Siemens)	222,5	218,5
4	ТЭЦ «Академическая» (г. Екатеринбург)	83%	Зарубежное оборудование (газовые турбины V-94.2, Siemens)	227,3	216,2
5	Казанская ТЭЦ-2 (г. Казань)	63%	Докритические (ДКД)	227,4	211,7
6	ПГУ-410 (Краснодарская ТЭЦ, г. Краснодар)	78%	Зарубежное оборудование (газовые турбины M701F4, Mitsubishi Power)	230,6	219,8
7	Казанская ТЭЦ-3 (г. Казань)	51,4%	Докритические (ДКД)	243,1	223,9
8	Казанская ТЭЦ-1 (г. Казань)	50,9%	Докритические (ДКД)	243,1	225,7
9	ГТЭС «Коломенское» (г. Москва)	40%	Зарубежное оборудование (газовые турбины SGT-800, Siemens)	251,4	235,9
10	ПГУ-ТЭС «Терешково» (г. Москва)	96%	Зарубежное оборудование (газовые турбины LM6000PD Sprint, General Electric)	266,3	230,2
11	ТЭЦ ГКО (г. Санкт-Петербург)	44%	Докритические параметры (ДКД)	271,0	227,8
12	Среднеуральская ГРЭС (г. Екатеринбург)	51%	Докритические и сверхкритические (ДКД и СКД)	286,9	272,7
13	Яйвинская ГРЭС (Пермский край)	50%	Докритические (ДКД)	303,5	287,6
14	Сургутская ГРЭС-2 (г. Сургут)	53%	Сверхкритические (СКД)	307,1	299,0
15	Ново-Свердловская ТЭЦ (г. Екатеринбург)	40%	Докритические (ДКД)	314,7	274,4

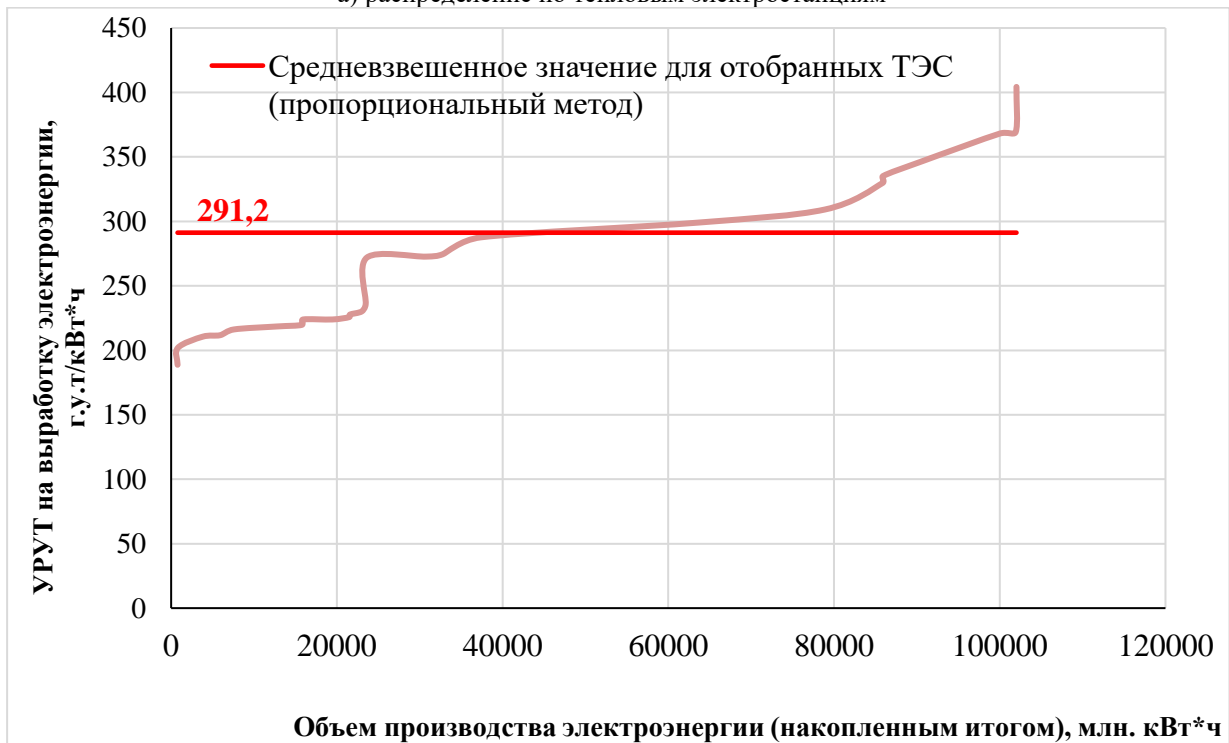
№ п/п	Наименование ТЭС	КИУМ по электро-энергии, %	Вид оборудования или параметры пара на входе в паровые турбоагрегаты	Удельный расход условного топлива (УРУТ), г.у.т/кВт-ч	
				на отпуск электроэнергии	на выработку электроэнергии
16	Сургутская ГРЭС-1 (г. Сургут)	53%	Докритические (ДКД)	325,0	309,2
17	ТЭЦ ЦКТИ (г. Санкт-Петербург)	28%	Докритические (ДКД)	341,3	202,0
18	Шатурская ГРЭС (Московская область)	53%	Докритические (ДКД)	353,2	329,8
19	Заинская ГРЭС (Республика Татарстан)	24%	Докритические (ДКД)	373,4	346,5
20	Новочеркасская ГРЭС (г. Новочеркасск)	48%	Сверхкритические (СКД)	392,8	368,2
21	Смоленская ГРЭС (Смоленская область)	34%	Докритические (ДКД)	398,9	369,3
22	Свердловская ТЭЦ (г. Екатеринбург)	64%	Докритические (ДКД)	401,6	223,9
23	ГТ-ТЭЦ ЭНЕРГО (г. Екатеринбург)	59%	Российское оборудование (газовая турбина ГТЭ-009М)	418,1	404,3
24	ТЭЦ ТМЗ (г. Екатеринбург)	17%	Докритические (ДКД)	457,2	335,1
25	ТЭЦ УМП (г. Екатеринбург)	69%	Докритические (ДКД)	491,6	271,9

Источник: Оценка ЦЭНЭФ-XXI по данным Схем теплоснабжения муниципальных образований, Годовых отчетов и Отчетов по устойчивому развитию российских генерирующих компаний.

**Рисунок 9.7 Бенчмаркинг газовых ТЭС по УРУТ (а) на отпуск и (б) на выработку электроэнергии (пропорциональный метод)**



а) распределение по тепловым электростанциям



б) распределение по объемам производства (выработки) электроэнергии

Источник: Расчеты ЦЭНЭФ-XXI по данным Схем теплоснабжения муниципальных образований, Годовых отчетов и Отчетов по устойчивому развитию российских генерирующих компаний.

**Таблица 9.4 Удельные расходы условного топлива на отпуск и на выработку электроэнергии на отобранных газовых ТЭС (физический метод)**

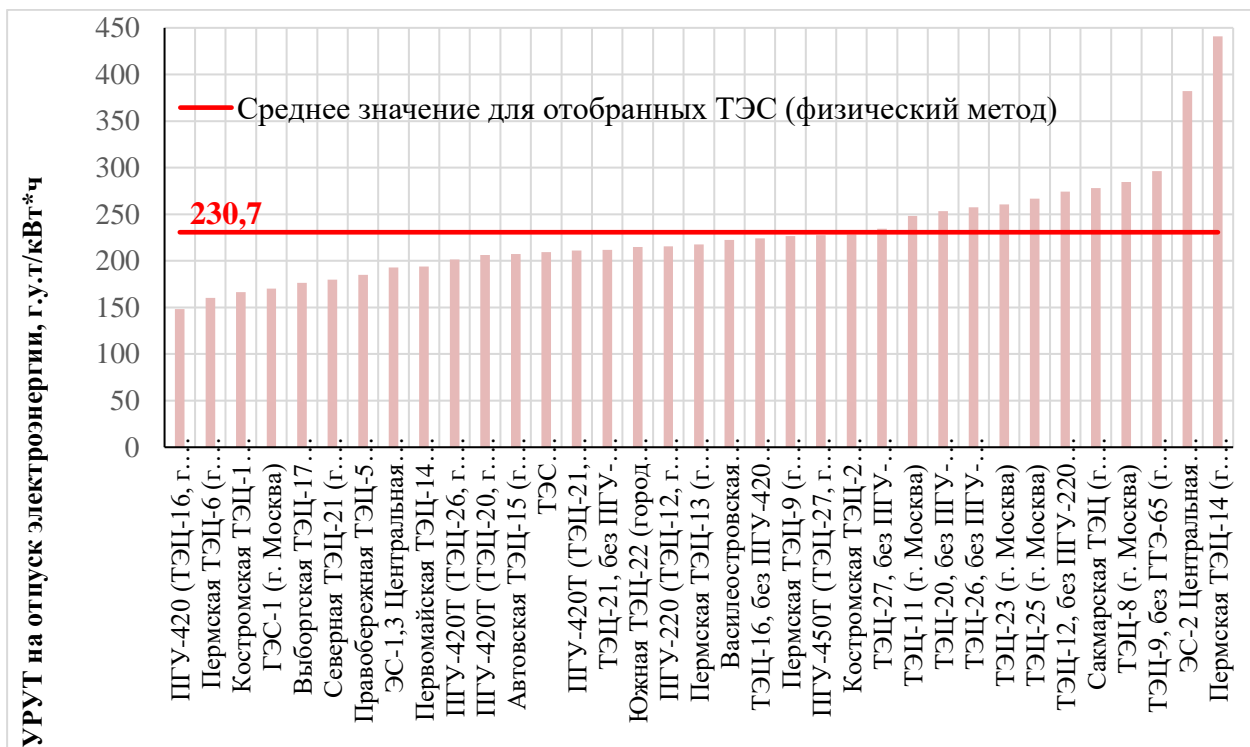
№ п/п	Наименование ТЭС	КИУМ по электроэнергии, %	Вид оборудования или параметры пара на входе в паровые турбоагрегаты	Удельный расход условного топлива (УРУТ), г.у.т/кВт-ч	
				на отпуск электроэнергии	на выработку электроэнергии
1	ПГУ-420 (ТЭЦ-16, г. Москва)	76%	Зарубежное оборудование (газовая турбина SGTS-4000F, Siemens)	148,2	139,4
2	Пермская ТЭЦ-6 (г. Пермь)	62%	Зарубежное оборудование (газовая турбина SGTS-4000F, Siemens)	160,1	145,7
3	Костромская ТЭЦ-1 (г. Кострома)	41%	Докритические (ДКД)	166,3	124,6
4	ГЭС-1 (г. Москва)	32%	Докритические (ДКД)	170,3	140,2
5	Выборгская ТЭЦ-17 (г. Санкт-Петербург)	33%	Докритические (ДКД)	176,4	153,7
6	Северная ТЭЦ-21 (г. Санкт-Петербург)	44%	Докритические (ДКД)	179,9	160,5
7	Правобережная ТЭЦ-5 (г. Санкт-Петербург)	52%	Российское оборудование (газовая турбина ГТЭ-160)	184,8	174,3
8	ЭС-1,3 Центральная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	62%	Зарубежное оборудование (газовые турбины SGT-800, Siemens)	192,9	176,2
9	Первомайская ТЭЦ-14 (г. Санкт-Петербург)	57%	Зарубежное оборудование (газовые турбины V64.3A, Ansaldo Energia)	193,9	180,1
10	ПГУ-420Т (ТЭЦ-26, г. Москва)	80%	Зарубежное оборудование (газовая турбина GT-26B, Alstom)	201,6	192,9
11	ПГУ-420Т (ТЭЦ-20, г. Москва)	65%	Зарубежное оборудование (газовая турбина SGTS-4000F, Siemens)	206,4	195,9
12	Автовская ТЭЦ-15 (г. Санкт-Петербург)	45%	Докритические (ДКД)	207,4	173,7
13	ТЭС «Международная» (г. Москва)	79%	Зарубежное оборудование (газовые турбины GTX-100 и SGT-800, Siemens)	209,4	198,5
14	ПГУ-420Т (ТЭЦ-21, город Москва)	72%	Российское оборудование (газовая турбина ГТЭ-160)	211,2	201,1
15	ТЭЦ-21, без ПГУ-420Т (г. Москва)	47%	Докритические и сверхкритические (ДКД и СКД)	211,7	187,1

№ п/п	Наименование ТЭС	КИУМ по электро-энергии, %	Вид оборудования или параметры пара на входе в паровые турбоагрегаты	Удельный расход условного топлива (УРУТ), г.у.т/кВт-ч	
				на отпуск электроэнергии	на выработку электроэнергии
16	Южная ТЭЦ-22 (город Санкт-Петербург)	48%	Российское оборудование (газовая турбина ГТЭ-160)	214,7	202,8
17	ПГУ-220 (ТЭЦ-12, г. Москва)	72%	Российское оборудование (газовая турбина ГТЭ-160)	215,7	199,7
18	Пермская ТЭЦ-13 (г. Пермь)	33%	Российское оборудование (газовая турбина ГТЭ-16ПА)	217,8	195,3
19	Василеостровская ТЭЦ-7 (г. Санкт-Петербург)	65%	Докритические (ДКД)	222,4	194,6
20	ТЭЦ-16, без ПГУ-420 (г. Москва)	62%	Докритические (ДКД)	224,1	198,6
21	Пермская ТЭЦ-9 (г. Пермь)	67%	Российское оборудование (газовая турбина ГТЭ-160)	226,5	204,4
22	ПГУ-450Т (ТЭЦ-27, г. Москва)	68%	Российское оборудование (газовые турбины ГТЭ-160)	227,6	219,7
23	Костромская ТЭЦ-2 (г. Кострома)	47%	Докритические (ДКД)	228,1	204,6
24	ТЭЦ-27, без ПГУ-450Т (г. Москва)	38%	Докритические (ДКД)	234,5	206,2
25	ТЭЦ-11 (г. Москва)	61%	Докритические (ДКД)	248,1	219,3
26	ТЭЦ-20, без ПГУ-420Т (г. Москва)	45%	Докритические (ДКД)	253,2	219,1
27	ТЭЦ-26, без ПГУ-420Т (г. Москва)	61%	Докритические и сверхкритические (ДКД и СКД)	257,3	235,7
28	ТЭЦ-23 (г. Москва)	60%	Докритические и сверхкритические (ДКД и СКД)	260,6	238,4
29	ТЭЦ-25 (г. Москва)	62%	Докритические и сверхкритические (ДКД и СКД)	266,7	244,6
30	ТЭЦ-12, без ПГУ-220 (г. Москва)	51%	Докритические (ДКД)	274,4	237,8
31	Сакмарская ТЭЦ (г. Оренбург)	58%	Докритические (ДКД)	277,9	243,5
32	ТЭЦ-8 (г. Москва)	42%	Докритические (ДКД)	284,6	253,2
33	ТЭЦ-9, без ГТЭ-65 (г. Москва)	55%	Докритические (ДКД)	296,3	263,5
34	ЭС-2 Центральная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	57%	Докритические (ДКД)	382,2	233,3

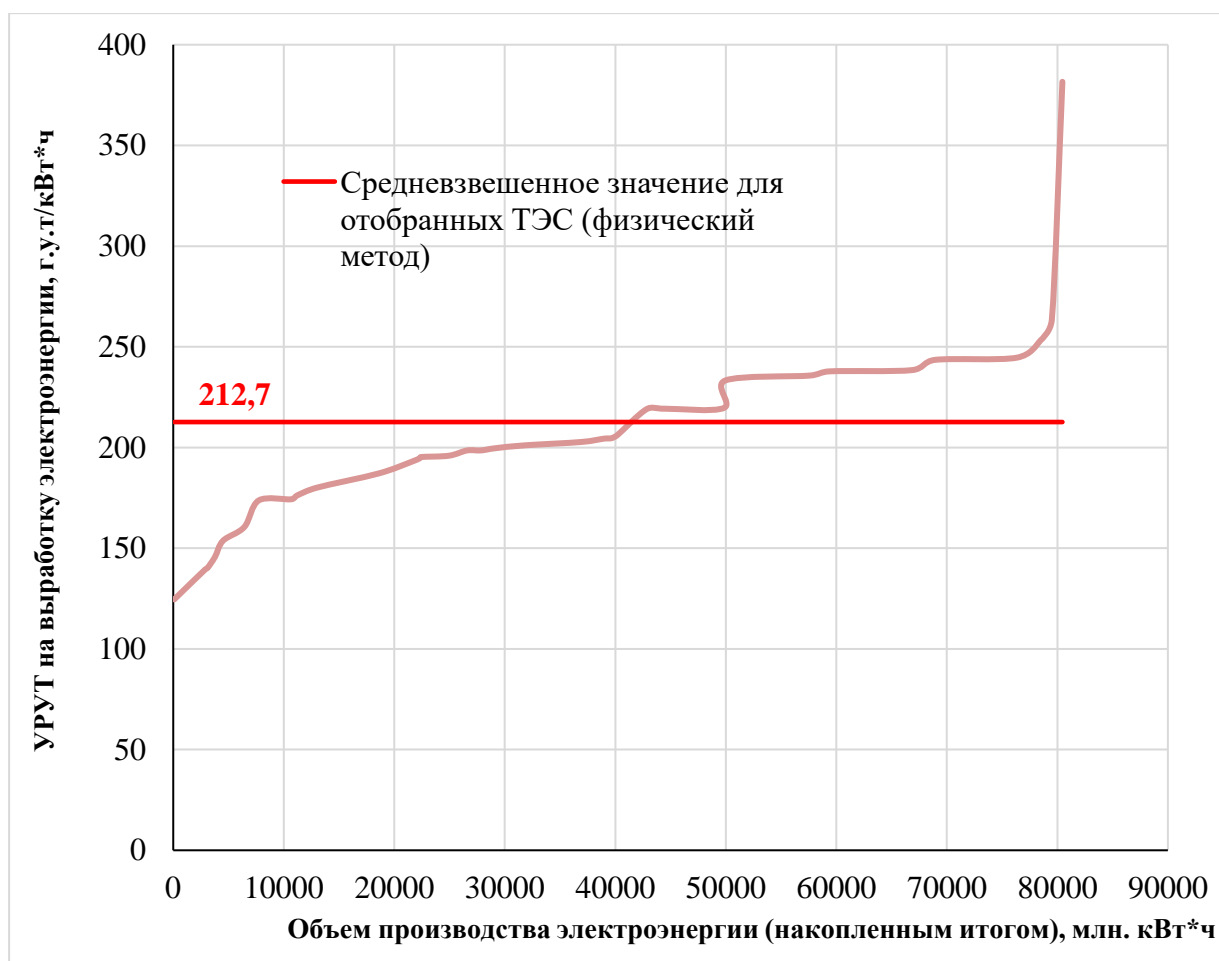
№ п/п	Наименование ТЭС	КИУМ по электроэнергии, %	Вид оборудования или параметры пара на входе в паровые турбоагрегаты	Удельный расход условного топлива (УРУТ), г.у.т/кВт*ч	
				на отпуск электроэнергии	на выработку электроэнергии
35	Пермская ТЭЦ-14 (г. Пермь)	33%	Докритические (ДКД)	441,0	381,6

Источник: Оценка ЦЭНЭФ-XXI по данным Схем теплоснабжения муниципальных образований, Годовых отчетов и Отчетов по устойчивому развитию российских генерирующих компаний.

**Рисунок 9.8 Бенчмаркинг газовых ТЭС по УРУТ: (а) на отпуск и (б) на выработку электроэнергии (физический метод)**



а) распределение по тепловым электростанциям



б) распределение по объемам производства (выработки) электроэнергии

Источник: Расчеты ЦЭНЭФ-XXI по данным Схем теплоснабжения муниципальных образований, Годовых отчетов и Отчетов по устойчивому развитию российских генерирующих компаний.

Разброс УРУТ на отпуск электроэнергии для 25 ТЭС, использующих пропорциональный метод, составил 199,5–491,6 г.у.т/кВт-ч. Разброс УРУТ на отпуск электроэнергии для 35 ТЭС, применяющих физический метод, был равен 148,2–441,0 г.у.т/кВт-ч. Все ТЭС с минимальными значениями УРУТ на отпуск электроэнергии являются ПГУ-ТЭЦ и имеют в своем составе зарубежные газовые турбины (производители Siemens, General Electric, Ansaldo Energia). Уровень загрузки электрической мощности этих тепловых электростанций также очень высокий (КИУМ по электроэнергии составлял от 62% до 85%).

Причины высоких значений УРУТ на отпуск электроэнергии для этих ТЭС включают низкие значения КИУМ по электроэнергии (для отдельных электростанций он находился в пределах 17-33%) и высокие значения доли расхода электрической энергии на собственные нужды ТЭС (для отдельных станций она была равна 39-44%). Следует отметить, что для отобранных российских газовых ТЭС, применяющих пропорциональный метод, только 5 ТЭС (25%) имеют фактические значения УРУТ на отпуск электроэнергии меньше среднероссийского показателя для ПГУ-ТЭЦ (228,3 г.у.т/кВт-ч). При этом только 15 ТЭС (60%) имеют фактические значения УРУТ на отпуск электроэнергии меньше среднероссийского показателя для паросиловых ТЭС (319,3 г.у.т/кВт-ч).

Для российских ТЭС, применяющих физический метод, заявленным показателям МЭА соответствуют 85% из отобранных газовых ТЭС. Не более 44% из отобранных российских ТЭС, использующих пропорциональный метод, соответствуют заявленным показателям МЭА по величине удельного расхода топлива на выработку и отпуск электрической энергии на газовых тепловых электростанциях (297,6 г.у.т/кВт-ч – 2023 год, 276,4 г.у.т/кВт-ч – 2050 год).

Среднее значение УРУТ для выборки из 35 газовых ТЭС России практически совпадает с бенчмарком по УРУТ для газовых ТЭС Китая для 2024 г. Если использовать показатели бенчмарков (2022 года) по удельным выбросам ПГ, указанные в принятом в Китае Плане реализации по установлению и распределению общего объема национальных квот на выбросы углерода в 2021 и 2022 годах (энергетика),<sup>144</sup> и допустить, что удельные выбросы от сжигания газа равны 1,59 тСО<sub>2</sub>экв/тут, то для газовых ТЭС бенчмарк по УРУТ в Китае равен 245,3 гут/кВт-ч, что соответствует значению КПД 50%, а для 2024 г. – 206,8 гут/кВт-ч, что соответствует значению КПД 59,5%.<sup>145</sup> При этом бенчмарк по эффективности выработки тепловой энергии на газовых ТЭС Китая равен 100%. Снижение его до среднего уровня российских газовых ТЭС привело бы к более низкому значению бенчмарка по УРУТ для электроэнергетики.

### 9.2.3 ТЭС на угле

Значения УРУТ<sub>э</sub> были определены для 55 УгТЭС (см. табл. 9.5 и рис. 9.9-9.10). УРУТ на УгТЭС зависит от метода разнесения затрат топлива. Так, по данным ПАО «ТКГ-1» за 2022-2023 гг., УРУТ по пропорциональному методу на 41-42% выше значения этого показателя, определенного по физическому методу (321,4-323,2 гут/кВт-ч – пропорциональный метод; 186,8-188,2 гут/кВт-ч – физический метод).

**Таблица 9.5 Удельный расход условного топлива на единицу производимой и отпускаемой электрической энергии угольными ТЭС, гут/кВт-ч**

№	Наименование УгТЭС	УРУТ <sub>э</sub> на:		№	Наименование УгТЭС	УРУТ <sub>э</sub> на:	
		отпуск	производство <sup>1</sup>			отпуск	производство <sup>1</sup>
1	Красноярская ТЭЦ-2	239,3	203,8	29	Читинская ТЭЦ-1	392,3	349,6
2	Барнаульская ТЭЦ-3	268,0	230,2	30	Иркутская ТЭЦ-10	398,0	362,6
3	Красноярская ТЭЦ-3	286,8	235,5	31	Троицкая ГРЭС	403,8	398,0
4	Усть-Илимская ТЭЦ	307,6	255,4	32	Омская ТЭЦ-4	406,8	337,1
5	Новосибирская ТЭЦ-5	307,7	269,2	33	Приморская ГРЭС	413,1	- <sup>2</sup>
6	Абаканская ТЭЦ	320,7	277,1	34	Приморская ТЭС	419,5	- <sup>2</sup>
7	Новосибирская ТЭЦ-3	321,1	279,7	35	Читинская ТЭЦ-2	434,0	289,8
8	Иркутская ТЭЦ-6	333,0	267,1	36	Иркутская ТЭЦ-12	440,8	- <sup>2</sup>

<sup>144</sup> 附件 1. 2021、2022 年度全国碳排放权交易配额总量 设定与分配实施方案 (发电行业) Приложение 1. План реализации по установлению и распределению общего объема национальных квот на выбросы углерода в 2021 и 2022 годах (энергетика) [5b2f4703b3734d2295a07ef938a4b2c1.pdf](#)

<sup>145</sup> 2023、2024年度发电行业全国碳排放权交易配额分配及清缴相关工作的通知 [关于做好2023、2024年度发电行业全国碳排放权交易配额分配及清缴相关工作的通知](#)

№	Наименование УгТЭС	УРУТээ на:		№	Наименование УгТЭС	УРУТээ на:	
		отпуск	производство <sup>1</sup>			отпуск	производство <sup>1</sup>
9	Новосибирская ТЭЦ-4	338,4	274,1	37	ТЭЦ Абаза-Энерго	444,2	354,7
10	Березовская ГРЭС	343,3	324,6	38	Южноуральская ГРЭС <sup>3</sup>	446,1	423,9
11	Черепетская ГРЭС	345,1	312,2	39	Иркутская ТЭЦ-16	451,2	234,9
12	Харанорская ГРЭС	346,3	324,1	40	Назаровская ГРЭС	452,1	395,8
13	Омская ТЭЦ-5	349,8	297,7	41	Райчихинская ГРЭС	455,6	399,4
14	Рефтинская ГРЭС	350,1	332,0	42	Артемовская ТЭЦ	464,8	410,2
15	Кузнецкая ТЭЦ	350,4	258,7	43	ТЭЦ в п. Советская Гавань	465,9	398,8
16	Иркутская ТЭЦ-9	352,0	288,2	44	Иркутская ТЭЦ-11	470,4	328,5
17	ТЭЦ-1 г. Улан-Удэ	355,6	298,0	45	Партизанская ГРЭС	473,1	412,9
18	Липецкая ТЭЦ-2	358,0	307,3	46	Магаданская ТЭЦ	475,2	285,0
19	Беловская ГРЭС	358,3	318,3	47	Шерловогорская ТЭЦ	475,5	360,2
20	Красноярская ТЭЦ-1	358,7	296,0	48	Ново-Иркутская ТЭЦ	478,9	408,3
21	Ново-Зиминская ТЭЦ	360,6	288,5	49	Иркутская ТЭЦ-7	478,9	159,3
22	Нерюнгринская ГРЭС	364,0	331,2	50	Приаргунская ТЭЦ	559,7	469,5
23	Барнаульская ТЭЦ-2	371,0	310,3	51	ТЭЦ в г. Яровое	569,7	352,1
24	Томь-Усинская ГРЭС	377,9	339,8	52	Барабинская ТЭЦ	620,9	428,1
25	Гусиноозерская ГРЭС	378,0	298,9	53	Южно-Кузбасская ГРЭС	717,1	540,8
26	Благовещенская ТЭЦ	378,9	319,7	54	Чульманская ТЭЦ	990,3	631,9
27	Ново-Кемеровская ТЭЦ	380,5	315,7	55	Аркагалинская ГРЭС	1022,5	567,2
28	Бийская ТЭЦ-1	389,2	327,9				

1 – пересчитано по данным об объемах производства и отпуска электрической энергии.

2 – пересчет невозможен ввиду отсутствия сведений об объемах производства и/или отпуска электрической энергии.

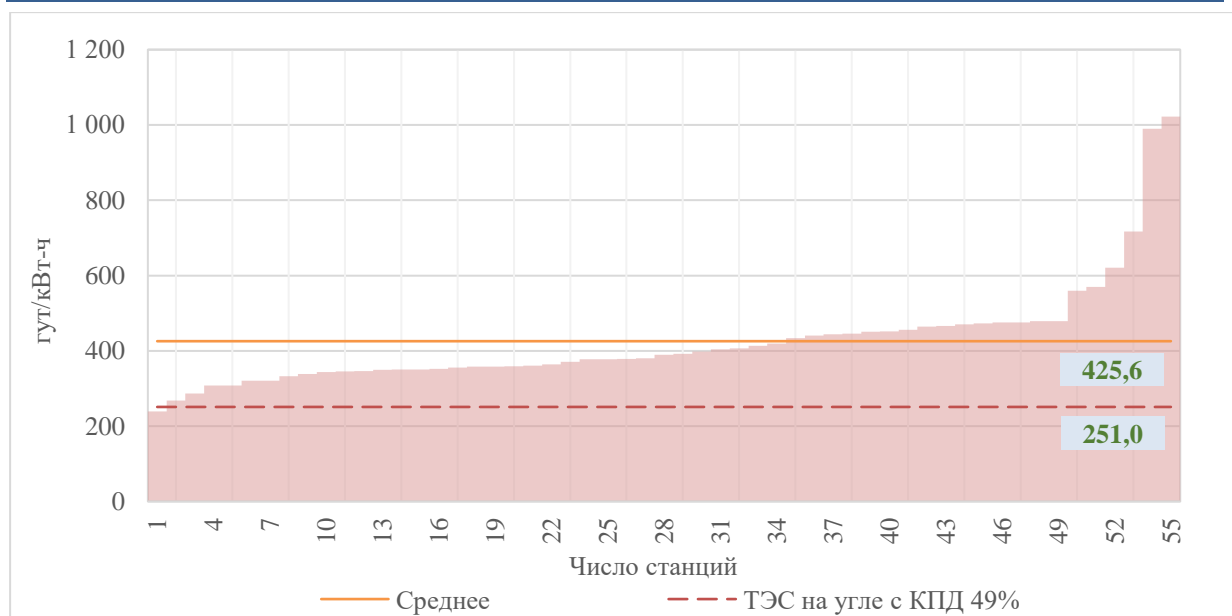
3 – АО «Интер РАО «Электрогенерация» указала в сведениях об используемом топливе на 2024 г., публикуемых в соответствии с Постановлением, значение 225,37 гут/кВт-ч, что маловероятно, принимая во внимание конденсационный статус электростанции. Поэтому в качестве достоверных были приняты значения из Схемы теплоснабжения городского округа Южноуральск.

Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

Разброс УРУТ на отпуск электроэнергии по 55 УгТЭС составил 239,3-1022,5 гут/кВт-ч. В лидерах находятся электростанции, работающие в теплофикационном режиме, что подтверждает их большую энергетическую эффективность. Высокое значение показателя для Аркагалинской ГРЭС стало следствием отведенной ей роли в

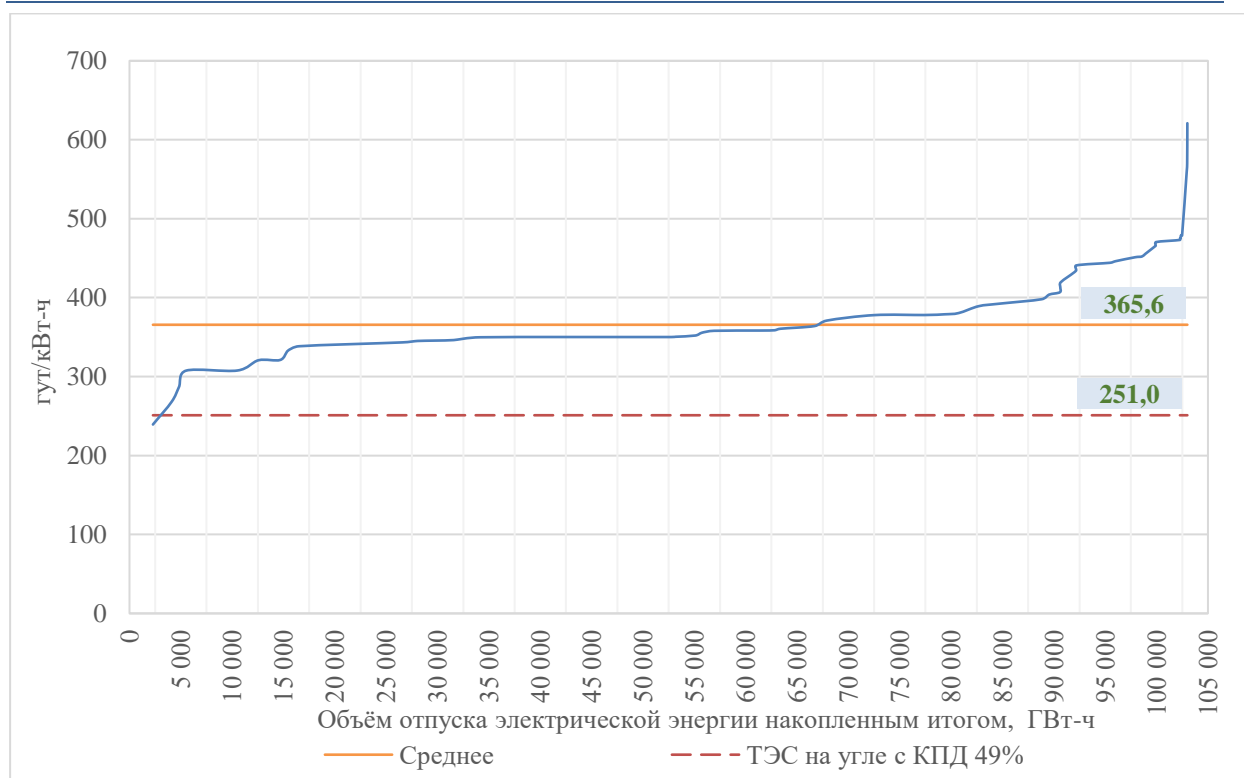
электроэнергетике Магаданской области. По сути, она функционирует как резервный источник электроэнергии, покрывающий дефицит электроэнергии в случае нехватки мощностей Колымской ГЭС и возникновения аварийных ситуаций в системе – иначе говоря, работает в крайне неэкономичном режиме на низких нагрузках, близких к техническому минимуму. Высокие значения показателя для двух других электростанций являются следствием сверхнормативного физического и морального износа основного и вспомогательного оборудования. Достаточно сказать, что на Южно-Кузбасской ГРЭС функционируют турбины и котлоагрегаты, установленные ещё в 1950-х годах прошлого века. Следует отметить, что перечень УгТЭС с самыми низкими и высокими значениями УРУТээ не претерпевает изменений в случае сравнения значений на единицу производимой электрической энергии (меняются только занимаемые места).

**Рисунок 9.9 Бенчмаркинг угольных ТЭС по УРУТ на отпуск электроэнергии**



Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

**Рисунок 9.10 Бенчмаркинг выработки электроэнергии на угольных ТЭС по УРУТ на отпуск электроэнергии**



Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

Выбор варианта с осью абсцисс влияет на выводы для позиционирования конкретной ТЭС на кривой бенчмаркинга по УРУТэ и на оценку потенциала экономии при использовании в качестве эталона среднего значения. При построении кривых бенчмаркинга корректно по горизонтальной оси откладывать объемы генерации, а не число ТЭС. Кривые распределения УРУТэ для УгТЭС представлены на рис. 9.9 и 9.10. На рис. 9.9 представлено среднее арифметическое по всем рассматриваемым электростанциям, значение которого – 425,6 гут/кВт-ч; на рис. 9.10 представлено среднее взвешенное, значение которого – 365,6 гут/кВт-ч. Разница между ними наглядно показывает, насколько большее влияние на результат оказывает подход к построению кривой бенчмаркинга.

Не более четверти УгТЭС России соответствуют бенчмаркам по УРУТ для Китая для 2022 г. и только 5% – бенчмаркам для 2024 г. Если использовать показатели бенчмарков по удельным выбросам ПГ, указанные в принятом в Китае Плане реализации по установлению и распределению общего объема национальных квот на выбросы углерода в 2021 и 2022 годах (энергетика) на 2022 г.,<sup>146</sup> и допустить, что удельные выбросы от сжигания угля равны 2,8 тСО<sub>2</sub>экв/гут, то для угольных блоков мощностью более 300 МВт получим бенчмарк по УРУТ для УгТЭС в Китае 292 гут/кВт-ч, что соответствует значению КПД 42%. Для блоков мощностью 300 МВт и ниже значение

<sup>146</sup> 附件 1. 2021、2022 年度全国碳排放权交易配额总量 设定与分配实施方案 (发电行业) Приложение 1. План реализации по установлению и распределению общего объема национальных квот на выбросы углерода в 2021 и 2022 годах (энергетика) [5b2f4703b3734d2295a07ef938a4b2c1.pdf](#)

бенчмарк равно 311,8 гут/кВт-ч, а для УгТЭС с циркулирующим кипящим слоем – 332 гут/кВт-ч. Только 14 из 55 УгТЭС, перечисленных в табл. 9.5, укладываются в последний бенчмарк и лишь 9 – в первый. На 2024 г. в Китае установлены более жесткие бенчмарки по удельным выбросам для угольных ТЭС; при принятых допущениях им соответствуют УРУТ для блоков мощностью более 300 МВт – 285 гут/кВт-ч, что соответствует значению КПД уже 43%. Для блоков мощностью 300 МВт и ниже значение бенчмарка для УРУТ равно 287,5 гут/кВт-ч, а для УгТЭС с циркулирующим кипящим слоем – 294 гут/кВт-ч. Только 2 из 55 УгТЭС укладываются в первый китайский бенчмарк и только 3 – во второй и третий.<sup>147</sup>

УРУТ во многом зависит от метода разнесения потребляемого топлива между тепловой и электрической энергией. Сведения об этом потенциально могли содержаться либо в схемах и программах перспективного развития электроэнергетики (СИПР) субъектов Российской Федерации, либо в схемах теплоснабжения (СТС) муниципальных образований, на территории которых располагаются источники генерации. Ни в одном СИПР, охватывающем УгТЭС, не было указания на используемый метод. Только для 5 УгТЭС в 52 рассмотренных Схемат теплоснабжения были указания на это. По этой причине ЦЭНЭФ-XXI сделал собственную оценку в отношении применяемого метода, базирующуюся на следующих допущениях: 1) электростанции без указания используют либо физический, либо пропорциональный метод, поскольку в подавляющем большинстве случаев разнесение производится одним из этих способов; 2) выбор в пользу физического метода делался, если средний КПД котлоагрегатов укладывался в диапазон 80-90%; в противном случае делалось допущение об использовании пропорционального метода.

Сведения с оценками применяемого метода на угольных тепловых электростанциях приведены в табл. 9.6. В общей сложности 19 источников электрической энергии, или 33%, используют физический метод; остальные – пропорциональный метод. Отчасти это является следствием значительного количества электростанций конденсационного типа, основной продукт деятельности которых – электрическая энергия, для чего зачастую выгоднее использование пропорционального метода (подробнее см. Отчёт по первому этапу). В общей сложности 14 из 16 ГРЭС используют пропорциональный метод.

**Таблица 9.6 Распределение УгТЭС по методу разнесения топлива**

№	Наименование УгТЭС	Метод		№	Наименование УгТЭС	Метод	
		СТС	Оценка			СТС	Оценка
1	Рефтинская ГРЭС	-	П	30	Красноярская ТЭЦ-3	-	Ф
2	Апатитская ТЭЦ	Ф	Ф	31	Липецкая ТЭЦ-2	-	П
3	Черепетская ГРЭС	-	П	32	Ново-Иркутская ТЭЦ	-	П
4	Троицкая ГРЭС	-	П	33	Иркутская ТЭЦ-10	-	Ф
5	Южноуральская ГРЭС	-	П	34	Иркутская ТЭЦ-9	-	П
6	Омская ТЭЦ-4	-	Ф	35	Ново-Зиминская ТЭЦ	-	П

<sup>147</sup>2023、2024年度发电行业全国碳排放权交易配额分配及清缴相关工作的通知 [关于做好2023、2024年度发电行业全国碳排放权交易配额分配及清缴相关工作的通知](#)

№	Наименование УгТЭС	Метод		№	Наименование УгТЭС	Метод	
		СТС	Оценка			СТС	Оценка
7	Омская ТЭЦ-5	-	П	36	Усть-Илимская ТЭЦ	-	П
8	Новосибирская ТЭЦ-3	-	П	37	Иркутская ТЭЦ-11	-	Ф
9	Новосибирская ТЭЦ-4	-	П	38	Иркутская ТЭЦ-6	-	Д
10	Новосибирская ТЭЦ-5	-	П	39	Иркутская ТЭЦ-7	Ф	Ф
11	Барабинская ТЭЦ	-	Ф	40	Иркутская ТЭЦ-16	-	П
12	Барнаульская ТЭЦ-2	-	П	41	Гусиноозерская ГРЭС	-	П
13	Барнаульская ТЭЦ-3	-	Ф	42	ТЭЦ-1 г. Улан-Удэ	-	П
14	Бийская ТЭЦ-1	-	Ф	43	Харанорская ГРЭС	-	П
15	ТЭЦ в г. Заринске	П	П	44	Читинская ТЭЦ-1	-	П
16	ТЭЦ в г. Яровое	-	П	45	Читинская ТЭЦ-2	-	Ф
17	Томь-Усинская ГРЭС	-	П	46	Шерловогорская ТЭЦ	-	П
18	Беловская ГРЭС	-	П	47	Приаргунская ТЭЦ	-	П
19	Ново-Кемеровская ТЭЦ	-	Ф	48	Нерюнгринская ГРЭС	-	Ф
20	Кузнецкая ТЭЦ	Т	Т	49	Чульманская ТЭЦ	-	П
21	Южно-Кузбасская ГРЭС	-	П	50	Депутатская ТЭЦ	-	П
22	ТЭЦ «Каскад-Энерго»	-	П	51	Благовещенская ТЭЦ	-	П
23	Абаканская ТЭЦ	-	Ф	52	Райчихинская ГРЭС	-	Ф
24	ТЭЦ Абаза-Энерго	-	П	53	Эгвекинотская ГРЭС	-	П
25	Березовская ГРЭС	-	П	54	Магаданская ТЭЦ	П	П
26	Назаровская ГРЭС	-	П	55	Аркагалинская ГРЭС	-	П
27	Канская ТЭЦ	-	П	56	Партизанская ГРЭС	-	П
28	Красноярская ТЭЦ-1	-	Ф	57	Артемовская ТЭЦ	-	Ф
29	Красноярская ТЭЦ-2	-	Ф	58	ТЭЦ в п. Советская Гавань	-	Ф

П – пропорциональный метод.

Т – тепловой метод (разновидность физического).

Ф – физический метод.

Источники: схемы теплоснабжения муниципальных образований и оценки ЦЭНЭФ-XXI.

#### 9.2.4 ТЭС на других видах топлива

К мазутным ТЭС были отнесены источники генерации электрической энергии, в топливном балансе которых доля мазута была равна или превышала 50%, второй источник топлива – природный газ. Выборка мазутных тепловых электростанций для построения кривых бенчмаркинга была сформирована ЦЭНЭФ-XXI на базе данных из открытых источников: по сведениям схем теплоснабжения муниципальных образований, схем и программ развития электроэнергетических систем регионов РФ. Важно понимать, что чисто мазутных ТЭЦ в России практически не осталось. Изначально было построено около 14 мазутных ТЭЦ общего назначения и небольшое количество промышленных, большинство из которых со временем и при модернизации были переведены на другие виды топлива или в режим котельных. В настоящее время мазутные ТЭЦ общего назначения остались в Мурманской области и на Камчатке. Мазут

(М-100, печное топливо) сегодня в основном используется как резервное или растопочное топливо на угольных ТЭЦ, а также как основное топливо в труднодоступных регионах, куда не проведен газопровод (например, на Дальнем Востоке и в Арктической зоне). Значения УРУТээ были определены для 4 мазутных ТЭС (см. табл. 9.7 и рис. 9.11). УРУТээ на представленных ТЭС в схемах теплоснабжения и СИПР определялся по физическому методу.

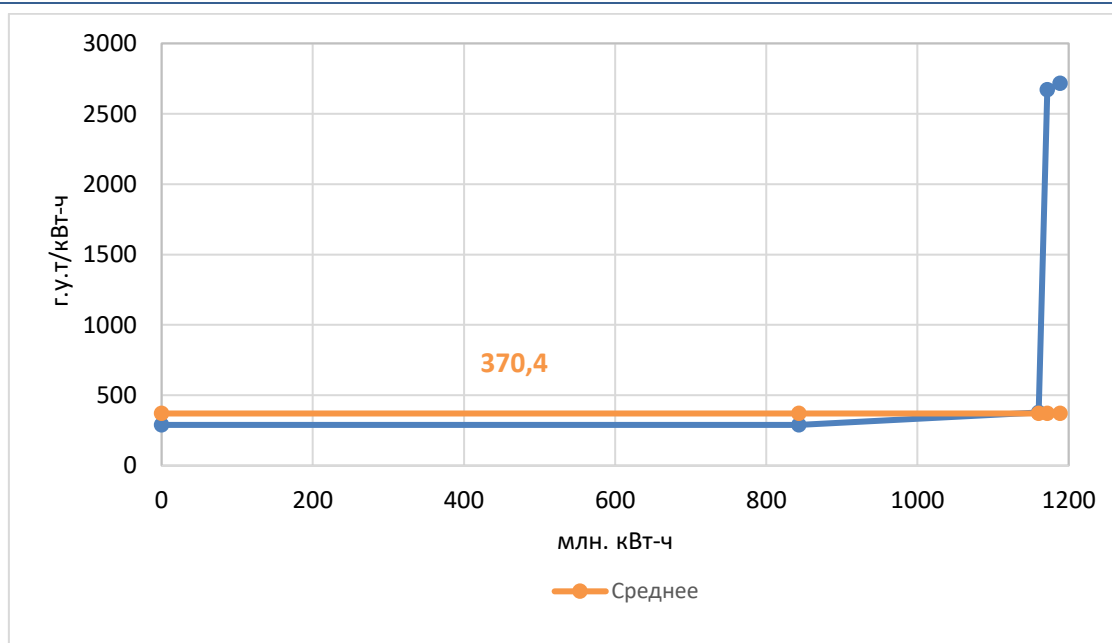
**Таблица 9.7 Удельный расход условного топлива на единицу вырабатываемой электрической энергии мазутными ТЭС**

Наименование станции	УРУТээ, г.у.т./кВт-ч	Источник информации
Камчатская ТЭЦ-2	289,3	Схема теплоснабжения
Камчатская ТЭЦ-1	378,4	Схема теплоснабжения
ТЭЦ АО «Ковдорский ГОК»	2671,1	СИПР Мурманской обл.
Мурманская ТЭЦ	2716,1	СИПР Мурманской обл.

Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям схем теплоснабжения муниципальных образований, схем и программ развития электроэнергетических систем регионов РФ.

Минимальные значения УРУТ на выработку электроэнергии зафиксированы для мазутных ТЭС в Петропавловске-Камчатском и для промышленных ТЭЦ. Максимальные значения УРУТ на выработку электроэнергии зафиксированы для мазутных станций Мурманской области. Высокие значения КПИТ для 2 мазутных ТЭС Мурманской области обусловлены тем, что эти станции вырабатывают незначительное количество электрической энергии, которое практически полностью используется на собственные нужды, и фактически станции работают в режиме котельной.

**Рисунок 9.11 Бенчмаркинг выработки электроэнергии на мазутных ТЭС по УРУТ на единицу вырабатываемой электрической энергии**



Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям схем теплоснабжения муниципальных образований, схем и программ развития электроэнергетических систем регионов РФ.

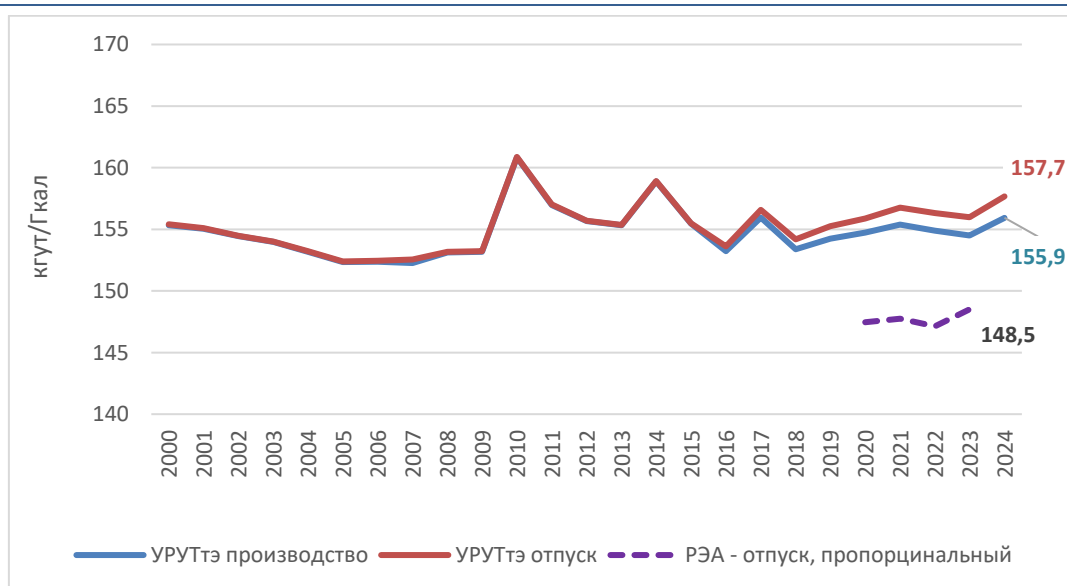
## 9.3 Удельный расход топлива на производство тепловой энергии на ТЭС

### 9.3.1 Все ТЭС России

На основании получаемой при использовании физического метода разнесения затрат топлива динамики удельного расхода топлива на производство или отпуск тепловой энергии сложно делать заключения об энергоэффективности выработки тепла на ТЭС. Как уже указывалось выше, разнесение затрат топлива на ТЭС между электроэнергией и теплом в статистике проводится преимущественно по физическому методу. УРУТ<sub>тэ</sub> имел тенденцию к снижению в 2000-2010 гг., которая сменилась тенденцией к росту, особенно четко выраженной после 2018 г. (см. рис. 9.12). Появление в последние годы более надежных данных статистики об использовании тепловой энергии на собственные нужды ТЭС позволило более точно оценивать УРУТ не только в расчете на отпуск, но и в расчете на производство тепловой энергии.

При использовании пропорционального метода разнесения затрат топлива, согласно данным РЭА,<sup>148</sup> значения УРУТ на отпуск тепловой энергии на ТЭС России в 2020-2023 гг. также имели тенденцию к росту и составляли 147,1-148,5 кгут/Гкал против 154,2-157,7 кгут/Гкал, получаемых на базе данных форм отчетности Росстата «4-топливо» при использовании преимущественно физического метода. В Справочнике ИТС 38-2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» даны оценки УРУТ на отпуск тепла при пропорциональном методе для 2018-2020 гг. в диапазоне 146,5-147,7 кгут/Гкал.<sup>149</sup>

**Рисунок 9.12 Динамика УРУТ\* на выработку и отпуск тепловой энергии от ТЭС в 2000-2024 гг.**



\*УРУТ в основном оценен на базе использования физического метода разнесения затрат топлива.

Источники: Оценки ЦЭНЭФ-XXI по данным формы отчетности Росстата «4-топливо» (ранее – «11-ТЭР») за разные годы; РЭА. Ежегодный аналитический отчет «Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций» (за период 2021-2023 гг.).

<sup>148</sup> РЭА. Ежегодный аналитический отчет «Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций» (за период 2021-2023 гг.).

<sup>149</sup> ИТС 38-2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии». Бюро НДТ и Росстандарт. М. 2024 г.

### 9.3.2 ТЭС на газе

Для проведения бенчмаркинга по удельному расходу условного топлива на отпуск и выработку тепловой энергии было отобрано 60 газовых ТЭС (см. разделы 9.1.2 и 9.2.2). По величине установленной тепловой мощности выборка ТЭС покрывает до 20% установленной тепловой мощности всех тепловых электростанций России. По данным за 2023 год, отобранные газовые ТЭС отпустили в тепловые сети до 118046 тыс. Гкал (20% от отпуска в сети всеми ТЭС России). 25 отобранных ТЭС применяют пропорциональный метод распределения расхода топлива между электроэнергией и тепловой энергией; 35 ТЭС – физический (см. раздел 9.2.2).

При проведении бенчмарка ТЭС по удельным расходам условного топлива (УРУТ) на производство и отпуск тепловой энергии необходимо учитывать метод распределения расхода топлива между электрической и тепловой энергией. Как показывает практика, при определении различными методами УРУТ на производство и отпуск тепловой энергии значительно различаются. Например:

1. Газовые ТЭС (данные ПАО «Мосэнерго» за 2021-2022 гг.). УРУТ по пропорциональному методу на 28–30% меньше значения этого показателя, определенного по физическому методу (134-135 кг.у.т/Гкал – пропорциональный метод; 164-165 кг.у.т/Гкал – физический метод).

2. Газовые ТЭС (данные ПАО «ТКГ-1» за 2022-2023 гг.). УРУТ по пропорциональному методу на 23–24% ниже значения этого показателя, рассчитанного по физическому методу (135-137 кг.у.т/Гкал – пропорциональный метод; 168 кг.у.т/Гкал – физический метод).

3. Угольные ТЭС (данные ПАО «ТКГ-1» за 2022-2023 гг.). УРУТ по пропорциональному методу на 24% меньше значения этого показателя, определенного по физическому методу (144 кг.у.т/Гкал – пропорциональный метод; 179 кг.у.т/Гкал – физический метод).

Результаты бенчмаркинга отобранных газовых ТЭС по показателям удельного расхода условного топлива на производство (выработку) и отпуск 1 Гкал тепловой энергии приведены в табл. 9.8 и 9.9, а также на рис. 9.13 и 9.14. Помимо этого, в табл. 9.8 и 9.9 для каждой ТЭС приведены основные показатели, которые оказывают значительное влияние на величину фактического УРУТ по производству и отпуску тепловой энергии на тепловых электростанциях. К таким показателям относятся:

- коэффициент использования установленной тепловой мощности (КИУМ по тепловой энергии);
- происхождение энергетического оборудования (российские или зарубежные газовые турбины), работающего в составе ГТУ-ТЭЦ, ПГУ-ТЭЦ или отдельных ПГУ-энергоблоков в составе ТЭЦ;
- параметры пара (докритические или сверхкритические) на входе в паровые турбоагрегаты для паросиловых ТЭС.

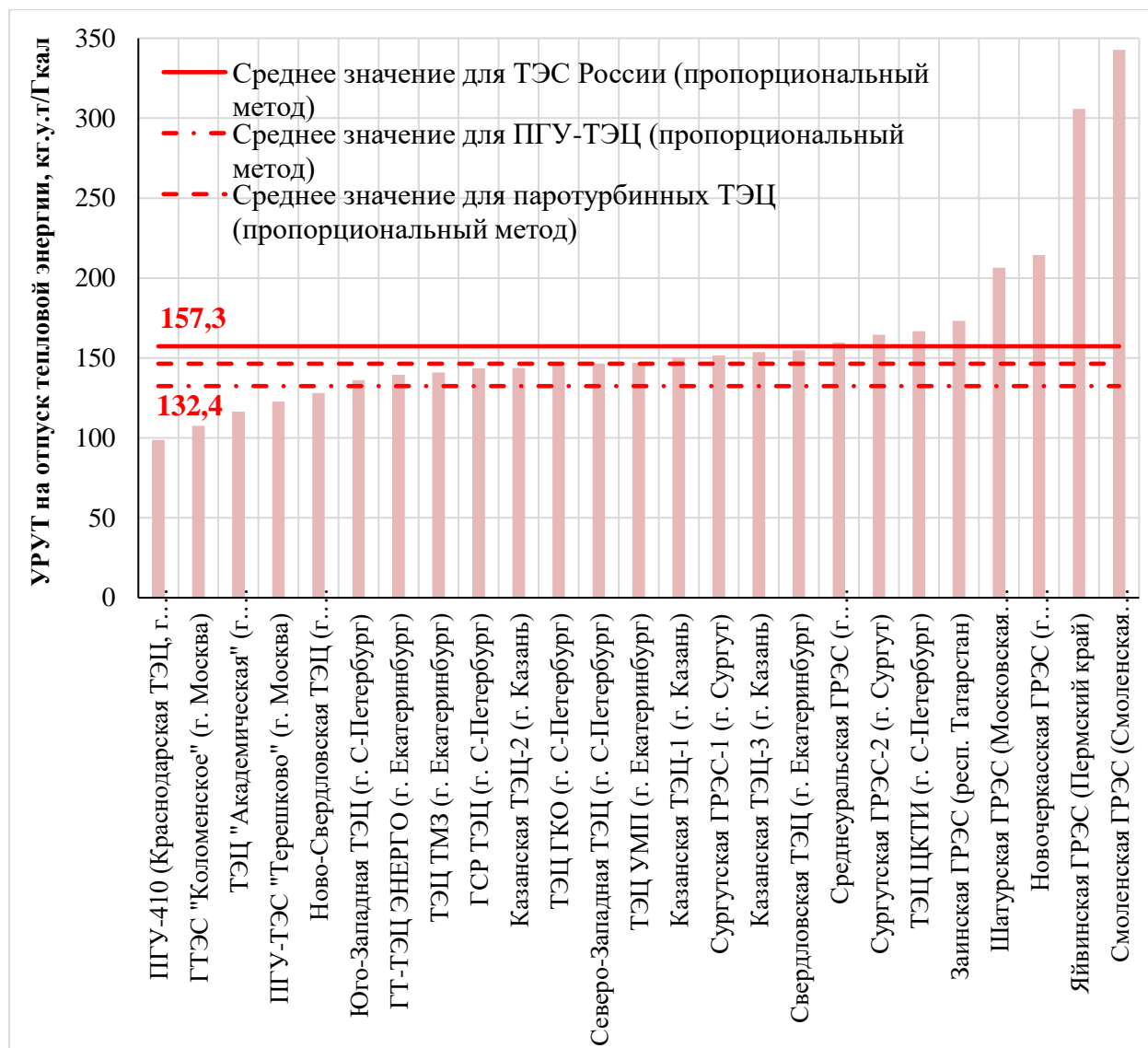
**Таблица 9.8 Удельные расходы условного топлива на отпуск и выработку тепловой энергии на отобранных газовых ТЭС (пропорциональный метод)**

№ п/п	Наименование ТЭС	КИУМ по тепловой энергии, %	Вид оборудования или параметры пара на входе в паровые турбоагрегаты	Удельный расход условного топлива (УРУТ), кг.у.т/Гкал	
				на отпуск тепловой энергии	на выработку тепловой энергии
1	ПГУ-410 (Краснодарская ТЭЦ, г. Краснодар)	12%	Зарубежное оборудование (газовые турбины M701F4, Mitsubishi Power)	98,6	94,3
2	ГТЭС «Коломенское» (г. Москва)	43%	Зарубежное оборудование (газовые турбины SGT-800, Siemens)	107,6	106,8
3	ТЭЦ «Академическая» (г. Екатеринбург)	31%	Зарубежное оборудование (газовые турбины V-94.2, Siemens)	116,4	113,0
4	ПГУ-ТЭС «Терешково» (г. Москва)	28%	Зарубежное оборудование (газовые турбины LM6000PD Sprint, General Electric)	122,7	120,4
5	Ново-Свердловская ТЭЦ (г. Екатеринбург)	39%	Докритические (ДКД)	128,0	127,8
6	Юго-Западная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	28%	Зарубежное оборудование (газовые турбины V64.3A, Ansaldo Energia)	136,1	134,9
7	ГТ-ТЭЦ ЭНЕРГО (г. Екатеринбург)	6%	Российское оборудование (газовая турбина ГТЭ-009М)	139,4	136,5
8	ТЭЦ ТМЗ (г. Екатеринбург)	17%	Докритические (ДКД)	140,9	138,9
9	ГСР ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	23%	Зарубежное оборудование (газовые турбины MS6001FA, General Electric)	143,5	138,2
10	Казанская ТЭЦ-2 (г. Казань)	14%	Докритические параметры (ДКД)	143,7	138,5
11	ТЭЦ ГКО (г. Санкт-Петербург)	18%	Докритические параметры (ДКД)	145,6	142,8
12	Северо-Западная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	29%	Зарубежное оборудование (газовая турбины V-94.2, Siemens)	146,5	144,4
13	ТЭЦ УМП (г. Екатеринбург)	31%	Докритические (ДКД)	147,0	141,8
14	Казанская ТЭЦ-1 (г. Казань)	22%	Докритические параметры (ДКД)	150,4	139,8
15	Сургутская ГРЭС-1 (г. Сургут)	23%	Докритические (ДКД)	151,7	134,9

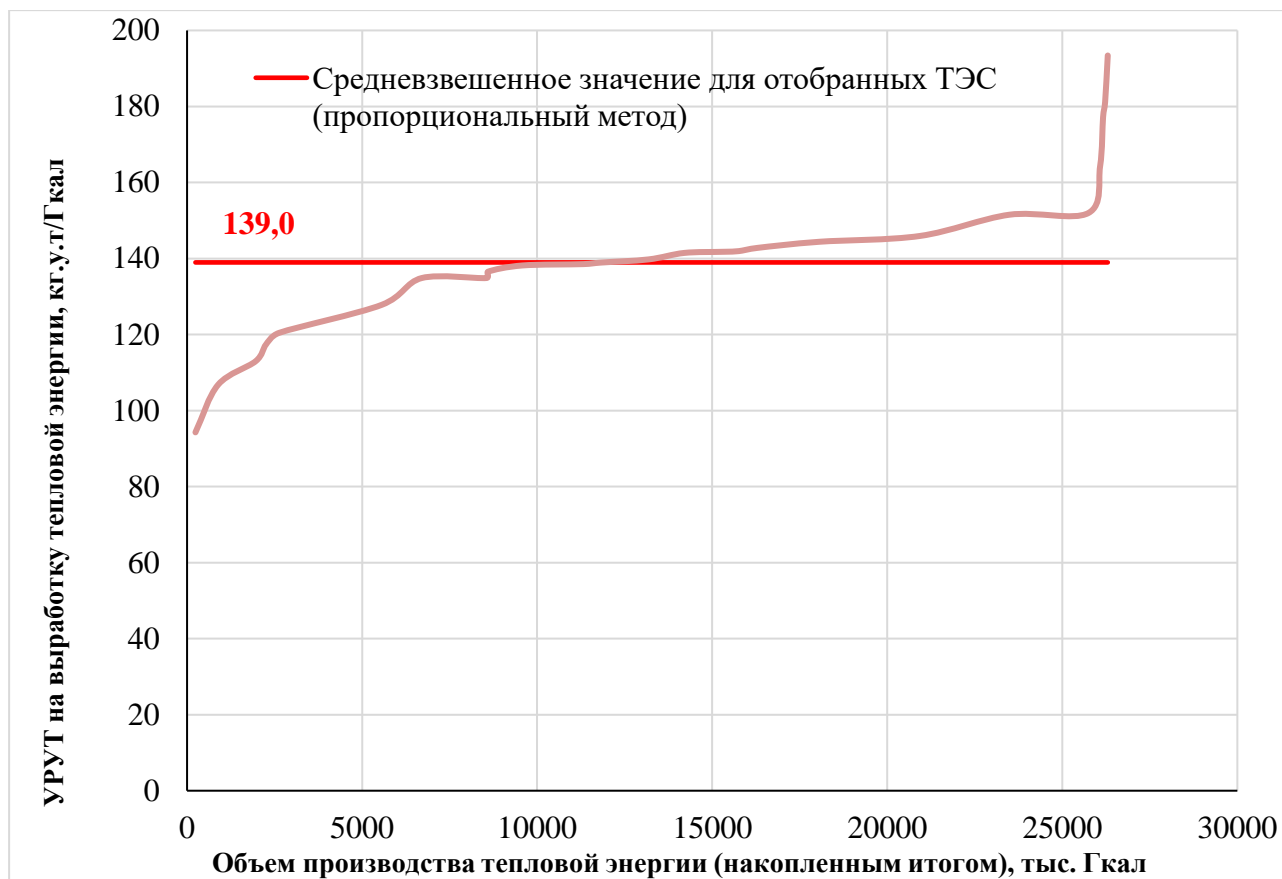
№ п/п	Наименование ТЭС	КИУМ по тепловой энергии, %	Вид оборудования или параметры пара на входе в паровые турбоагрегаты	Удельный расход условного топлива (УРУТ), кг.у.т/Гкал	
				на отпуск тепловой энергии	на выработку тепловой энергии
16	Казанская ТЭЦ-3 (г. Казань)	14%	Докритические параметры (ДКД)	153,58	145,9
17	Свердловская ТЭЦ (г. Екатеринбург)	22%	Докритические (ДКД)	154,7	151,5
18	Среднеуральская ГРЭС (г. Екатеринбург)	23%	Докритические и сверхкритические (ДКД и СКД)	159,5	152,0
19	Сургутская ГРЭС-2 (г. Сургут)	14%	Сверхкритические (СКД)	164,5	141,5
20	ТЭЦ ЦКТИ (г. Санкт-Петербург)	22%	Докритические (ДКД)	166,8	141,9
21	Заинская ГРЭС (Республика Татарстан)	37%	Докритические параметры (ДКД)	173,2	117,4
22	Шатурская ГРЭС (Московская область)	11%	Докритические (ДКД)	206,4	164,3
23	Новочеркасская ГРЭС (г. Новочеркасск)	14%	Сверхкритические (СКД)	214,4	193,4
24	Яйвинская ГРЭС (Пермский край)	14%	Докритические (ДКД)	305,7	177,2
25	Смоленская ГРЭС (Смоленская область)	7%	Докритические (ДКД)	342,7	181,2

Источник: Оценка ЦЭНЭФ-XXI по данным Схем теплоснабжения муниципальных образований, Годовых отчетов и Отчетов по устойчивому развитию российских генерирующих компаний.

**Рисунок 9.13 Бенчмаркинг выработки тепловой энергии на отобранных газовых ТЭС: (а) по УРУТ на отпуск и (б) на выработку тепловой энергии (пропорциональный метод)**



а) распределение по тепловым электростанциям



б) распределение по объемам производства (выработки) тепловой энергии

Источник: Расчеты ЦЭНЭФ-XXI по данным Схем теплоснабжения муниципальных образований, Годовых отчетов и Отчетов по устойчивому развитию российских генерирующих компаний.

**Таблица 9.9 Удельные расходы условного топлива на отпуск и выработку тепловой энергии на отобранных газовых ТЭС (физический метод)**

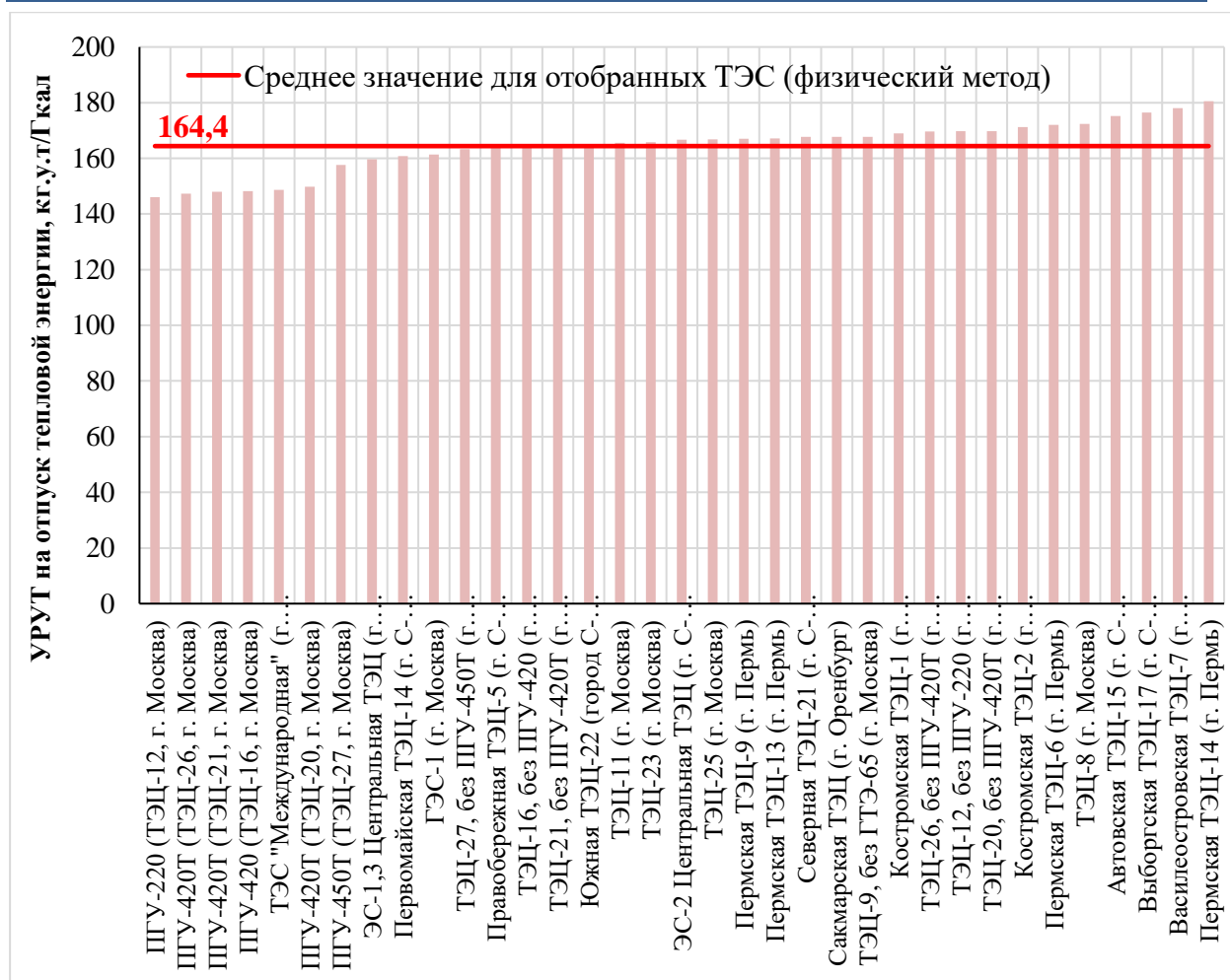
№ п/п	Наименование ТЭС	КИУМ по тепловой энергии, %	Вид оборудования или параметры пара на входе в паровые турбоагрегаты	Удельный расход условного топлива (УРУТ), кг.у.т/Гкал	
				на отпуск тепловой энергии	на выработку тепловой энергии
1	ПГУ-220 (ТЭЦ-12, г. Москва)	54%	Российское оборудование (газовая турбина ГТЭ-160)	146,1	144,6
2	ПГУ-420Т (ТЭЦ-26, г. Москва)	32%	Зарубежное оборудование (газовая турбина GT-26B, Alstom)	147,3	143,4
3	ПГУ-420Т (ТЭЦ-21, г. Москва)	46%	Российское оборудование (газовая турбина ГТЭ-160)	148	146,4
4	ПГУ-420 (ТЭЦ-16, г. Москва)	70%	Зарубежное оборудование (газовая турбина SGTS-4000F, Siemens)	148,2	145,1
5	ТЭС «Международная» (г. Москва)	27%	Зарубежное оборудование (газовые турбины LM6000PD Sprint, General Electric)	148,7	147,8

№ п/п	Наименование ТЭС	КИУМ по тепловой энергии, %	Вид оборудования или параметры пара на входе в паровые турбоагрегаты	Удельный расход условного топлива (УРУТ), кг.у.т/Гкал	
				на отпуск тепловой энергии	на выработку тепловой энергии
6	ПГУ-420Т (ТЭЦ-20, г. Москва)	40%	Зарубежное оборудование (газовая турбина SGTS-4000F, Siemens)	149,8	145,4
7	ПГУ-450Т (ТЭЦ-27, г. Москва)	35%	Российское оборудование (газовые турбины ГТЭ-160)	157,6	153,0
8	ЭС-1,3 Центральная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	16%	Зарубежное оборудование (газовые турбины SGT-800, Siemens)	159,6	155,9
9	Первомайская ТЭЦ-14 (г. Санкт-Петербург)	20%	Зарубежное оборудование (газовые турбины V64.3A, Ansaldo Energia)	160,8	154,9
10	ГЭС-1 (г. Москва)	22%	Докритические (ДКД)	161,3	159,7
11	ТЭЦ-27, без ПГУ-450Т (г. Москва)	11%	Докритические (ДКД)	163,3	158,5
12	Правобережная ТЭЦ-5 (г. Санкт-Петербург)	22%	Российское оборудование (газовая турбина ГТЭ-160)	163,9	160,4
13	ТЭЦ-16, без ПГУ-420 (г. Москва)	26%	Докритические (ДКД)	164,4	160,9
14	ТЭЦ-21, без ПГУ-420Т (г. Москва)	26%	Докритические (ДКД)	164,4	162,6
15	Южная ТЭЦ-22 (город Санкт-Петербург)	21%	Российское оборудование (газовая турбина ГТЭ-160)	164,4	150,8
16	ТЭЦ-11 (г. Москва)	29%	Докритические (ДКД)	165,6	163,6
17	ТЭЦ-23 (г. Москва)	24%	Докритические и сверхкритические (ДКД и СКД)	165,8	161,1
18	ЭС-2 Центральная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	22%	Докритические (ДКД)	166,7	163,8
19	ТЭЦ-25 (г. Москва)	25%	Докритические и сверхкритические (ДКД и СКД)	166,8	159,5
20	Пермская ТЭЦ-9 (г. Пермь)	37%	Российское оборудование (газовая турбина ГТЭ-160)	167,0	165,9
21	Пермская ТЭЦ-13 (г. Пермь)	21%	Российское оборудование (газовая турбина ГТЭ-16ПА)	167,1	164,7
22	Северная ТЭЦ-21 (г. Санкт-Петербург)	32%	Докритические (ДКД)	167,7	160,8
23	Сакмарская ТЭЦ (г. Оренбург)	24%	Докритические (ДКД)	167,7	166,6
24	ТЭЦ-9, без ГТЭ-65 (г. Москва)	24%	Докритические (ДКД)	167,7	162,8
25	Костромская ТЭЦ-1 (г. Кострома)	18%	Докритические (ДКД)	169,00	165,1

№ п/п	Наименование ТЭС	КИУМ по тепловой энергии, %	Вид оборудования или параметры пара на входе в паровые турбоагрегаты	Удельный расход условного топлива (УРУТ), кг.у.т/Гкал	
				на отпуск тепловой энергии	на выработку тепловой энергии
26	ТЭЦ-26, без ПГУ-420Т (г. Москва)	28%	Докритические и сверхкритические (ДКД и СКД)	169,6	165,2
27	ТЭЦ-12, без ПГУ-220 (г. Москва)	18%	Докритические (ДКД)	169,7	167,2
28	ТЭЦ-20, без ПГУ-420Т (г. Москва)	22%	Докритические (ДКД)	169,8	164,8
29	Костромская ТЭЦ-2 (г. Кострома)	21%	Докритические (ДКД)	171,2	168,9
30	Пермская ТЭЦ-6 (г. Пермь)	37%	Зарубежное оборудование (газовая турбина SGTS-4000F, Siemens)	172,02	167,8
31	ТЭЦ-8 (г. Москва)	18%	Докритические (ДКД)	172,3	165,6
32	Автовская ТЭЦ-15 (г. Санкт-Петербург)	20%	Докритические (ДКД)	175,2	174,4
33	Выборгская ТЭЦ-17 (г. Санкт-Петербург)	14%	Докритические (ДКД)	176,4	172,6
34	Василеостровская ТЭЦ-7 (г. Санкт-Петербург)	20%	Докритические (ДКД)	178,0	173,1
35	Пермская ТЭЦ-14 (г. Пермь)	12%	Докритические (ДКД)	180,5	171,3

Источник: Оценка ЦЭНЭФ-XXI по данным Схем теплоснабжения муниципальных образований, Годовых отчетов и Отчетов по устойчивому развитию российских генерирующих компаний.

Рисунок 9.14 Бенчмаркинг выработки тепловой энергии на отобранных газовых ТЭС: (а) по УРУТ на отпуск и (б) на выработку тепловой энергии (физический метод)



а) распределение по тепловым электростанциям



б) распределение по объемам производства (выработки) тепловой энергии

Источник: Расчеты ЦЭНЭФ-XXI по данным Схем теплоснабжения муниципальных образований, Годовых отчетов и Отчетов по устойчивому развитию российских генерирующих компаний

Все ТЭС с минимальными значениями УРУТ на отпуск и производство тепловой энергии являются ПГУ-ТЭЦ и имеют в своем составе зарубежные и российские газовые турбины (производители Siemens, General Electric, Mitsubishi Power, Alstom, Силовые машины). Уровень загрузки тепловой мощности этих электростанций также очень высокий (КИУМ по тепловой энергии составлял от 31-43% для ТЭС, использующих пропорциональный метод, и 32-70% для ТЭС, использующих физический метод). Для 25 ТЭС, использующих пропорциональный метод, разброс УРУТ на отпуск тепловой энергии составил 98,6–342,7 кг.у.т/Гкал. Для 35 ТЭС, применяющих физический метод, разброс УРУТ на отпуск тепловой энергии составил 146,1–180,5,0 кг.у.т/Гкал. Основной причиной высоких значений УРУТ на отпуск тепловой энергии для ТЭС является низкая загрузка тепловой мощности. Следует отметить, что перечень газовых ТЭС с самыми низкими и высокими значениями УРУТ не претерпевает существенных изменений в случае сравнения значений на 1 Гкал производимой тепловой энергии (меняются только занимаемые места).

Для отобранных российских газовых ТЭС, применяющих пропорциональный метод, только 5 тепловых электростанций (20%) имеют фактические значения УРУТ на отпуск тепловой энергии меньше среднероссийского показателя для ПГУ-ТЭЦ (132,4 кг.у.т/Гкал). При этом только 12 тепловых электростанций (48%) имеют фактические значения УРУТ на отпуск тепловой энергии меньше среднероссийского показателя для паросиловых ТЭС (146,4 кг.у.т/Гкал). В Китае установленные на 2024 г. бенчмарки по удельным выбросам на производство тепловой энергии на газовых ТЭС соответствуют КПД по тепловой энергии равному 100%.

### 9.3.3 ТЭС на угле

Разброс УРУТ на отпуск электроэнергии по 55 УГТЭС составил 137,4-278,4 кгут/Гкал. Учет методов оценки УРУТэ приводит к меньшему разбросу значений. Низкие значения во многом обусловлены выбором пропорционального метода распределения затрат топлива.

**Таблица 9.10 Удельный расход условного топлива на единицу отпускаемой тепловой энергии, кгут/Гкал**

№	Наименование УГТЭС	УРУТэ на:		№	Наименование УГТЭС	УРУТэ на:	
		отпуск	производств <sup>1</sup>			отпуск	производств <sup>1</sup>
1	Усть-Илимская ТЭЦ	137,4	127,0	29	Красноярская ТЭЦ-1	165,7	158,8
2	ТЭЦ-1 г. Улан-Удэ	139,5	131,8	30	Магаданская ТЭЦ	166,0	164,7
3	Новосибирская ТЭЦ-5	141,6	141,4	31	Кузнецкая ТЭЦ	166,7	159,9
4	Омская ТЭЦ-5	142,8	- <sup>2</sup>	32	Бийская ТЭЦ-1	166,8	165,9
5	Новосибирская ТЭЦ-3	143,2	142,5	33	Читинская ТЭЦ-2	167,5	161,6
6	Канская ТЭЦ	145,3	142,3	34	Райчихинская ГРЭС	173,0	- <sup>2</sup>
7	Барнаульская ТЭЦ-2	147,2	145,2	35	Красноярская ТЭЦ-2	173,1	168,4
8	Благовещенская ТЭЦ	147,3	146,3	36	Иркутская ТЭЦ-10	173,7	- <sup>2</sup>
9	Ново-Иркутская ТЭЦ	147,8	143,1	37	Иркутская ТЭЦ-11	174,4	170,8
10	Ново-Зиминская ТЭЦ	147,8	146,4	38	Барабинская ТЭЦ	175,5	171,0
11	Иркутская ТЭЦ-7	147,8	144,4	39	Артемовская ТЭЦ	177,1	172,2
12	Липецкая ТЭЦ-2	148,0	129,1	40	Рефтинская ГРЭС	180,5	- <sup>2</sup>
13	Иркутская ТЭЦ-16	149,8	148,3	41	ТЭЦ в г. Заринске	181,3	181,2
14	Новосибирская ТЭЦ-4	150,8	150,3	42	Беловская ГРЭС	181,7	143,8
15	Читинская ТЭЦ-1	151,4	144,4	43	Томь-Усинская ГРЭС	182,5	176,6
16	Иркутская ТЭЦ-12	151,7	- <sup>2</sup>	44	Приаргунская ТЭЦ	184,9	- <sup>2</sup>
17	Шерловогорская ТЭЦ	153,9	151,1	45	Назаровская ГРЭС	186,8	185,1
18	Иркутская ТЭЦ-6	153,9	148,2	46	Партизанская ГРЭС	188,6	186,5
19	Троицкая ГРЭС	157,8	- <sup>2</sup>	47	Приморская ГРЭС	189,0	- <sup>2</sup>
20	Иркутская ТЭЦ-9	158,0	- <sup>2</sup>	48	Южноуральская ГРЭС	193,3	186,2
21	Апатитская ТЭЦ	160,4	159,7	49	Эгвекинотская ГРЭС	197,3	186,0
22	Омская ТЭЦ-4	161,0	- <sup>2</sup>	50	ТЭЦ в г. Яровое	201,1	199,3
23	Барнаульская ТЭЦ-3	161,2	159,5	51	Чульманская ТЭЦ	204,9	194,9

№	Наименование УГТЭС	УРУТ <sub>тэ</sub> на:		№	Наименование УГТЭС	УРУТ <sub>тэ</sub> на:	
		отпус к	производст во <sup>1</sup>			отпус к	производст во <sup>1</sup>
2 4	Ново-Кемеровская ТЭЦ	161,3	154,8	52	Депутатская ТЭЦ	220,0	202,2
2 5	ТЭЦ в п. Советская Гавань	161,8	145,4	53	ТЭЦ Абаза-Энерго	233,8	231,5
2 6	Нерюнгринская ГРЭС	163,2	161,0	54	Южно-Кузбасская ГРЭС	247,4	232,3
2 7	Красноярская ТЭЦ-3	164,8	153,4	55	Аркагалинская ГРЭС	278,4	- <sup>2</sup>
2 8	Абаканская ТЭЦ	164,8	157,7				

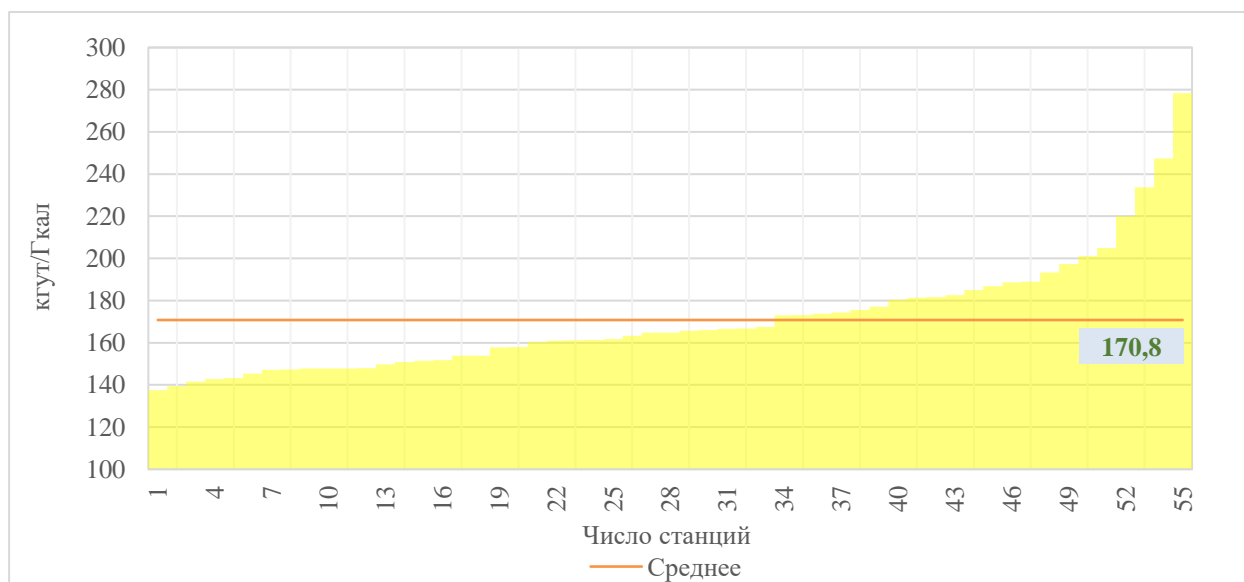
1 – пересчитано по данным об объемах производства и отпуска тепловой энергии.

2 – пересчет невозможен ввиду отсутствия сведений об объемах производства и/или отпуска тепловой энергии.

Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

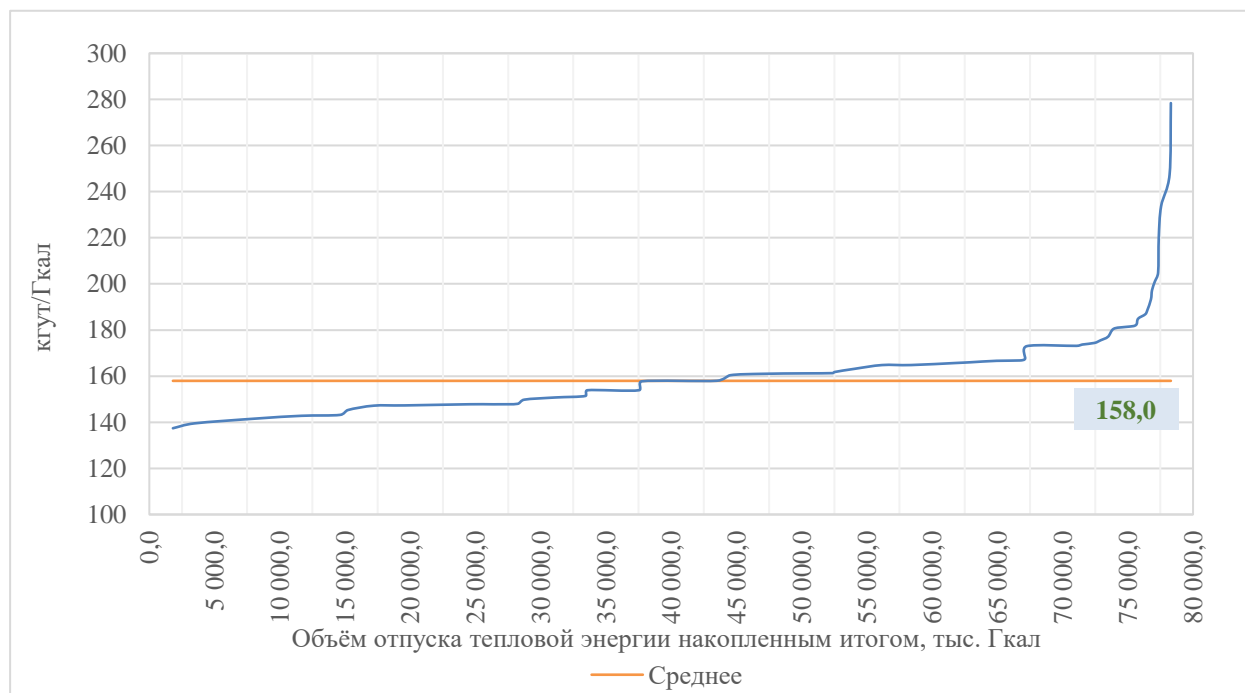
Как и в случае с электроэнергией, выбор варианта с осью абсцисс влияет на выводы для позиционирования конкретной ТЭС на кривой бенчмаркинга по УРУТ<sub>тэ</sub>, но разница в эталонных значениях получается меньшей. При построении кривых бенчмаркинга корректно по горизонтальной оси откладывать объемы генерации тепловой энергии, а не число ТЭС. Среднее арифметическое значение УРУТ<sub>тэ</sub> по УГТЭС равно 170,8 кгУТ/Гкал, а по объемам отпуска тепловой энергии – 158,0 кгУТ/Гкал (рис. 9.15 и 9.16).

**Рисунок 9.15 Бенчмаркинг выработки тепловой энергии на отобранных угольных ТЭС по станциям**



Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

**Рисунок 9.16 Бенчмаркинг выработки тепловой энергии на отобранных угольных ТЭС по объемам генерации тепла**



Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

Если использовать значения бенчмарков на 2022 г. по удельным выбросам ПГ на производство тепловой энергии на ТЭС, указанные в принятом в Китае Плане реализации по установлению и распределению общего объема национальных квот на выбросы углерода в 2021 и 2022 годах (энергетика),<sup>150</sup> то при удельных выбросах 2,8 тСО<sub>2</sub>экв/тут бенчмарк для УРУТ<sub>тэ</sub> от УГТЭС получается равным 164,4 кг/Гкал (КПД 87%). Однако для 2024 г. бенчмарк скорректирован до 154,1 кг/Гкал (КПД 93%).<sup>151</sup> Этому бенчмарку соответствуют 18 УГТЭС, для части из которых, по-видимому, используется пропорциональный метод.

### 9.3.4 ТЭС на других видах топлива

Значения УРУТ<sub>тэ</sub> были определены для 4 мазутных ТЭС (см. табл. 9.10 и рис. 9.17). УРУТ<sub>тэ</sub> на представленных ТЭС в схемах теплоснабжения и СИПР определялся по физическому методу, для ТЭС по данным анкет ЦЭПП – по пропорциональному методу. Минимальные значения УРУТ на выработку тепловой энергии зафиксированы для Камчатских ТЭЦ. Максимальные значения УРУТ на выработку тепловой энергии зафиксированы для Магаданских ТЭЦ с КПД выработки 78,9–84,1%.

<sup>150</sup> 附件 1. 2021、2022 年度全国碳排放权交易配额总量 设定与分配实施方案 (发电行业) Приложение 1. План реализации по установлению и распределению общего объема национальных квот на выбросы углерода в 2021 и 2022 годах (энергетика) [5b2f4703b3734d2295a07ef938a4b2c1.pdf](#)

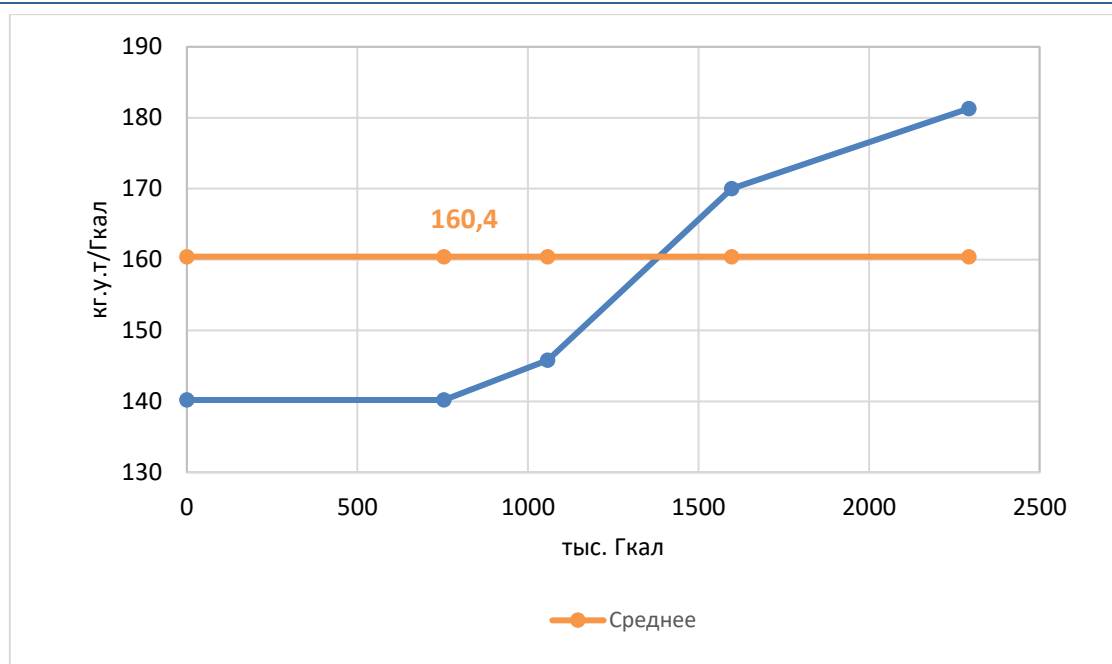
<sup>151</sup> 2024年度发电行业全国碳排放权交易配额分配及清缴相关工作的通知 [关于做好2023、2024年度发电行业全国碳排放权交易配额分配及清缴相关工作的通知](#)

**Таблица 9.11 Удельный расход условного топлива на единицу вырабатываемой электрической энергии мазутными ТЭС**

Наименование станции	УРУТ <sub>тэ</sub> , кг.у.т./Гкал	Источник информации
Камчатская ТЭЦ-2	140,2	Схема теплоснабжения
Камчатская ТЭЦ-1	145,8	Схема теплоснабжения
ТЭЦ АО «Ковдорский ГОК»	170,0	СИПР Мурманской обл.
Мурманская ТЭЦ	181,3	СИПР Мурманской обл.

Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям схем теплоснабжения муниципальных образований, схем и программ развития электроэнергетических систем регионов РФ.

**Рисунок 9.17 Бенчмаркинг выработки электроэнергии на отобранных мазутных ТЭС по объемам генерации тепла**



Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям схем теплоснабжения муниципальных образований, схем и программ развития электроэнергетических систем регионов РФ.

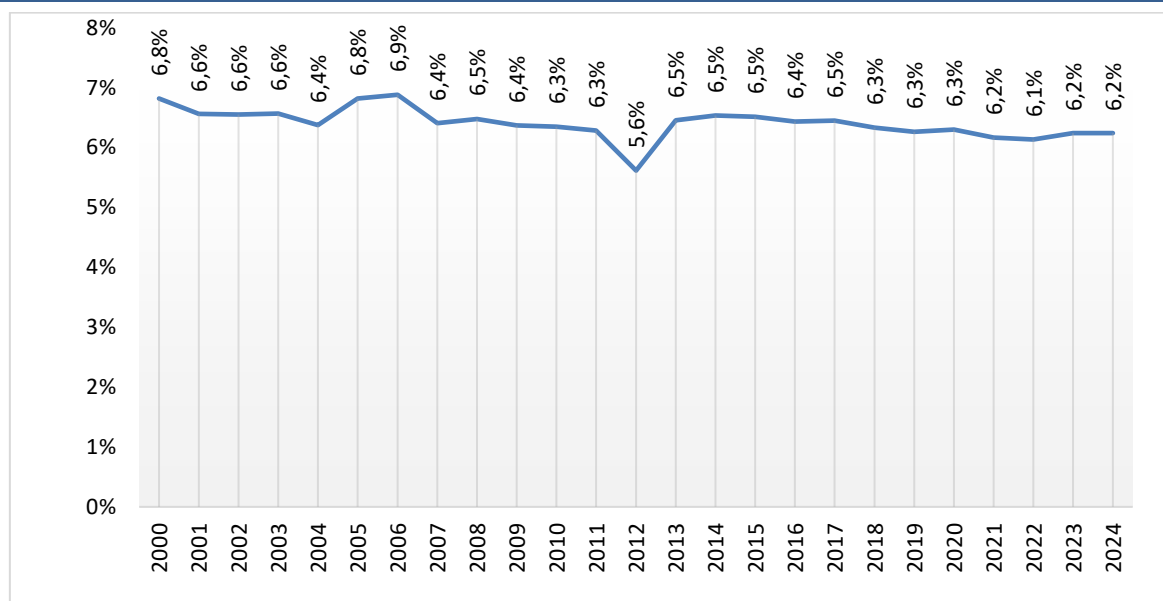
## 9.4 Доля расхода электроэнергии на собственные нужды

### 9.4.1 Все ТЭС России

Ключевыми факторами, определяющими долю расходов на собственные нужды, являются тип станции (для ПГУ они ниже), число часов использования установленной мощности (при его росте доля расходов на собственные нужды снижается) и доля теплофикационной выработки (при ее росте доля расходов на собственные нужды повышается). Комбинация влияния этих факторов привела к тому, что в 2000-2024 гг. доля расходов на собственные нужды электростанций России имела тенденцию к снижению (рис. 9.18), что привело к некоторому сближению показателей УРУТ на отпуск и выработку электроэнергии. В ЕС доля расходов на собственные нужды равна 4,4%.<sup>152</sup>

<sup>152</sup> ISPRA. 2022. Efficiency and decarbonization indicators for total energy consumption and power sector. Comparison among Italy and the biggest European countries. Rapporti 366/2022.

**Рисунок 9.18 Доля электроэнергии на собственные нужды ТЭС в 2000-2024 гг.**



Источник: Оценки ЦЭНЭФ-ХХI по данным форм отчетности Росстата по электробалансу.

#### 9.4.2 ТЭС на газе

Разброс доли расхода электроэнергии на собственные нужды для отобранных 60 ТЭС составил от 1,8% до 44,7%. Результаты бенчмаркинга отобранных газовых ТЭС по доле расхода электроэнергии на собственные нужды представлены в табл. 9.11, а также на рис. 9.19. Основные причины низких значений показателя доли расхода электроэнергии на собственные нужды для этих электростанций следующие:

1. 5 тепловых электростанций имеют в своем составе ПГУ-энергоблоки с зарубежными и российским газовыми турбинами, которые характеризуются низкими значениями расхода электроэнергии и мощности на собственные нужды.<sup>153</sup>

2. В составе Сургутской ГРЭС-2 и Новочеркасской ГРЭС имеются конденсационные турбоагрегаты, которые работают на сверхкритических параметрах пара (давление – 240 кгс/см<sup>2</sup>; температура – 540°С):

- К-810-240 (5 ед.) и К-830-240 (1 ед.) на Сургутской ГРЭС-2;
- К-310-240 (5 ед.), К-310-23,5 (1 ед.), К-300-23,5 (1 ед.) и К-330-23,5 (1 ед.) на Новочеркасской ГРЭС.

Для конденсационных тепловых электростанций с турбинами такого типа доля расхода электроэнергии на собственные нужды не превышает 2,3%–3,0%.

Высокие значения показателя для ряда ТЭС обусловлены тем, что они отпускают внешним потребителям незначительное количество электроэнергии. При практически постоянных абсолютных расходах электроэнергии на собственные нужды доля расхода по отношению к вырабатываемой электроэнергии этими ТЭС достигает значительных величин – 26,7-44,7%.

**Таблица 9.12 Доля расхода электроэнергии на собственные нужды отобранных**

<sup>153</sup> Для ГТУ-энергоблоков доля расхода электроэнергии на собственные нужды равна 0,6%–1,7%. Для ПГУ-энергоблоков доля расхода электроэнергии на собственные нужды составляет 3%–4%. См. «Методические указания по проектированию развития энергосистем», утверждены приказом Минэнерго России от 06.12.2022г. № 1286. <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=479251#h974>

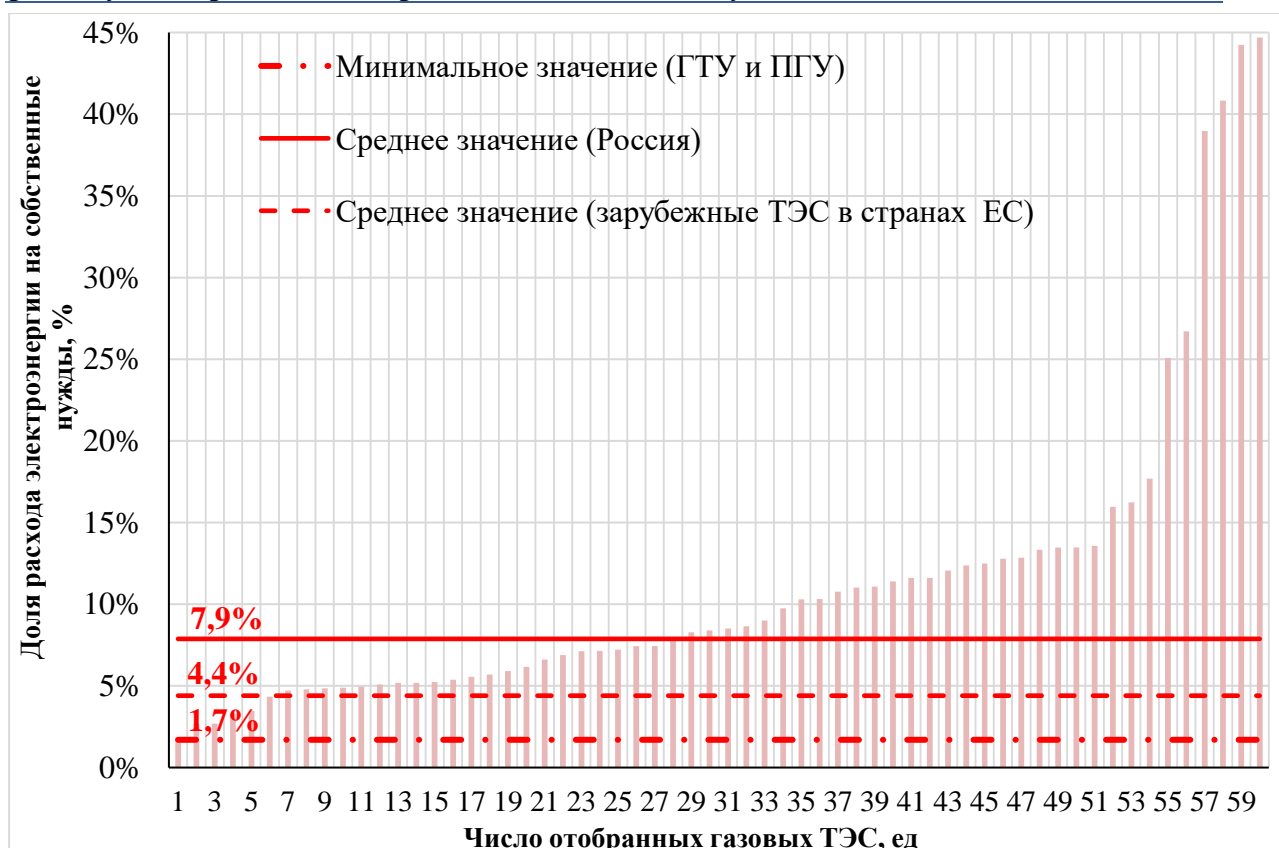
**газовых ТЭС**

№ п/п	Наименование ТЭС	Доля расхода электроэнергии на собственные нужды, %	№ п/п	Наименование ТЭС	Доля расхода электроэнергии на собственные нужды, %
1	Северо-Западная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	1,8%	31	ТЭЦ-23 (г. Москва)	8,5%
2	Сургутская ГРЭС-2 (г. Сургут)	2,7%	32	ЭС-1,3 Центральная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	8,6%
3	Новочеркасская ГРЭС (г. Новочеркасск)	2,7%	33	Пермская ТЭЦ-6 (г. Пермь)	9,0%
4	ГТ-ТЭЦ ЭНЕРГО (г. Екатеринбург)	3,3%	34	Пермская ТЭЦ-9 (г. Пермь)	9,8%
5	ПГУ-450Т (ТЭЦ-27, г. Москва)	3,5%	35	Костромская ТЭЦ-2 (г. Кострома)	10,3%
6	ПГУ-420Т (ТЭЦ-26, г. Москва)	4,3%	36	Пермская ТЭЦ-13 (г. Пермь)	10,3%
7	ПГУ-410 (Краснодарская ТЭЦ, г. Краснодар)	4,7%	37	Северная ТЭЦ-21 (г. Санкт-Петербург)	10,8%
8	ПГУ-420Т (ТЭЦ-21, г. Москва)	4,8%	38	ТЭЦ-8 (г. Москва)	11,0%
9	Сургутская ГРЭС-1 (г. Сургут)	4,9%	39	ТЭЦ-9, без ГТЭ-65 (г. Москва)	11,1%
10	ТЭЦ «Академическая» (г. Екатеринбург)	4,9%	40	ТЭЦ-16, без ПГУ-420 (г. Москва)	11,4%
11	Среднеуральская ГРЭС (г. Екатеринбург)	5,0%	41	ТЭЦ-21, без ПГУ-420Т (г. Москва)	11,6%
12	ПГУ-420Т (ТЭЦ-20, г. Москва)	5,1%	42	ТЭЦ-11 (г. Москва)	11,6%
13	Юго-Западная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	5,2%	43	ТЭЦ-27, без ПГУ-450Т (г. Москва)	12,1%
14	ТЭС «Международная» (г. Москва)	5,2%	44	Сакмарская ТЭЦ (г. Оренбург)	12,4%
15	Яйвинская ГРЭС (Пермский край)	5,2%	45	Василеостровская ТЭЦ-7 (г. Санкт-Петербург)	12,5%
16	ГСР ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	5,4%	46	Ново-Свердловская ТЭЦ (г. Екатеринбург)	12,8%
17	Южная ТЭЦ-22 (г. Санкт-Петербург)	5,6%	47	Выборгская ТЭЦ-17 (г. Санкт-Петербург)	12,9%
18	Правобережная ТЭЦ-5 (г. Санкт-Петербург)	5,7%	48	ТЭЦ-12, без ПГУ-220 (г. Москва)	13,3%
19	ПГУ-420 (ТЭЦ-16, г. Москва)	5,9%	49	Пермская ТЭЦ-14 (г. Пермь)	13,5%
20	ГТЭС «Коломенское» (г. Москва)	6,2%	50	ТЭЦ-20, без ПГУ-420Т (г. Москва)	13,5%
21	Шатурская ГРЭС (Московская область)	6,6%	51	ПГУ-ТЭС «Терешково» (г. Москва)	13,6%
22	Казанская ТЭЦ-2 (г. Казань)	6,9%	52	ТЭЦ ГКО (г. Санкт-Петербург)	16,0%
23	Первомайская ТЭЦ-14 (г. Санкт-Петербург)	7,1%	53	Автовская ТЭЦ-15 (г. Санкт-Петербург)	16,2%
24	Казанская ТЭЦ-1 (г. Казань)	7,1%	54	ГЭС-1 (г. Москва)	17,7%
25	Зайнская ГРЭС (Республика)	7,2%	55	Костромская ТЭЦ-1 (г. Кострома)	25,1%

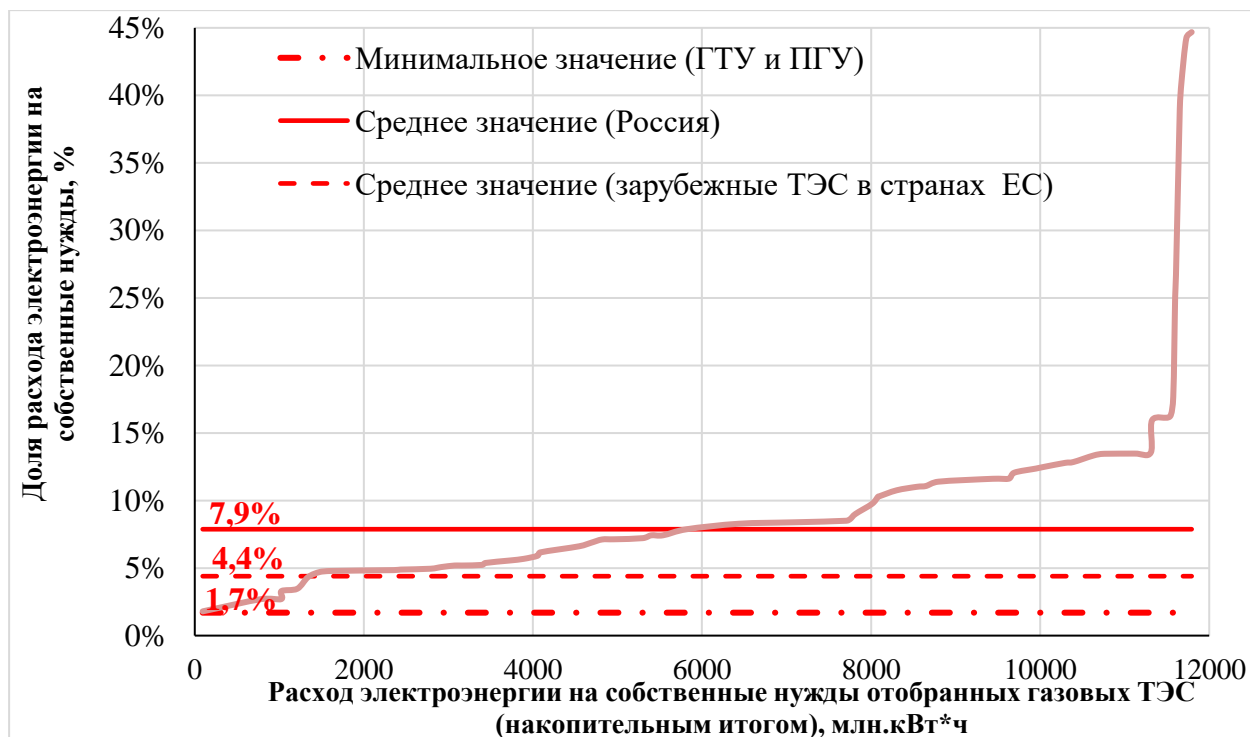
№ п/п	Наименование ТЭС	Доля расхода электроэнергии на собственные нужды, %	№ п/п	Наименование ТЭС	Доля расхода электроэнергии на собственные нужды, %
	Татарстан)				
26	ПГУ-220 (ТЭЦ-12, г. Москва)	7,4%	56	ТЭЦ ТМЗ (г. Екатеринбург)	26,7%
27	Смоленская ГРЭС (Смоленская область)	7,4%	57	ЭС-2 Центральная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	39,0%
28	Казанская ТЭЦ-3 (г. Казань)	7,9%	58	ТЭЦ ЦКТИ (г. Санкт-Петербург)	40,8%
29	ТЭЦ-25 (г. Москва)	8,3%	59	Свердловская ТЭЦ (г. Екатеринбург)	44,2%
30	ТЭЦ-26, без ПГУ-420Т (г. Москва)	8,4%	60	ТЭЦ УМП (г. Екатеринбург)	44,7%

Источник: Расчеты ЦЭНЭФ-XXI по данным Схем теплоснабжения муниципальных образований.

**Рисунок 9.19 Бенчмаркинг отобранных газовых ТЭС по доле расхода электроэнергии на собственные нужды: (а) по числу электростанций и (б) по расходу электрической энергии на собственные нужды**



а) распределение по тепловым электростанциям



б) распределение по расходу электрической энергии на собственные нужды

Источник: Расчеты ЦЭНЭФ-XXI по данным Схем теплоснабжения муниципальных образований.

Из отобранных российских газовых ТЭС только 2 ТЭС (3%) имеют фактические значения доли расхода электроэнергии на собственные нужды, сопоставимые с лучшими значениями показателя для ГТУ и ПГУ-энергоблоков (1,7%–3%). При этом всего лишь 6 ТЭС (10%) имеют фактические значения доли расхода электроэнергии на собственные нужды меньше средних величин для ТЭС в странах ЕЭС (4,4%). Основное количество отобранных газовых ТЭС (32 электростанции, или 53%) имеют фактические значения доли расхода электроэнергии на собственные нужды выше среднероссийского показателя (7,9%).

### 9.4.3 ТЭС на угле

Разброс доли электрической энергии, расходуемой на собственные нужды, по 55 УгТЭС – 40-кратный (1,2-47,9%). Значения показателя были определены для 55 угольных тепловых электростанций (см. табл. 9.12). Обращает внимания концентрация ГРЭС в верхней части табл. 9.12 (в первой десятке 9 ГРЭС), что вполне логично, поскольку на них не установлено электрическое оборудование, необходимое для обеспечения подачи тепловой энергии в сеть. Высокие значения доли электроэнергии на собственные нужды электростанций обусловлены необходимостью питания вспомогательного оборудования (насосы, вентиляторы, компрессоры и т.п.), систем охлаждения и освещения при малых уровнях загрузки оборудования (числе часов использования установленной мощности).

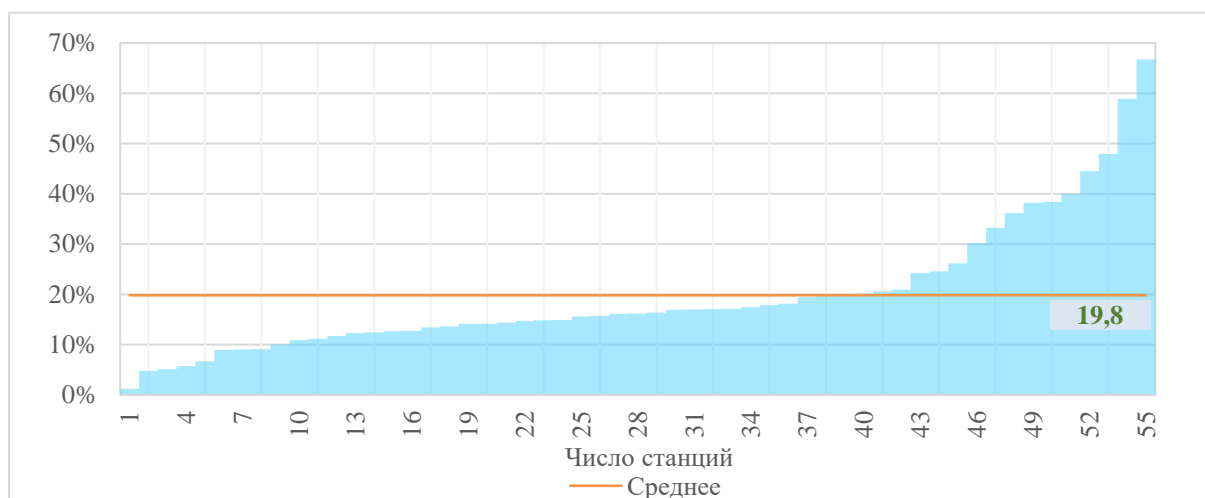
Среднее значение доли электроэнергии, используемой на собственные нужды УгТЭС, более чем в 2 раза превышает аналогичный показатель для ТЭС России, оцененный по данным Росстата. Среднее арифметическое по всем рассматриваемым УгТЭС равно 19,8%, а средневзвешенное по выработке электроэнергии – 14,3% (рис. 9.20 и 9.21).

**Таблица 9.13 Доля электрической энергии на собственные нужды**

№	Наименование УгТЭС	Доля	№	Наименование УгТЭС	Доля
1	Троицкая ГРЭС	1,2%	29	Барнаульская ТЭЦ-2	16,4%
2	Южноуральская ГРЭС	4,8%	30	Усть-Илимская ТЭЦ	17,0%
3	Рефтинская ГРЭС	5,2%	31	Ново-Кемеровская ТЭЦ	17,0%
4	Березовская ГРЭС	5,7%	32	ТЭЦ в г. Заринске	17,1%
5	Харанорская ГРЭС	6,7%	33	Омская ТЭЦ-4	17,1%
6	Иркутская ТЭЦ-10	8,9%	34	Красноярская ТЭЦ-1	17,5%
7	Нерюнгринская ГРЭС	9,0%	35	Красноярская ТЭЦ-3	17,9%
8	Черепетская ГРЭС	9,1%	36	Иркутская ТЭЦ-9	18,1%
9	Томь-Усинская ГРЭС	10,1%	37	Новосибирская ТЭЦ-4	19,4%
10	Читинская ТЭЦ-1	10,9%	38	Иркутская ТЭЦ-6	19,8%
11	Беловская ГРЭС	11,2%	39	Ново-Зиминская ТЭЦ	20,0%
12	Артемовская ТЭЦ	11,7%	40	ТЭЦ Абаза-Энерго	20,1%
13	Райчихинская ГРЭС	12,3%	41	Апатитская ТЭЦ	20,6%
14	Назаровская ГРЭС	12,4%	42	Гусиноозерская ГРЭС	20,9%
15	Новосибирская ТЭЦ-5	12,7%	43	Шерловогорская ТЭЦ	24,3%
16	Партизанская ГРЭС	12,7%	44	Южно-Кузбасская ГРЭС	24,6%
17	Новосибирская ТЭЦ-3	13,4%	45	Кузнецкая ТЭЦ	26,2%
18	Абаканская ТЭЦ	13,6%	46	Иркутская ТЭЦ-11	30,2%
19	Барнаульская ТЭЦ-3	14,1%	47	Читинская ТЭЦ-2	33,2%
20	Липецкая ТЭЦ-2	14,2%	48	Чульманская ТЭЦ	36,2%
21	ТЭЦ в п. Советская Гавань	14,4%	49	ТЭЦ в г. Яровое	38,2%
22	Ново-Иркутская ТЭЦ	14,7%	50	Барабинская ТЭЦ	38,4%
23	Красноярская ТЭЦ-2	14,8%	51	Магаданская ТЭЦ	40,0%
24	Омская ТЭЦ-5	14,9%	52	Аркаалинская ГРЭС	44,5%
25	Благовещенская ТЭЦ	15,6%	53	Иркутская ТЭЦ-16	47,9%
26	Бийская ТЭЦ-1	15,7%	54	ТЭЦ «Каскад-Энерго»	58,9%
27	Приаргунская ТЭЦ	16,1%	55	Иркутская ТЭЦ-7	66,7%
28	ТЭЦ-1 г. Улан-Удэ	16,2%			

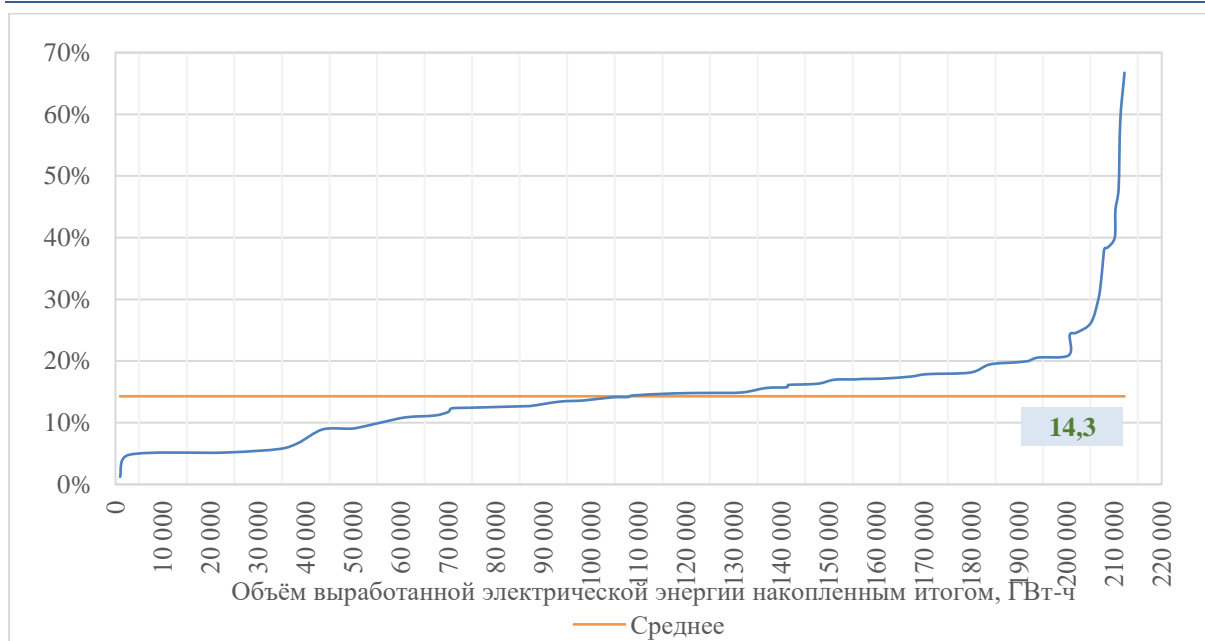
Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

**Рисунок 9.20 Бенчмаркинг отобранных угольных ТЭС по доле электрической энергии на собственные нужды для угольных тепловых электростанций**



Источник: ЦЭНЭФ-ХХI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

**Рисунок 9.21 Бенчмаркинг отобранных угольных ТЭС по доле электрической энергии на собственные нужды по объемам генерации**



Источник: ЦЭНЭФ-ХХI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

#### 9.4.4 ТЭС на других видах топлива

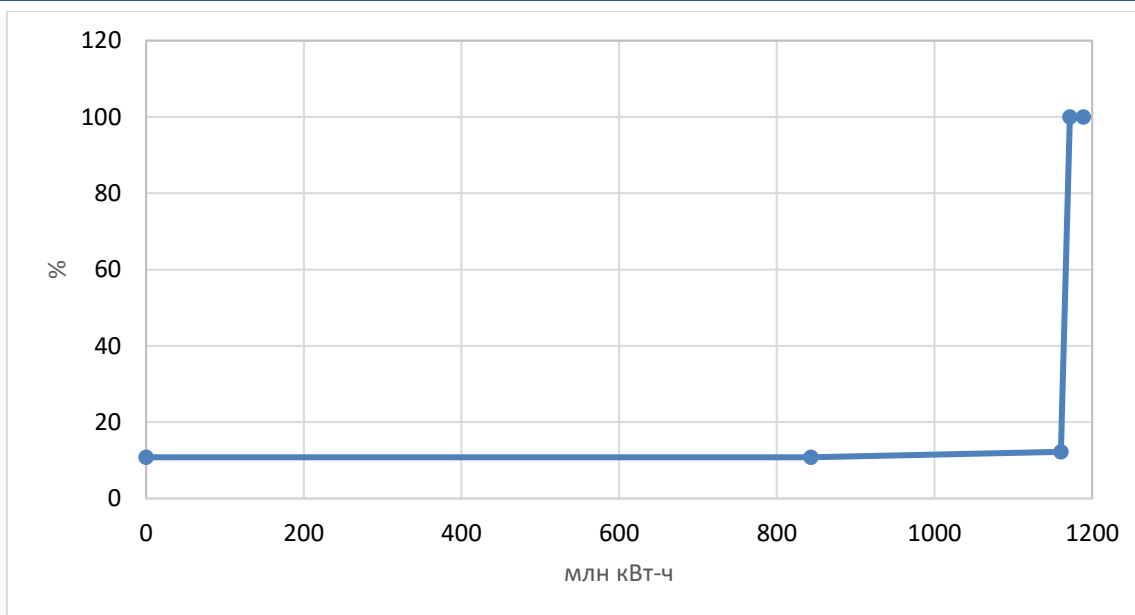
Значения доли электрической энергии на собственные нужды мазутных ТЭС находятся на уровне 11,5% (см. табл. 9.14 и рис. 9.22). Из представленного перечня станций выделяются ТЭС Мурманской области, где вся вырабатываемая на станции электрическая энергия расходуется на ее собственные нужды. Основными факторами, влияющими на УРУТ на выработку электроэнергии мазутных ТЭС, являются доля собственных нужд в электрической энергии и доля мазута в общем объеме потребляемого топлива.

**Таблица 9.14 Доля электрической энергии на собственные нужды мазутных ТЭС**

Наименование станции	СН, %	Источник информации
Камчатская ТЭЦ-2	10,8	Схема теплоснабжения
Камчатская ТЭЦ-1	12,2	Схема теплоснабжения
ТЭЦ АО «Ковдорский ГОК»	100,0	СИПР Мурманской обл.
Мурманская ТЭЦ	100,0	СИПР Мурманской обл.

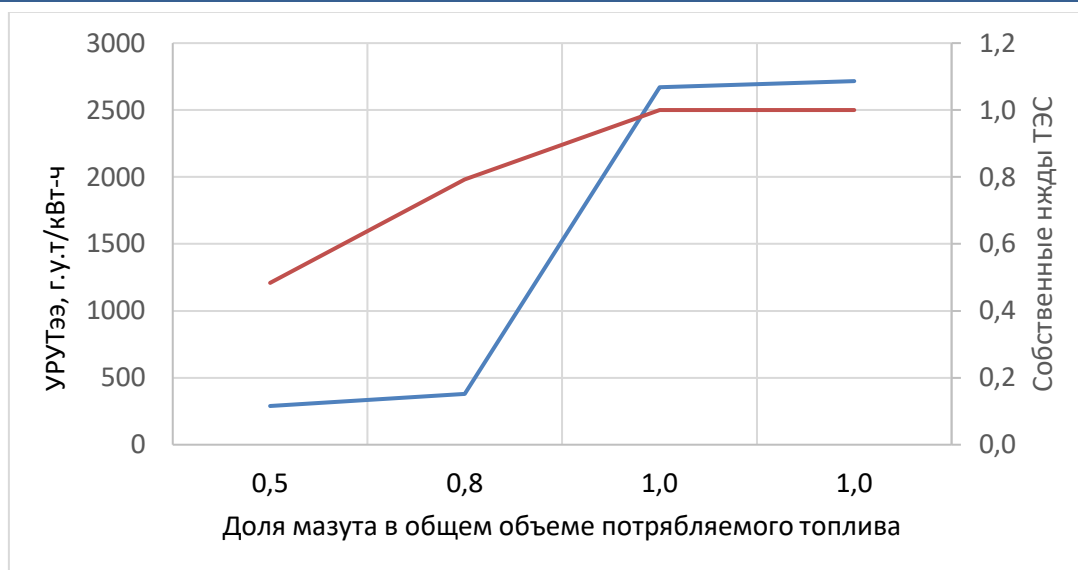
Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям схем теплоснабжения муниципальных образований, схем и программ развития электроэнергетических систем регионов РФ.

**Рисунок 9.22 Бенчмаркинг отобранных мазутных ТЭС по доле электрической энергии, используемой на собственные нужды**



Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям схем теплоснабжения муниципальных образований, схем и программ развития электроэнергетических систем регионов РФ.

**Рисунок 9.23 Зависимость удельного расхода условного топлива (УРУТ) на выработку электрической энергии (синяя кривая) и доли расходов на собственные нужды (красная кривая) от доли мазута в объеме потребляемого топлива мазутными ТЭС**



Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям схем теплоснабжения муниципальных образований, схем и программ развития электроэнергетических систем регионов РФ.

## 9.5 Удельные прямые выбросы парниковых газов при производстве электроэнергии (охват 1)

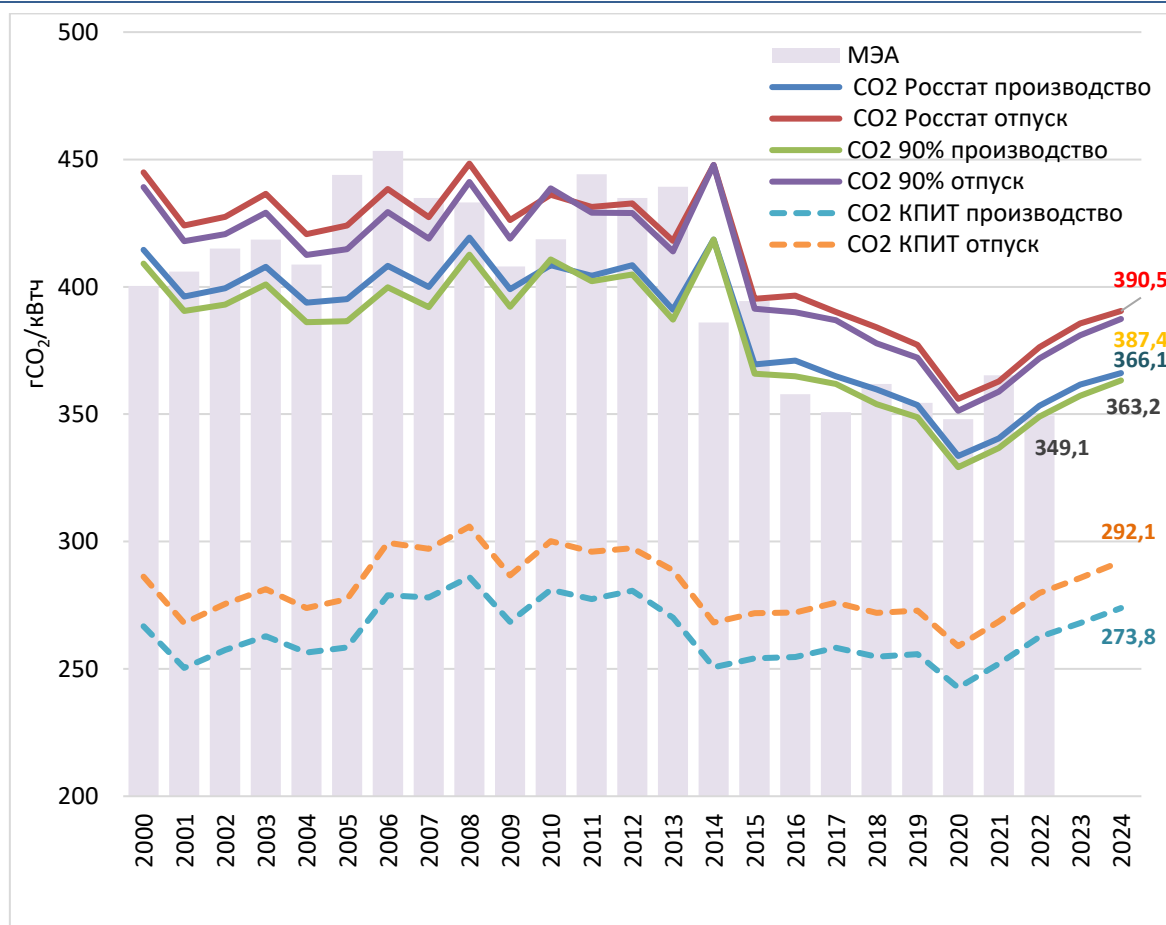
### 9.5.1 Все электростанции России

Удельные прямые выбросы парниковых газов при производстве электроэнергии на всех электростанциях России оценены для нескольких модификаций этого показателя. Оценки получены как на отпуск, так и на генерацию электроэнергии. Разнесение затрат топлива на электроэнергию и тепловую энергии проведено:

- на основе данных формы «4-топливо» Росстата,
- при использовании допущения о выработке тепловой энергии с КПД 90%, что позволяет сравнивать результат с оценками базы данных МЭА, которые используются в отчетности по СВАО, в также
- при использовании метода разнесения на основе КПИТ, что позволяет сравнивать результат с рядом систем бенчмаркинга, использующих этот подход.

Расчеты проведены как для CO<sub>2</sub>, так и для трех ПГ в CO<sub>2</sub>экв. Поскольку различия невелики, на рис. 9.24 показаны только графики для CO<sub>2</sub>. Всего показано 6 кривых. Резкий скачок значений в 2014 г. связан с проблемами, с которыми столкнулись компании при переводе статотчетности с формы «11-ТЭР» на форму «4-топливо».

**Рисунок 9.24** Удельные прямые выбросы парниковых газов при производстве электроэнергии на всех электростанциях России в 2000-2024 гг.



Источник: Оценки ЦЭНЭФ-XXI по данным форм отчетности Росстата и данных IEA Emission Factors 2024. [Emissions Factors 2024 - Data product - IEA](#)

Анализ полученных ЦЭНЭФ-XXI оценок позволяет сформулировать следующие выводы:

1. Динамика удельных выбросов ПГ при разнесении затрат топлива на базе данных формы «4-топливо» и при допущении о КПД выработки тепловой энергии 90% очень близка, но существенно отличается от результатов, получаемых при использовании КПИТ.

2. Разница в значениях удельных выбросов на выработку и отпуск электроэнергии значима, поэтому всегда следует указывать какой из этих показателей используется. В России чаще используется показатель удельных выбросов на отпуск электроэнергии, но для проведения сопоставлений с данными МЭА должен использоваться показатель удельных выбросов на выработку электроэнергии.<sup>154</sup>

3. За четверть века после 2000 г. процесс декарбонизации электроэнергетики России продолжался только 6 лет – в 2015-2020 гг. Затем он сменился ростом углеродоемкости электроэнергии, и в 2024 г. удельные выбросы ПГ составили: на выработку электроэнергии – 366,1 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч и 366,8 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч, а на отпуск электроэнергии – 390,5 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч и 391,2 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч. Если в расчете учитывать собственные нужды электроэнергии на выработку тепла, то получается 388,3 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч и 389 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.

4. Полученная ЦЭНЭФ-XXI оценка за 2022 г. по методологии МЭА (349,1 гСО<sub>2</sub>/кВтч) практически совпала с оценкой самого МЭА (349,5 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч). После 2015 г. отклонения в оценках были невелики, однако за более ранние годы получены более значительные отклонения. Поскольку оценки МЭА используются в регулировании по СВAM, выявлению причин различий следует уделять особое внимание.

5. При использовании КПИТ для разнесения затрат топлива на горизонте четверти века тренд к снижению удельных выбросов практически отсутствует, что в основном определяется динамикой КПИТ на ТЭС России в 2000-2024 гг. (рис. 9.1).

### 9.5.2 Все ТЭС России

Удельные прямые выбросы парниковых газов при производстве электроэнергии только на ТЭС также оценены для нескольких модификаций этого показателя: по СО<sub>2</sub> и по СО<sub>2</sub>экв; на отпуск и на генерацию электроэнергии; при разнесении затрат топлива на основе данных формы «4-топливо» Росстата; при использовании допущения о выработке тепловой энергии с КПД 90% и при использовании метода разнесения на основе КПИТ. На рис. 9.25 показаны только графики для СО<sub>2</sub>. Резкий скачок значений в 2014 г. связан с переходом в отчетности с формы «11-ТЭР» на форму «4-топливо».

Анализ полученных ЦЭНЭФ-XXI оценок позволяет сформулировать следующие выводы:

---

<sup>154</sup> В проекте ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» указано: «коэффициент выбросов парниковых газов квалифицированного генерирующего объекта – отношение массы выбросов парниковых газов, образующихся в результате сжигания топлива на квалифицированном генерирующем объекте для производства электрической энергии за определенный период, к количеству электрической энергии, произведенной на таком квалифицированном генерирующем объекте за такой период». [О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации - Официальный сайт для размещения информации о подготовке нормативных правовых актов и результатах их обсуждения](#). Таким образом, основным становится показатель удельных выбросов на выработку электроэнергии.

1. Динамика удельных выбросов ПГ при разнесении затрат топлива на базе данных формы «4-топливо» и при допущении о КПД выработки тепловой энергии 90% очень близка, но существенно отличается от результатов, полученных при использовании КПИТ.

2. Разница в значениях удельных выбросов на выработку и отпуск электроэнергии значима в те годы, когда статотчетность дает более надежные оценки использования электроэнергии на собственные нужды именно по ТЭС.

3. В 2000-2020 гг., как и в ЕС, но несколько медленнее, проявлялась тенденция к снижению удельных выбросов, которая в России после 2020 г. сменилась тенденцией к их росту.

4. В 2024 г. удельные выбросы ПГ только на ТЭС составили: на выработку электроэнергии – 576,3 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч и 577,3 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч, а на отпуск электроэнергии – 609,3 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч и 610,4 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч. Если в расчете учитывать собственные нужды электроэнергии на выработку тепла, то получается 581,2 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч и 582,3 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.

5. Удельные выбросы ПГ только на ТЭС в 2020 г. составили 570,7 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч и были заметно выше аналога для ЕС – 512 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.

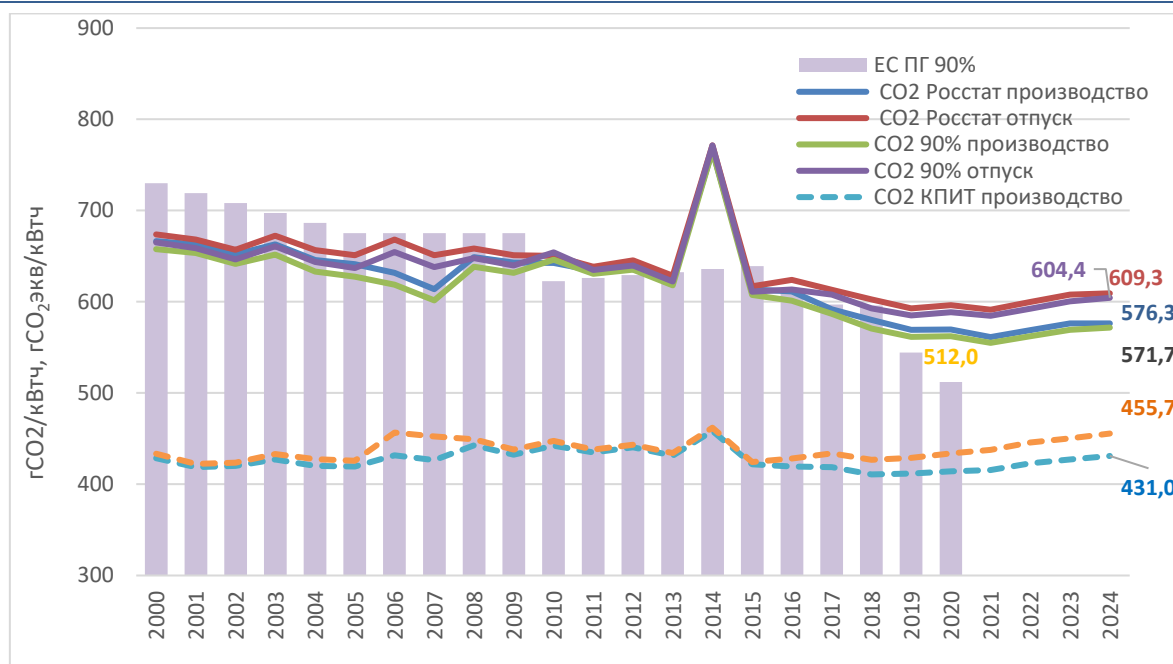
6. При использовании КПИТ для разнесения затрат топлива на горизонте четверти века тренд к снижению удельных выбросов практически отсутствует, что в основном определяется динамикой КПИТ на ТЭС России в 2000-2024 гг. (рис. 9.1).

Согласно правилам регулирования рынка мощности ЕС, был введен Стандарт эффективности выбросов (EPS). Генерирующие мощности ТЭС, которые начали коммерческое производство после 4 июля 2019 г. и которые выбрасывают более 550 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч, не могут получать плату за мощность, а с 1 июля 2025 г. все ТЭС, которые начали коммерческое производство до 4 июля 2019 года и которые выбрасывают более 550 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч и более 350 кг СО<sub>2</sub> в среднем в год на установленный 1 кВт электрической мощности, не должны принимать на себя обязательства по будущим платежам в рамках механизма управления мощностью.<sup>155</sup> Средний показатель удельных выбросов для ТЭС России – 577,3 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч – превышает этот бенчмарк ЕС.

---

<sup>155</sup> Nouicer A. and L. Meeus. 2019. The EU clean energy package (2019 ed.). European University Institute. doi:10.2870/33236 (PDF) THE EU CLEAN ENERGY PACKAGE (2019 ed.)

**Рисунок 9.25 Удельные прямые выбросы парниковых газов при производстве электроэнергии на ТЭС России в 2000-2024 гг.**



Источник: оценки ЦЭНЭФ-XXI по данным форм отчетности Росстата и данных ISPRA. 2022. Efficiency and decarbonization indicators for total energy consumption and power sector. Comparison among Italy and the biggest European countries. Rapporti 366/2022.

### 9.5.3 ТЭС на газе

Оценка удельных прямых выбросов парниковых газов (ПГ) по охвату 1 при отпуске и выработке электроэнергии на отобранных газовых ТЭС России проводилась по алгоритмам (формулам) описанным в главе 8. Результаты бенчмаркинга отобранных газовых ТЭС по показателю удельных прямых выбросов ПГ на отпуск и производство (выработку) 1 кВт-ч электроэнергии приведены в табл. 9.14 и на рис. 9.26. Кроме того в табл. 9.14 для каждой ТЭС приведены основные показатели, которые оказывают значительное влияние на величину фактических удельных выбросов парниковых газов при производстве и отпуске электроэнергии на тепловых электростанциях. К таким показателям относятся:

- метод распределения расхода топлива между электрической и тепловой энергией;
- удельный расход условного топлива на отпуск 1 кВт-ч электроэнергии;
- удельный расход условного топлива на производство (выработку) 1 кВт-ч электроэнергии.

**Таблица 9.15** Удельные прямые выбросы парниковых газов для отобранных газовых ТЭС (охват 1) на отпуск и выработку 1 кВт-ч электроэнергии, гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч

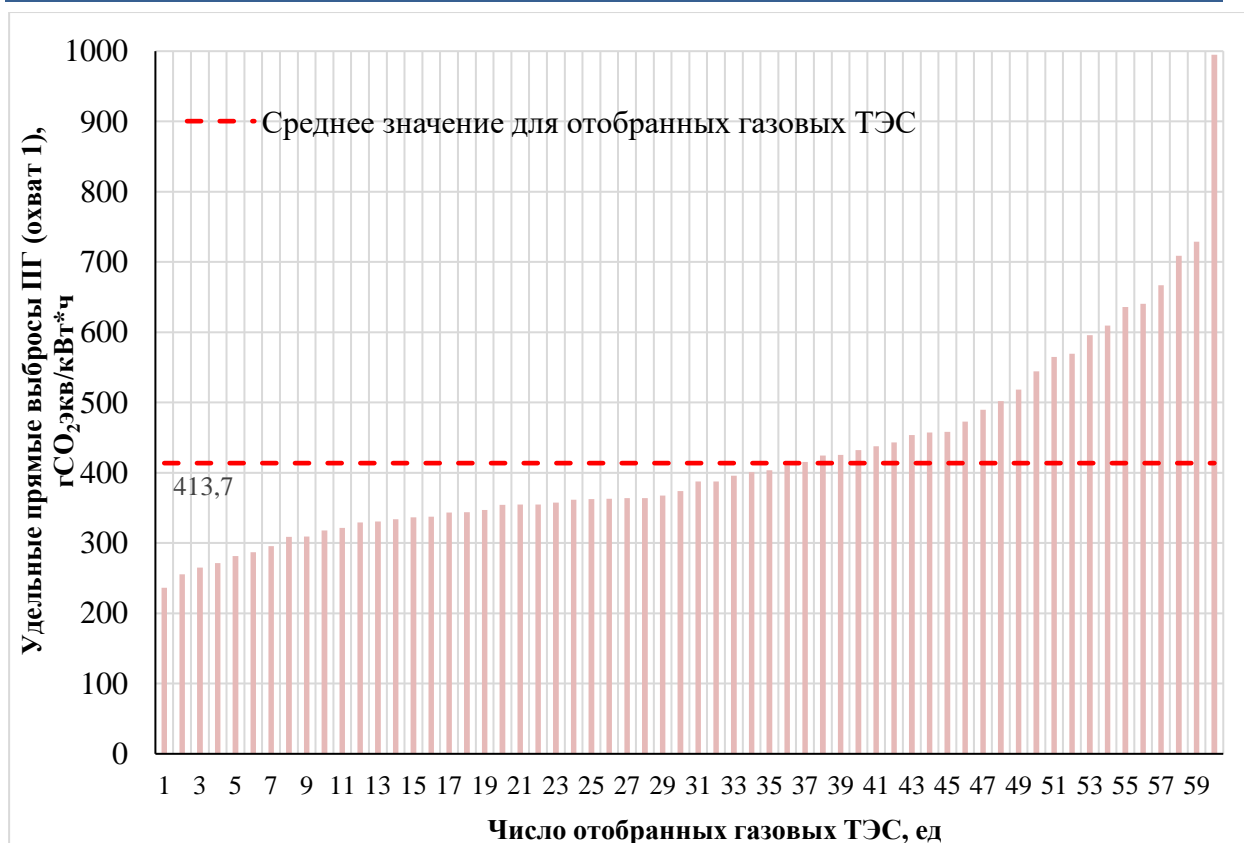
№ п/п	Наименование ТЭС	Метод распределения расхода топлива	Удельный расход условного топлива на (УРУТ), г.у.т/кВт-ч		Удельные прямые выбросы ПГ на (охват 1), гСО <sub>2</sub> экв/кВт-ч	
			отпуск электроэнергии	выработка электроэнергии	отпуск электроэнергии	выработка электроэнергии
1	ПГУ-420 (ТЭЦ-16, г. Москва)	Физический	148,2	139,4	236,4	222,4
2	Пермская ТЭЦ-6 (г. Пермь)	Физический	160,1	145,7	255,3	232,3
3	Костромская ТЭЦ-1 (г. Кострома)	Физический	166,3	124,6	265,2	198,7
4	ГЭС-1 (г. Москва)	Физический	170,3	140,2	271,6	223,5
5	Выборгская ТЭЦ-17 (г. Санкт-Петербург)	Физический	176,4	153,7	281,3	245,1
6	Северная ТЭЦ-21 (г. Санкт-Петербург)	Физический	179,9	160,5	287,0	256,1
7	Правобережная ТЭЦ-5 (г. Санкт-Петербург)	Физический	184,8	174,3	295,8	279,0
8	ЭС-1,3 Центральная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	Физический	192,9	176,2	308,9	282,2
9	Первомайская ТЭЦ-14 (г. Санкт-Петербург)	Физический	193,9	180,1	309,2	287,2
10	ГСР ТЭЦ (г. С-Петербург)	Пропорциональный	199,5	188,8	318,1	301,0
11	ПГУ-420Т (ТЭЦ-26, г. Москва)	Физический	201,6	192,9	321,4	307,5
12	ПГУ-420Т (ТЭЦ-20, г. Москва)	Физический	206,4	195,9	329,2	312,5
13	Автовская ТЭЦ-15 (г. Санкт-Петербург)	Физический	207,4	173,7	330,8	277,1
14	ТЭС «Международная» (г. Москва)	Физический	209,4	198,5	333,9	316,6
15	ПГУ-420Т (ТЭЦ-21, г. Москва)	Физический	211,2	201,1	336,8	320,6
16	ТЭЦ-21, без ПГУ-420Т (г. Москва)	Физический	211,7	187,1	337,6	298,4
17	Южная ТЭЦ-22 (г. Санкт-Петербург)	Физический	214,7	202,8	343,6	324,5
18	ПГУ-220 (ТЭЦ-12, г. Москва)	Физический	215,7	199,7	344,00	318,5
19	Пермская ТЭЦ-13 (г. Пермь)	Физический	217,8	195,3	347,2	311,4
20	Юго-Западная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	Пропорциональный	222,1	210,6	354,1	335,8
21	Василеостровская ТЭЦ-7 (г. Санкт-Петербург)	Физический	222,4	194,6	354,6	310,3
22	Северо-Западная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	Пропорциональный	222,5	218,5	354,8	348,4
23	ТЭЦ-16, без ПГУ-420 (г. Москва)	Физический	224,1	198,6	357,3	316,6
24	Пермская ТЭЦ-9 (г. Пермь)	Физический	226,5	204,4	361,7	326,4

№ п/п	Наименование ТЭС	Метод распределения расхода топлива	Удельный расход условного топлива на (УРУТ), г.у.т/кВт-ч		Удельные прямые выбросы ПГ на (охват 1), гСО <sub>2экв</sub> /кВт-ч	
			отпуск электроэнергии	выработка электроэнергии	отпуск электроэнергии	выработка электроэнергии
25	Казанская ТЭЦ-2 (г. Казань)	Пропорциональный	227,4	211,7	362,6	337,6
26	ПГУ-450Т (ТЭЦ-27, г. Москва)	Физический	227,6	219,7	362,9	350,3
27	Костромская ТЭЦ-2 (г. Кострома)	Физический	228,1	204,6	363,7	326,3
28	ТЭЦ «Академическая» (г. Екатеринбург)	Пропорциональный	227,3	216,2	363,8	346,1
29	ПГУ-410 (Краснодарская ТЭЦ, г. Краснодар)	Пропорциональный	230,63	219,8	367,7	350,4
30	ТЭЦ-27, без ПГУ-450Т (г. Москва)	Физический	234,5	206,2	373,9	328,8
31	Казанская ТЭЦ-3 (г. Казань)	Пропорциональный	243,1	223,9	387,6	357,1
32	Казанская ТЭЦ-1 (г. Казань)	Пропорциональный	243,1	225,8	387,6	360,9
33	ТЭЦ-11 (г. Москва)	Физический	248,1	219,3	395,6	349,6
34	ГТЭС «Коломенское» (г. Москва)	Пропорциональный	251,4	235,9	400,8	376,1
35	ТЭЦ-20, без ПГУ-420Т (г. Москва)	Физический	253,2	219,1	403,7	349,3
36	ТЭЦ-26, без ПГУ-420Т (г. Москва)	Физический	257,3	235,7	410,3	375,8
37	ТЭЦ-23 (г. Москва)	Физический	260,6	238,4	415,6	380,2
38	ПГУ-ТЭС «Терешково» (г. Москва)	Пропорциональный	266,3	230,2	424,6	367,0
39	ТЭЦ-25 (г. Москва)	Физический	266,7	244,6	425,3	390,0
40	ТЭЦ ГКО (г. Санкт-Петербург)	Пропорциональный	271,0	227,8	432,1	363,2
41	ТЭЦ-12, без ПГУ-220 (г. Москва)	Физический	274,4	237,8	437,6	379,2
42	Сакмарская ТЭЦ (г. Оренбург)	Физический	277,9	243,5	443,1	388,3
43	ТЭЦ-8 (г. Москва)	Физический	284,6	253,2	453,5	403,5
44	Среднеуральская ГРЭС (г. Екатеринбург)	Пропорциональный	286,9	272,7	457,4	434,8
45	Яйвинская ГРЭС (Пермский край)	Пропорциональный	303,5	287,6	458,3	434,3
46	ТЭЦ-9, без ГТЭ-65 (г. Москва)	Физический	296,3	263,5	472,8	420,4
47	Сургутская ГРЭС-2 (г. Сургут)	Пропорциональный	307,1	299,0	489,7	476,8
48	Ново-Свердловская ТЭЦ (г. Екатеринбург)	Пропорциональный	314,7	274,4	501,8	437,6
49	Сургутская ГРЭС-1 (г. Сургут)	Пропорциональный	325,0	309,2	518,2	493,1
50	ТЭЦ ЦКТИ (г. Санкт-Петербург)	Пропорциональный	341,3	202,0	544,2	322,0

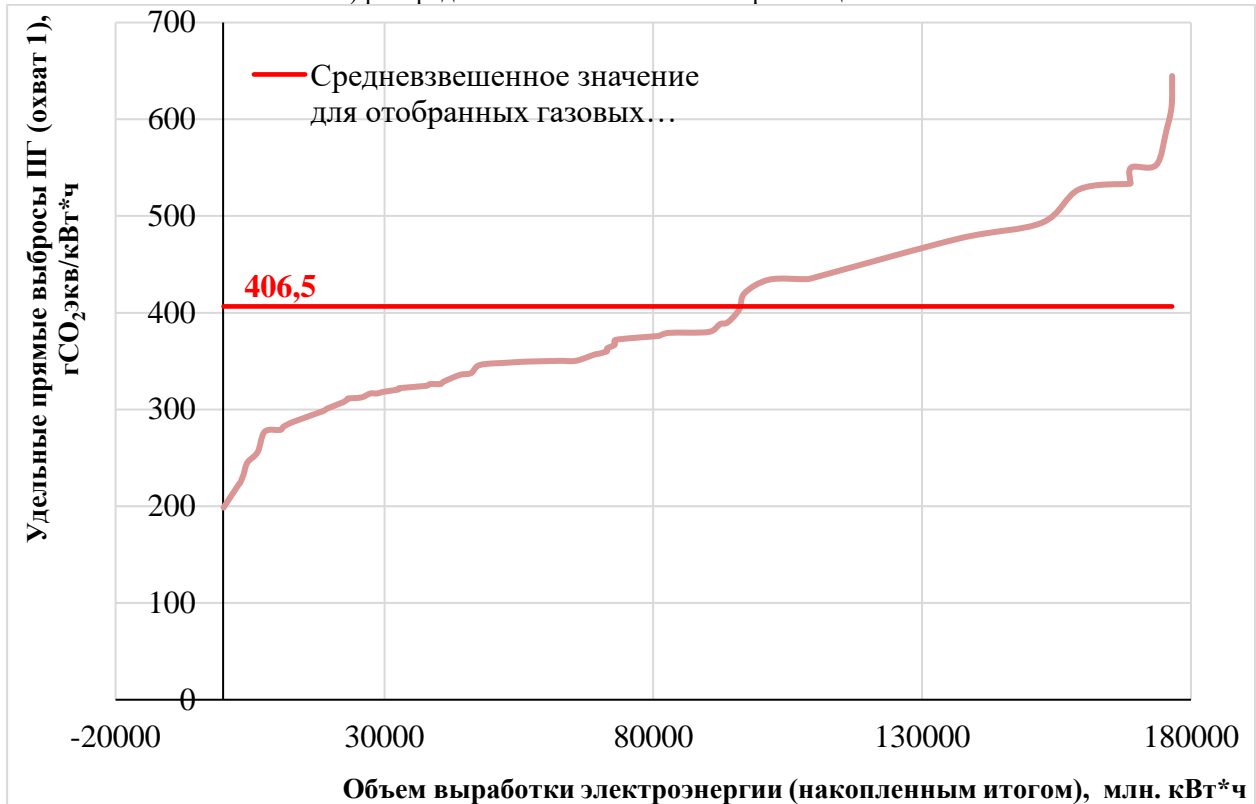
№ п/п	Наименование ТЭС	Метод распределения расхода топлива	Удельный расход условного топлива на (УРУТ), г.у.т./кВт-ч		Удельные прямые выбросы ПГ на (охват 1), гСО <sub>2экв</sub> /кВт-ч	
			отпуск электроэнергии	выработка электроэнергии	отпуск электроэнергии	выработка электроэнергии
51	Шатурская ГРЭС (Московская область)	Пропорциональный	353,2	329,8	565,0	527,7
52	Новочеркасская ГРЭС (г. Новочеркасск)	Пропорциональный	392,8	368,2	569,2	533,4
53	Зайская ГРЭС (Республика Татарстан)	Пропорциональный	373,4	346,5	595,7	552,7
54	ЭС-2 Центральная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	Физический	382,2	233,3	609,4	372,0
55	Смоленская ГРЭС (Смоленская область)	Пропорциональный	398,9	369,3	636,1	588,9
56	Свердловская ТЭЦ (г. Екатеринбург)	Пропорциональный	401,6	223,9	640,4	357,1
57	ГТ-ТЭЦ ЭНЕРГО (г. Екатеринбург)	Пропорциональный	418,1	404,3	666,7	644,7
58	Пермская ТЭЦ-14 (г. Пермь)	Физический	441,0	381,6	708,8	613,4
59	ТЭЦ ТМЗ (г. Екатеринбург)	Пропорциональный	457,2	335,1	729,0	534,3
60	ТЭЦ УМП (г. Екатеринбург)	Пропорциональный	491,6	271,9	994,8	550,3

Источник: оценка ЦЭНЭФ-XXI по данным Схем теплоснабжения муниципальных образований, Годовых отчетов и Отчетов по устойчивому развитию российских генерирующих компаний.

**Рисунок 9.26 Бенчмаркинг газовых ТЭС по удельным прямым выбросам ПГ: (а) на отпуск и (б) на выработку электроэнергии**



а) распределение по тепловым электростанциям



б) распределение по объемам производства (выработки) электроэнергии

Источник: расчеты ЦЭНЭФ-XXI по данным Схем теплоснабжения муниципальных образований, Годовых отчетов и Отчетов по устойчивому развитию российских генерирующих компаний.

Средневзвешенный показатель удельных выбросов ПГ по 60 отобранным российским газовым ТЭС выше величины показателя для Китая (331,3 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч), ЕС (343,1 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч), США (392,4 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч), но значительно меньше значения для мира (423,8 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч). Разброс значений удельных прямых выбросов ПГ (охват 1) для 60 отобранных газовых ТЭС составил от 236,4 до 994,8 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч. Все ТЭС с минимальными значениями удельных прямых выбросов ПГ (охват 1) на отпуск 1 кВт-ч электроэнергии используют физический метод распределения расхода топлива. При этом эти ТЭС характеризуются высоким КПИТ (от 85% до 91%) и низкими значениями УРУТ на 1 кВт-ч отпущенной электроэнергии (148,2–170,3 г.у.т/кВт-ч). Три ТЭС с максимальными значениями удельных прямых выбросов ПГ используют пропорциональный метод распределения расхода топлива. При этом эти ТЭС характеризуются высокими значениями УРУТ на 1 кВт-ч отпущенной электроэнергии (418,1-491,6 г.у.т/кВт-ч).

#### 9.5.4 ТЭС на угле

Среднее арифметическое значение удельных прямых выбросов ПГ составило 1030 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч; среднее взвешенное – 986 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч. Конечные результаты для 56 УгТЭС<sup>156</sup> представлены в табл. 9.16 и на рис. 9.27-9.28. Обращает на себя внимание

<sup>156</sup> После проведения расчетов были исключены из рассмотрения Депутатская ТЭЦ и Эгвекинотская ГРЭС, по которым были получены нереалистичные значения показателя – 11 и 32 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч соответственно. Официальные сведения по УРУТ<sub>ЭЭ</sub> для этих угольных электростанций отсутствуют, и значения были получены расчетным способом. Отличительная особенность этих объектов – высокие значения УРУТ<sub>тэ</sub>: 220 и 197,3 кгуг/Гкал соответственно, что косвенно говорит о физически необоснованном перераспределении топлива в пользу тепловой энергии относительно

широкий разброс значений удельных прямых выбросов ПГ: от 361 до 2339 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч, что является прямым следствием выбранной пропорции распределения топлива между двумя видами производимой энергии.

**Таблица 9.16 Удельные выбросы ПГ УгТЭС на производство и отпуск электрической энергии в рамках охвата 1, гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч**

№	Наименование УгТЭС	ЭЭп	ЭЭо	№	Наименование УгТЭС	ЭЭп	ЭЭо
1	Иркутская ТЭЦ-7	361	1 086	29	Благовещенская ТЭЦ	897	1 063
2	Красноярская ТЭЦ-2	585	686	30	Омская ТЭЦ-4	926	1 118
3	ТЭЦ Абаза-Энерго	652	816	31	Березовская ГРЭС	932	986
4	Ново-Иркутская ТЭЦ	663	777	32	Канская ТЭЦ	949	949 <sup>1</sup>
5	Барнаулская ТЭЦ-3	667	776	33	ТЭЦ в г. Яровое	963	1 558
6	Красноярская ТЭЦ-3	675	822	34	Читинская ТЭЦ-1	982	1 102
7	Кузнецкая ТЭЦ	687	931	35	Апатитская ТЭЦ	1 005	1 266
8	Усть-Илимская ТЭЦ	736	886	36	Чульманская ТЭЦ	1 589	2 490
9	Магаданская ТЭЦ	775	1 292	37	Рефтинская ГРЭС	1 028	1 083
10	Абаканская ТЭЦ	795	920	38	Артемовская ТЭЦ	1 058	1 198
11	Гусиноозерская ГРЭС	809	1 024	39	Иркутская ТЭЦ-10	1 058	1 162
12	Иркутская ТЭЦ-6	823	1 026	40	Южноуральская ГРЭС	1 063	1 119
13	Омская ТЭЦ-5	824	968	41	Томь-Усинская ГРЭС	1 104	1 228
14	ТЭЦ-1 г. Улан-Удэ	825	985	42	Шерловогорская ТЭЦ	1 105	1 459
15	Харанорская ГРЭС	830	887	43	Партизанская ГРЭС	1 111	1 273
16	Новосибирская ТЭЦ-4	832	1 027	44	Назаровская ГРЭС	1 132	1 293
17	Новосибирская ТЭЦ-3	834	957	45	Троицкая ГРЭС	1 178	1 195
18	Черепетская ГРЭС	834	922	46	Райчихинская ГРЭС	1 182	1 349
19	Иркутская ТЭЦ-16	838	1 610	47	ТЭЦ в п. Советская Гавань	1 203	1 406
20	Иркутская ТЭЦ-9	845	1 032	48	Приаргунская ТЭЦ	1 389	1 656
21	Читинская ТЭЦ-2	848	1 271	49	Беловская ГРЭС	1 419	1 597
22	Красноярская ТЭЦ-1	850	1 029	50	Аркагалинская ГРЭС	1 548	2 791
23	ТЭЦ в г. Заринске	857	955	51	Южно-Кузбасская ГРЭС	1 722	2 284
24	Ново-Кемеровская ТЭЦ	860	1 037	52	Ново-Зиминская ТЭЦ	1 757	2 197
25	Барнаулская ТЭЦ-2	867	1 036	53	ТЭЦ «Каскад-Энерго»	1 804	4 387
26	Нерюнгринская ГРЭС	875	962	54	Иркутская ТЭЦ-11	1 884	2 698
27	Бийская ТЭЦ-1	884	1 049	55	Барабинская ТЭЦ	2 014	2 921

её производства, что и является причиной существенных отклонений от допустимых диапазонов. Значения удельных выбросов парниковых газов на единицу произведённой электрической энергии для Иркутской ТЭЦ-7 и Барабинской ТЭЦ были пересчитаны, поскольку приведённые разбивки топлива в схемах теплоснабжения заметно не коррелировали со значениями удельных показателей его расхода, из-за чего показатель для Иркутской ТЭЦ-7 увеличился в 2 раза – с 180 до 361 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч; для Барабинской ТЭЦ – с 1178 до 2014 гСО<sub>2</sub>экв/кВтч. Следует сказать, что такие несоответствия наблюдались и для других источников генерации, но не носили такого критического характера.

28	Новосибирская ТЭЦ-5	884	1 011	56	Липецкая ТЭЦ-2	2 339	2 725
----	---------------------	-----	----------	----	----------------	-------	-------

ЭЭо – отпуск электрической энергии.

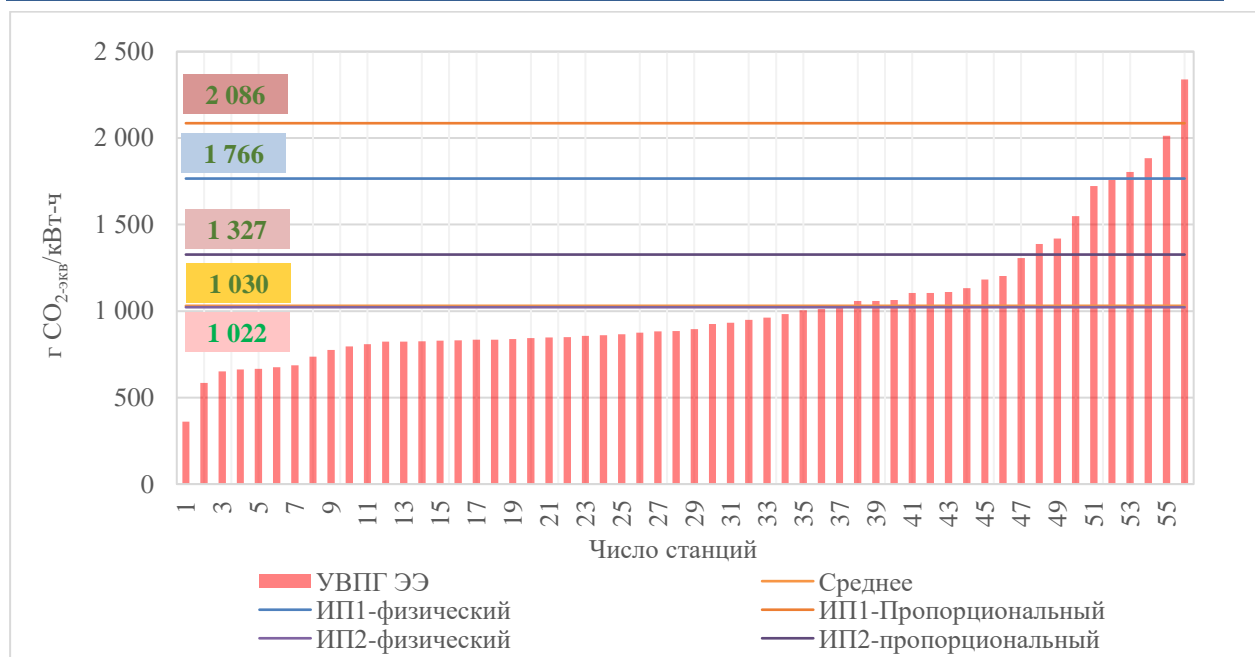
ЭЭп – производство электрической энергии.

<sup>1</sup> – одинаковые значения являются следствием отсутствия данных по потреблению электроэнергии на собственные нужды.

Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

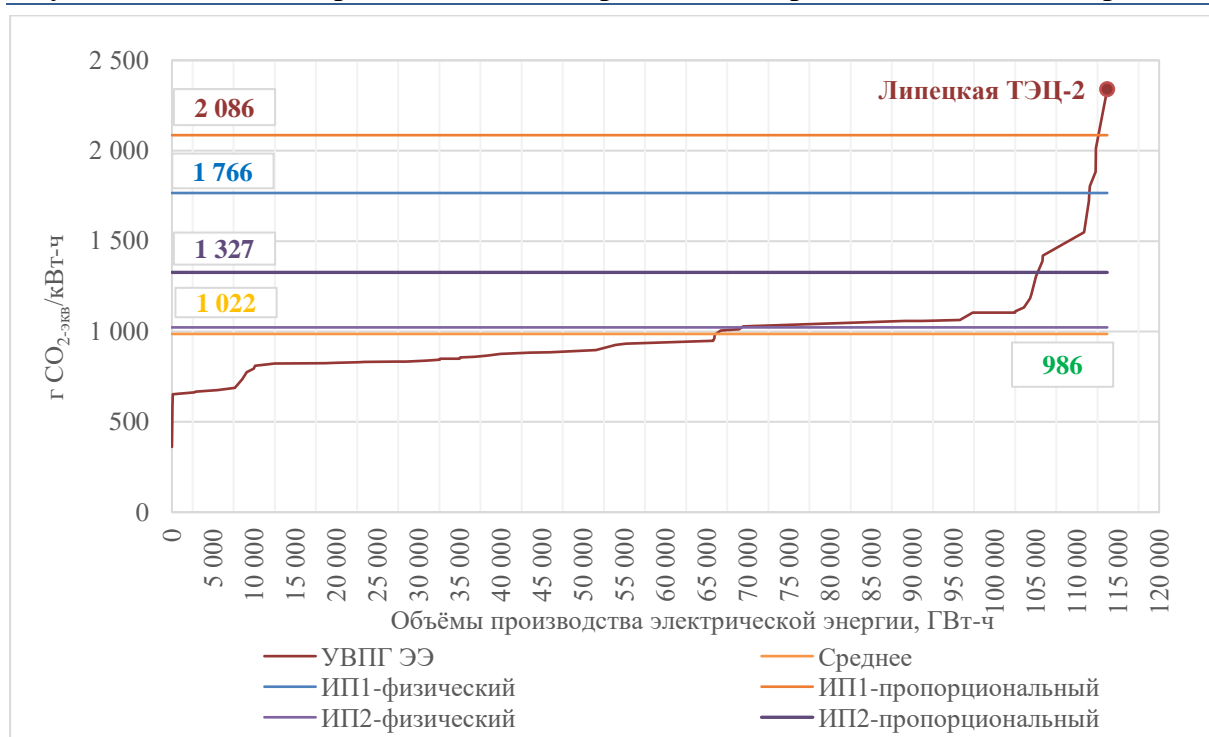
Разница в значениях на единицу произведённой и отпущенной электрической энергии в ряде случаев очень высокая, что является следствием условий работы электростанции. Например, ТЭЦ «Каскад-Энерго» в общей сложности производит 29 ГВт-ч электрической энергии, из которых 17 ГВт-ч расходуется на собственные нужды (то есть примерно 59% от общего объёма). Положение Липецкой ТЭЦ-2 в рейтинге во многом обусловлено существенными объёмами потребления доменного газа, для которого используется самое высокое значение коэффициента выбросов – 7,62 т CO<sub>2</sub>/тут (для сравнения: только 2,96 тCO<sub>2</sub>/тут для бурого угля). Высокие значения для Барабинской ТЭЦ и Иркутской ТЭЦ-11 объясняются высокими УРУТээ. Для многих схем бенчмаркинга и регулирования в (WSA, СВAM) в черной металлургии для металлургических газов используется коэффициент выбросов для природного газа. При использовании такого подхода удельные выбросы были бы ниже в 4,8 раза.

**Рисунок 9.27** Кривая распределения прямых удельных выбросов парниковых газов от угольных ТЭС при производстве электрической энергии



Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

**Рисунок 9.28 Кривая бенчмаркинга прямых удельных выбросов парниковых газов от угольных ТЭС на производство электрической энергии по объемам генерации**



Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

### 9.5.5 ТЭС на других видах топлива

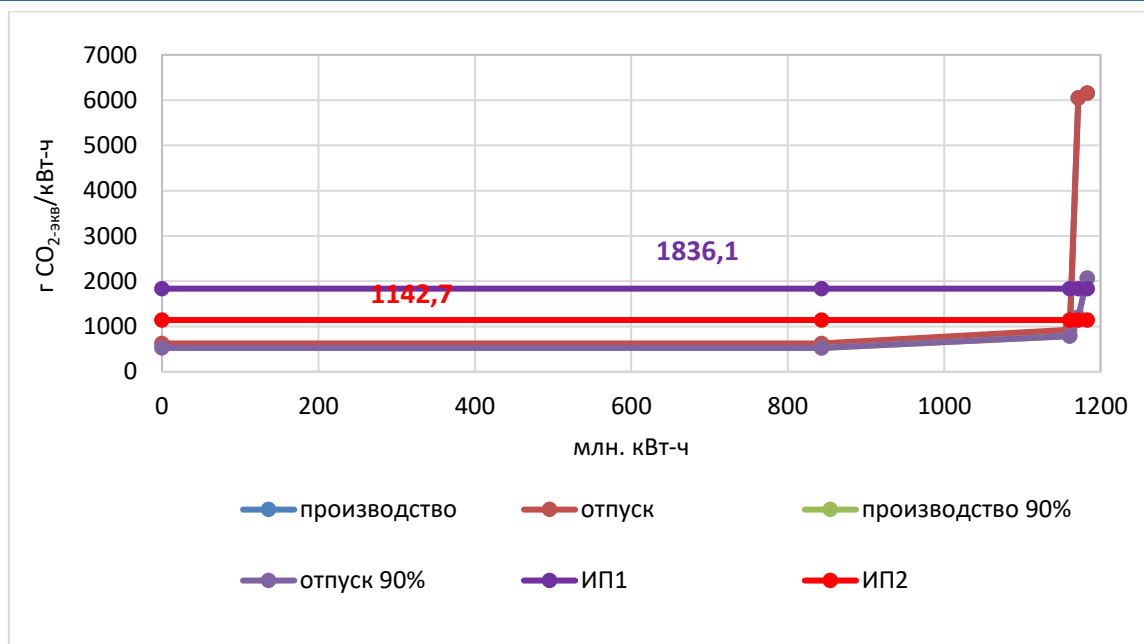
Удельные прямые выбросы парниковых газов при производстве электроэнергии на мазутных ТЭС представлены в табл. 9.17. На рис. 9.29 показаны кривые распределения прямых удельных выбросов парниковых при производстве электроэнергии на мазутных ТЭС. Высокие значения удельных выбросов ПГ для мазутных ТЭС Мурманской области обусловлены тем, что вся вырабатываемая электроэнергия практически полностью используется на собственные нужды.

**Таблица 9.17 Удельные прямые выбросы ПГ при производстве электроэнергии мазутными ТЭС, гСО<sub>2</sub>кв/кВт-ч**

Наименование ТЭС	ЭЭпр.	ЭЭотп.	ЭЭпр. 90%	ЭЭотп. 90%
Камчатская ТЭЦ-2	558,6	626,3	526,3	590,1
Камчатская ТЭЦ-1	812,4	925,8	785,4	894,9
ТЭЦ АО «Ковдорский ГОК»	6051,2	6051,2	1206,3	1206,3
Мурманская ТЭЦ	6153,3	6153,3	2067,3	2067,3

Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям схем теплоснабжения муниципальных образований, схем и программ развития электроэнергетических систем регионов РФ.

**Рисунок 9.29 Удельные прямые выбросы парниковых газов при производстве электроэнергии на мазутных ТЭС**



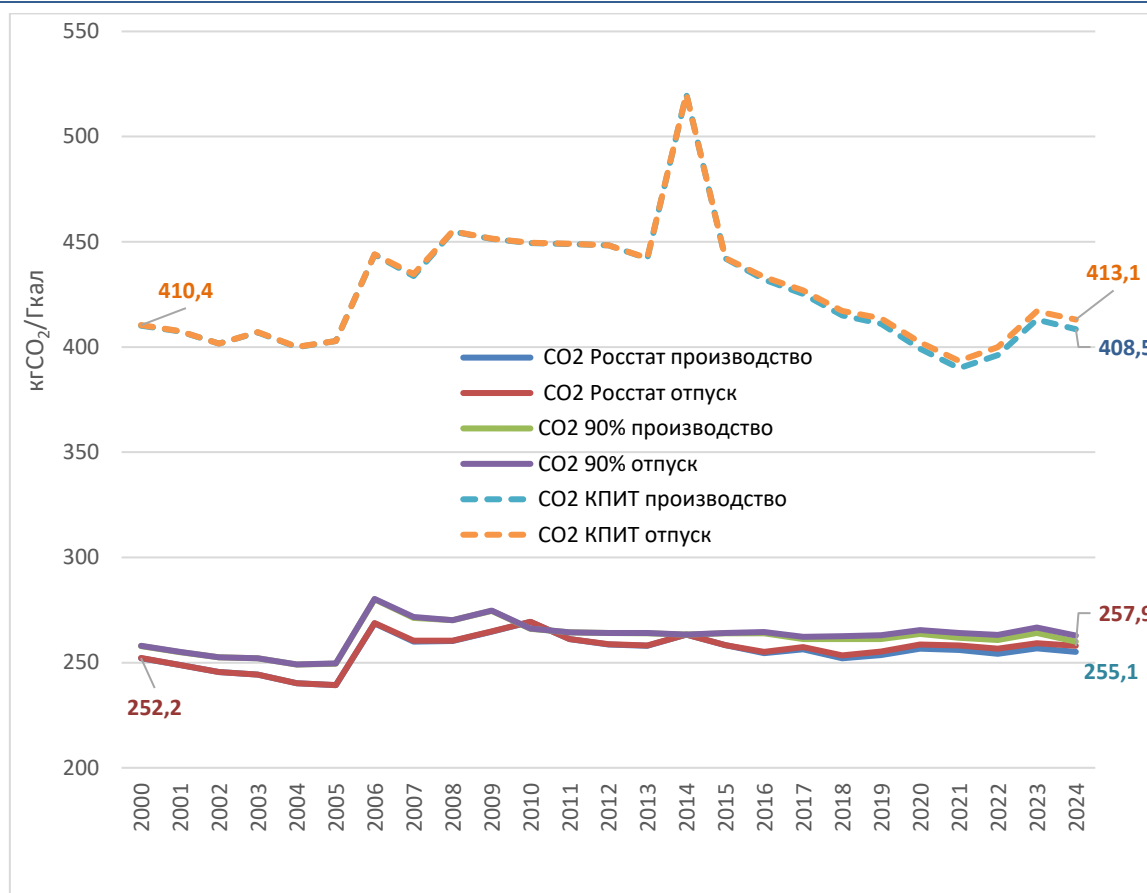
Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям схем теплоснабжения муниципальных образований, схем и программ развития электроэнергетических систем регионов РФ.

## 9.6 Удельные прямые выбросы парниковых газов при производстве тепловой энергии на ТЭС (охват 1)

### 9.6.1 Все ТЭС России

Для ТЭС удельные выбросы ПГ на выработку тепловой энергии зависят от метода разнесения затрат топлива и от углеродоёмкости используемого топлива. При одном и том же методе учета затрат топлива ключевым становится второй фактор. Поэтому на рис. 9.30 траектории удельных выбросов относительно устойчивы. Поскольку доля расхода тепла на собственные нужды ТЭС невелика, удельные выбросы на выработку и отпуск тепла отличаются мало. При использовании КПИТ для разнесения затрат топлива удельные выбросы резко возрастают, что отражается в снижении удельных выбросов на генерацию электроэнергии.

**Рисунок 9.30 Удельные прямые выбросы парниковых газов при производстве тепловой энергии на ТЭС России в 2000-2024 гг.**



Источник: оценки ЦЭНЭФ-XXI по данным форм отчетности Росстата.

### 9.6.2 ТЭС на газе

Результаты бенчмаркинга отобранных газовых ТЭС по показателю удельных прямых выбросов ПГ на отпуск и производство (выработку) 1 Гкал тепловой энергии представлены в табл. 9.18 и на рис. 9.31. Кроме того в табл. 9.18 для каждой ТЭС приведены основные показатели, которые оказывают значительное влияние на величину фактических удельных выбросов парниковых газов при производстве и отпуске тепловой энергии на тепловых электростанциях.

Разброс значений удельных прямых выбросов ПГ (охват 1) для отобранных 60 газовых ТЭС составил от 157,3 до 546,4 кгСО<sub>2</sub>экв/Гкал. Все ТЭС с минимальными значениями удельных прямых выбросов ПГ на отпуск и производство тепловой энергии являются ПГУ-ТЭЦ и имеют в своем составе зарубежные газовые турбины (производства Siemens, General Electric, Mitsubishi Power). Эти ТЭС характеризуются низким удельным расходом условного топлива на отпуск 1 Гкал тепловой энергии (пропорциональный метод) – 98,6-122,7 кгут/Гкал. Кроме того данные ТЭС имеют достаточно высокий КПИТ на уровне 61,3-83,5%.

**Таблица 9.18** Удельные прямые выбросы парниковых газов для отобранных газовых ТЭС (охват 1) на отпуск и выработку 1 Гкал тепловой энергии, кгСО<sub>2</sub>экв/Гкал

№ п/п	Наименование ТЭС	Метод распределения расхода топлива	Удельный расход условного топлива на (УРУТ), кг/Гкал		Удельные прямые выбросы ПГ на (охват 1), кгСО <sub>2</sub> экв/Гкал	
			отпуск тепловой энергии	выработка тепловой энергии	отпуск тепловой энергии	выработка тепловой энергии
1	ПГУ-410 (Краснодарская ТЭЦ, г. Краснодар)	Пропорциональный	98,6	94,3	157,3	150,3
2	ГТЭС «Коломенское» (г. Москва)	Пропорциональный	107,6	106,8	171,6	170,3
3	ТЭЦ «Академическая» (г. Екатеринбург)	Пропорциональный	116,4	113,0	186,3	180,9
4	ПГУ-ТЭС «Терешково» (г. Москва)	Пропорциональный	122,7	120,4	195,6	192,0
5	Ново-Свердловская ТЭЦ (г. Екатеринбург)	Пропорциональный	128,0	127,8	204,1	203,8
6	Юго-Западная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	Пропорциональный	136,1	134,9	217,0	215,0
7	ГТ-ТЭЦ ЭНЕРГО (г. Екатеринбург)	Пропорциональный	139,4	136,5	222,3	217,7
8	ТЭЦ ТМЗ (г. Екатеринбург)	Пропорциональный	140,9	138,9	224,7	221,5
9	ГСР ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	Пропорциональный	199,5	138,2	228,8	220,3
10	Казанская ТЭЦ-2 (г. Казань)	Пропорциональный	143,7	138,5	229,1	220,9
11	ТЭЦ ГКО (г. Санкт-Петербург)	Пропорциональный	145,6	142,8	232,2	227,7
12	ПГУ-220 (ТЭЦ-12, г. Москва)	Физический	146,1	144,6	233,0	230,6
13	Северо-Западная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	Пропорциональный	146,5	144,4	233,6	230,3
14	ПГУ-420Т (ТЭЦ-26, г. Москва)	Физический	147,3	143,4	234,9	228,7
15	ПГУ-420Т (ТЭЦ-21, г. Москва)	Физический	148,0	146,4	236,0	233,4
16	ПГУ-420 (ТЭЦ-16, г. Москва)	Физический	148,2	145,1	236,4	231,4
17	ТЭС «Международная» (г. Москва)	Физический	148,7	147,8	237,1	235,7
18	ПГУ-420Т (ТЭЦ-20, г. Москва)	Физический	149,8	145,4	238,9	231,9
19	Казанская ТЭЦ-1 (г. Казань)	Пропорциональный	150,4	139,8	239,8	222,8
20	Сургутская ГРЭС-1 (г. Сургут)	Пропорциональный	151,7	134,9	241,9	215,1
21	Казанская ТЭЦ-3 (г. Казань)	Пропорциональный	153,6	145,9	245,1	232,7
22	Свердловская ТЭЦ (г. Екатеринбург)	Пропорциональный	154,7	151,5	246,7	241,6
23	ПГУ-450Т (ТЭЦ-27, г. Москва)	Физический	157,6	153,0	251,3	244,0
24	Среднеуральская ГРЭС (г. Екатеринбург)	Пропорциональный	159,5	152,0	254,3	242,3
25	ЭС-1,3 Центральная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	Физический	159,6	155,9	255,6	249,6
26	Первомайская ТЭЦ-14 (г. Санкт-Петербург)	Физический	160,8	154,9	256,4	247,0
27	ГЭС-1 (г. Москва)	Физический	161,3	159,7	257,2	254,6

№ п/п	Наименование ТЭС	Метод распределения расхода топлива	Удельный расход условного топлива на (УРУТ), кг/т/Гкал		Удельные прямые выбросы ПГ на (охват 1), кгСО <sub>2</sub> экв/Гкал	
			отпуск тепловой энергии	выработка тепловой энергии	отпуск тепловой энергии	выработка тепловой энергии
28	ТЭЦ-27, без ПГУ-450Т (г. Москва)	Физический	163,3	158,5	260,4	252,8
29	ТЭЦ-21, без ПГУ-420Т (г. Москва)	Физический	164,4	162,6	262,13	259,3
30	ТЭЦ-16, без ПГУ-420 (г. Москва)	Физический	164,4	160,9	262,14	256,6
31	Правобережная ТЭЦ-5 (г. Санкт-Петербург)	Физический	163,9	160,4	262,3	256,8
32	Сургутская ГРЭС-2 (г. Сургут)	Пропорциональный	164,5	141,5	262,3	225,6
33	Южная ТЭЦ-22 (город Санкт-Петербург)	Физический	164,4	150,8	263,1	241,3
34	ТЭЦ-11 (г. Москва)	Физический	165,6	163,6	264,0	260,8
35	ТЭЦ-23 (г. Москва)	Физический	165,8	161,1	264,4	256,9
36	ЭС-2 Центральная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	Физический	166,7	163,8	265,8	261,2
37	ТЭЦ ЦКТИ (г. Санкт-Петербург)	Пропорциональный	166,8	141,9	265,96	226,3
38	ТЭЦ-25 (г. Москва)	Физический	166,8	159,5	266,0	254,3
39	Пермская ТЭЦ-13 (г. Пермь)	Физический	167,1	164,7	266,5	262,5
40	Пермская ТЭЦ-9 (г. Пермь)	Физический	167,0	165,9	266,8	265,0
41	Сакмарская ТЭЦ (г. Оренбург)	Физический	167,7	166,6	267,4	265,6
42	Северная ТЭЦ-21 (г. Санкт-Петербург)	Физический	167,7	160,8	267,5	256,5
43	ТЭЦ-9, без ГТЭ-65 (г. Москва)	Физический	296,3	162,8	267,6	259,7
44	Костромская ТЭЦ-1 (г. Кострома)	Физический	169,0	165,1	269,5	263,3
45	ТЭЦ-26, без ПГУ-420Т (г. Москва)	Физический	169,6	165,2	270,4	263,3
46	ТЭЦ-12, без ПГУ-220 (г. Москва)	Физический	169,7	167,9	270,6	267,8
47	ТЭЦ-20, без ПГУ-420Т (г. Москва)	Физический	169,8	164,8	270,7	262,8
48	Костромская ТЭЦ-2 (г. Кострома)	Физический	171,2	168,9	273,0	269,3
49	Пермская ТЭЦ-6 (г. Пермь)	Физический	172,0	167,8	274,3	267,5
50	ТЭЦ-8 (г. Москва)	Физический	172,3	165,6	274,5	263,8
51	Зайнская ГРЭС (Республика Татарстан)	Пропорциональный	173,2	117,4	276,3	187,3
52	Автовская ТЭЦ-15 (г. Санкт-Петербург)	Физический	175,2	174,4	279,5	278,1
53	Выборгская ТЭЦ-17 (г. Санкт-Петербург)	Физический	176,4	172,6	281,3	275,2
54	Василеостровская ТЭЦ-7 (г. Санкт-Петербург)	Физический	178,0	173,1	283,8	276,0
55	Пермская ТЭЦ-14 (г. Пермь)	Физический	180,5	171,3	290,2	275,3
56	ТЭЦ УМП (г. Екатеринбург)	Пропорциональный	147,0	141,8	297,5	286,9
57	Новочеркасская ГРЭС (г. Новочеркасск)	Пропорциональный	214,4	193,4	310,6	280,2
58	Шатурская ГРЭС (Московская область)	Пропорциональный	206,4	164,3	330,2	262,9
59	Яйвинская ГРЭС (Пермский край)	Пропорциональный	305,7	177,2	461,7	267,6

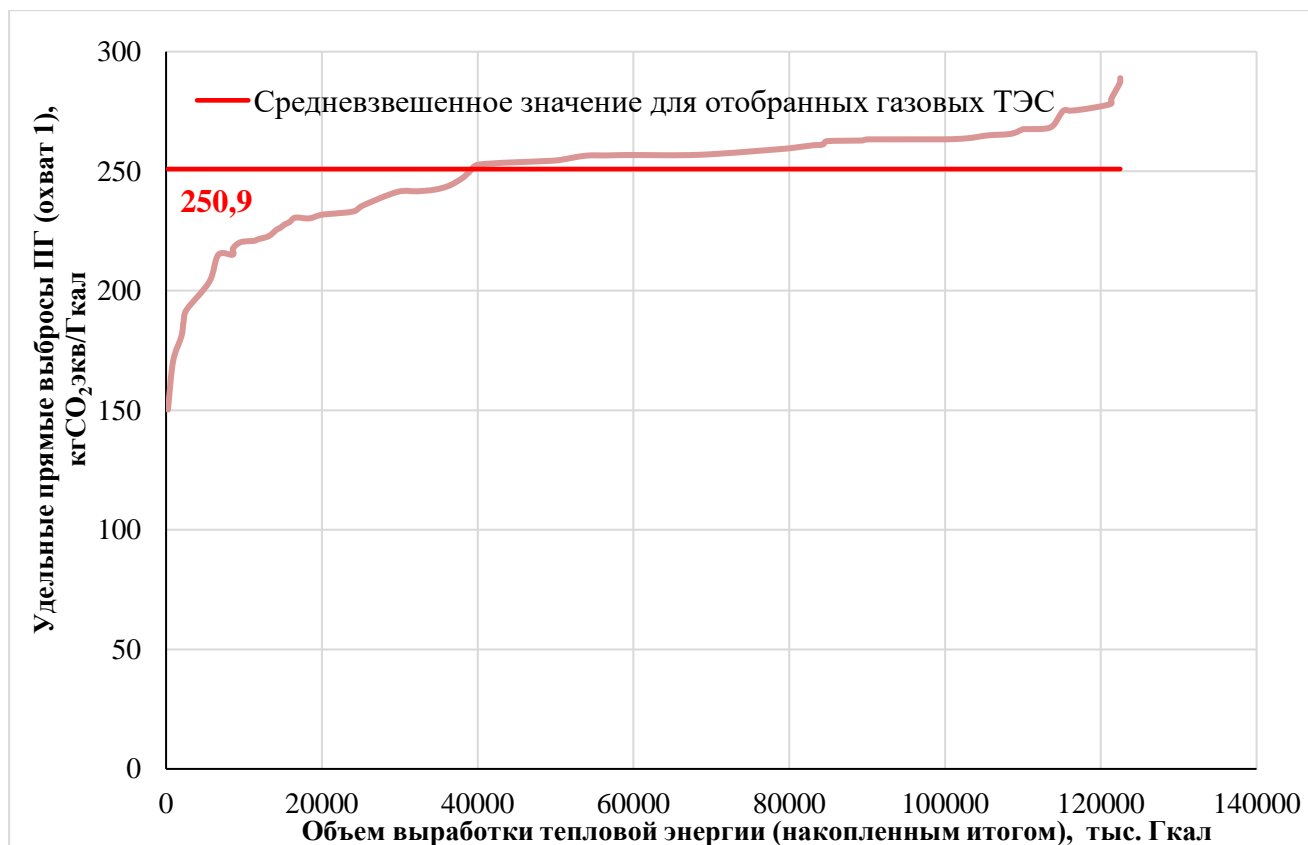
№ п/п	Наименование ТЭС	Метод распределения расхода топлива	Удельный расход условного топлива на (УРУТ), кг/Гкал		Удельные прямые выбросы ПГ на (охват 1), кгСО <sub>2</sub> экв/Гкал	
			отпуск тепловой энергии	выработка тепловой энергии	отпуск тепловой энергии	выработка тепловой энергии
60	Смоленская ГРЭС (Смоленская область)	Пропорциональный	342,7	181,2	546,4	288,9

Источник: Оценка ЦЭНЭФ-XXI по данным Схем теплоснабжения муниципальных образований, Годовых отчетов и Отчетов по устойчивому развитию российских генерирующих компаний.

**Рисунок 9.31 Бенчмаркинг газовых ТЭС по удельным прямым выбросам ПГ: (а) на отпуск и (б) на выработку тепловой энергии**



а) распределение по тепловым электростанциям



б) распределение по объемам производства (выработки) тепловой энергии

Источник: Расчеты ЦЭНЭФ-XXI по данным Схем теплоснабжения муниципальных образований, Годовых отчетов и Отчетов по устойчивому развитию российских генерирующих компаний.

Основные причины высоких значений показателя удельных прямых выбросов ПГ (охват 1) для этих электростанций включают:

- низкий уровень загрузки тепловой мощности этих ТЭС (КИУМ по тепловой энергии составил 7%–14%);
- высокий удельный расход условного топлива на отпуск 1 Гкал тепловой энергии (пропорциональный метод): 214,4–342,7 кгуг/Гкал;
- небольшие производство и отпуск тепловой энергии внешним потребителям от Новочеркасской ГРЭС, Шатурской ГРЭС, Яйвинской ГРЭС и Смоленской ГРЭС. По данным за 2023 год, доля выработки тепловой энергии этими ГРЭС была равна 0,9%, 5,3%, 2,1% и 3,5% соответственно от общего производства энергетических ресурсов этими электростанциями. КПИТ для этих ГРЭС составил 33,6%–43,2% и был близок к электрическому КПД конденсационных тепловых электростанций.

### 9.6.3 ТЭС на угле

Разброс значений для угольных ТЭС составил от 196 до 728 кгСО<sub>2</sub>экв/Гкал. Среднее арифметическое значение показателя составило 349 кгСО<sub>2</sub>экв/Гкал; среднее взвешенное – 327 кгСО<sub>2</sub>экв/Гкал<sup>157</sup>. Низкие значения обусловлены принятым методом распределения затрат топлива (см табл. 9.19 и рис. 9.32-9.33).

<sup>157</sup> Из рассмотрения была исключена Гусиноозерская ГРЭС, для которой получено необоснованно высокое значение показателя (2785 кгСО<sub>2</sub>экв/Гкал), что косвенно говорит о необоснованном перераспределении топлива в пользу тепловой энергии.

**Таблица 9.19 Удельные выбросы ПГ УгТЭС на производство и отпуск тепловой энергии в рамках охвата 1, кг CO<sub>2</sub>-экв/Гкал**

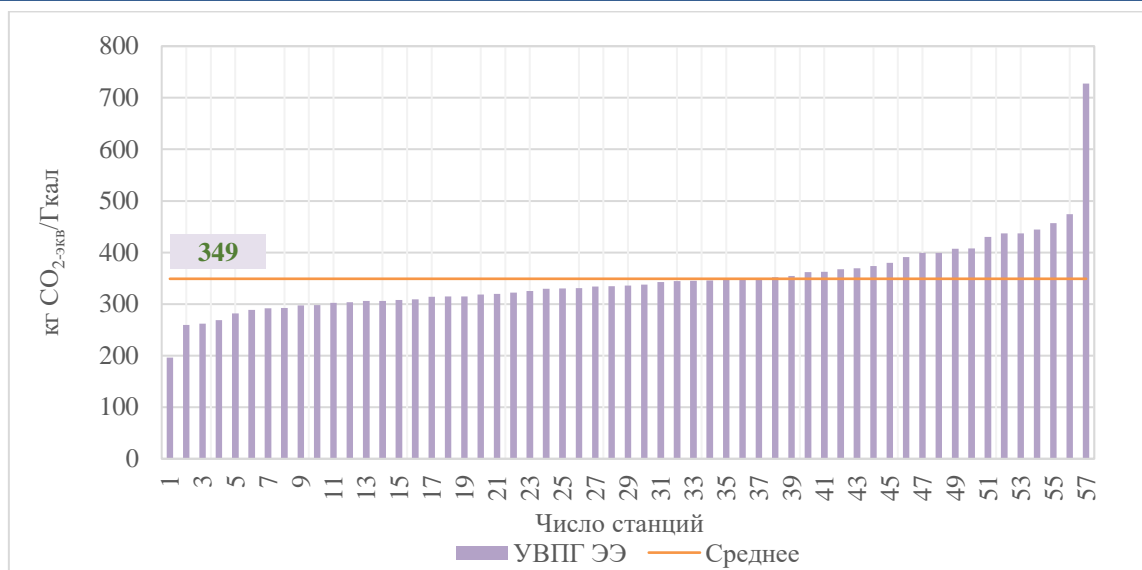
№	Наименование УгТЭС	ТЭп	№	Наименование УгТЭС	ТЭп
1	Иркутская ТЭЦ-6	196	30	Барнаульская ТЭЦ-3	338
2	Усть-Илимская ТЭЦ	259	31	Артемовская ТЭЦ	343
3	Ново-Иркутская ТЭЦ	262	32	Аркагалинская ГРЭС	344
4	ТЭЦ-1 г. Улан-Удэ	269	33	Черепетская ГРЭС	346
5	Березовская ГРЭС	282	34	Троицкая ГРЭС	345
6	Ново-Зиминская ТЭЦ	289	35	Барабинская ТЭЦ	348
7	Магаданская ТЭЦ	291	36	Читинская ТЭЦ-2	349
8	Омская ТЭЦ-5	292	37	Красноярская ТЭЦ-3	349
9	Барнаульская ТЭЦ-2	297	38	Красноярская ТЭЦ-1	352
10	Беловская ГРЭС	298	39	ТЭЦ «Каскад-Энерго»	354
11	Канская ТЭЦ	302	40	Томь-Усинская ГРЭС	362
12	Новосибирская ТЭЦ-4	304	41	Чульманская ТЭЦ	362
13	Ново-Кемеровская ТЭЦ	306	42	Красноярская ТЭЦ-2	367
14	Новосибирская ТЭЦ-5	308	43	Рефтинская ГРЭС	369
15	Читинская ТЭЦ-1	309	44	Иркутская ТЭЦ-11	374
16	Кузнецкая ТЭЦ	314	45	Иркутская ТЭЦ-10	380
17	Приаргунская ТЭЦ	315	46	Назаровская ГРЭС	391
18	Иркутская ТЭЦ-16	315	47	ТЭЦ в г. Яровое	399
19	Иркутская ТЭЦ-7	306	48	ТЭЦ в г. Заринске	399
20	ТЭЦ в п. Советская Гавань	318	49	Эгвекинотская ГРЭС	407
21	Благовещенская ТЭЦ	320	50	Южноуральская ГРЭС	408
22	Апатитская ТЭЦ	322	51	Депутатская ТЭЦ	430
23	Нерюнгринская ГРЭС	325	52	Харанорская ГРЭС	437
24	Омская ТЭЦ-4	330	53	Райчихинская ГРЭС	437
25	Бийская ТЭЦ-1	330	54	Партизанская ГРЭС	445
26	Шерловогорская ТЭЦ	331	55	Южно-Кузбасская ГРЭС	457
27	Иркутская ТЭЦ-9	334	56	ТЭЦ Абаза-Энерго	474
28	Абаканская ТЭЦ	335	57	Липецкая ТЭЦ-2	728
29	Новосибирская ТЭЦ-3	336			

ТЭо – отпуск тепловой энергии.

ТЭп – производство тепловой энергии.

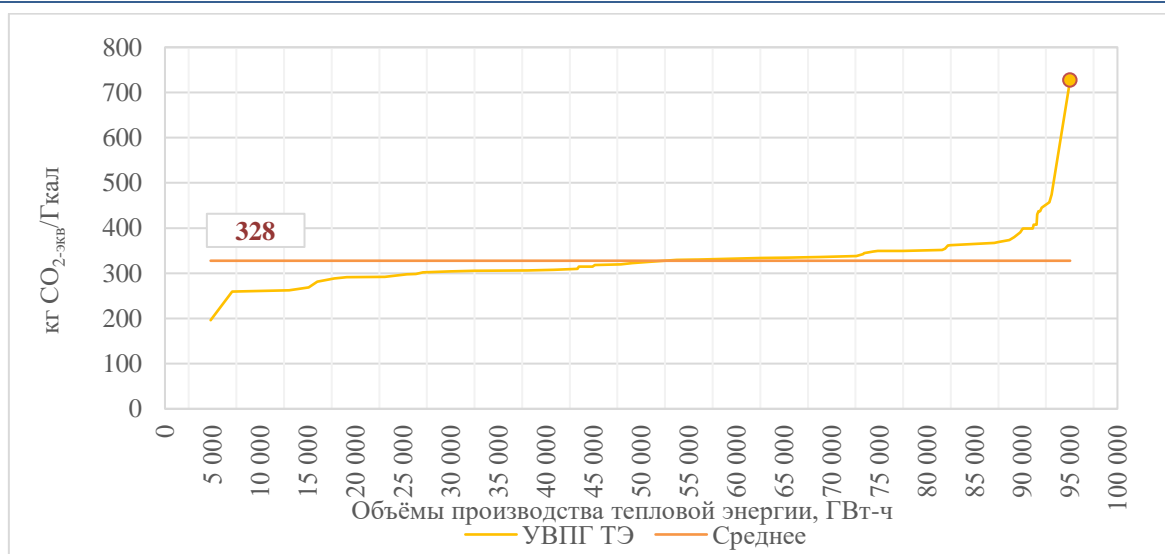
Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

**Рисунок 9.32 Кривая распределения прямых удельных выбросов парниковых газов на производство тепловой энергии по угольным ТЭС**



Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

**Рисунок 9.33 Кривая распределения прямых удельных выбросов парниковых газов на производство тепловой энергии на угольных ТЭС по объёмам генерации тепла**



Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

#### 9.6.4 ТЭС на других видах топлива

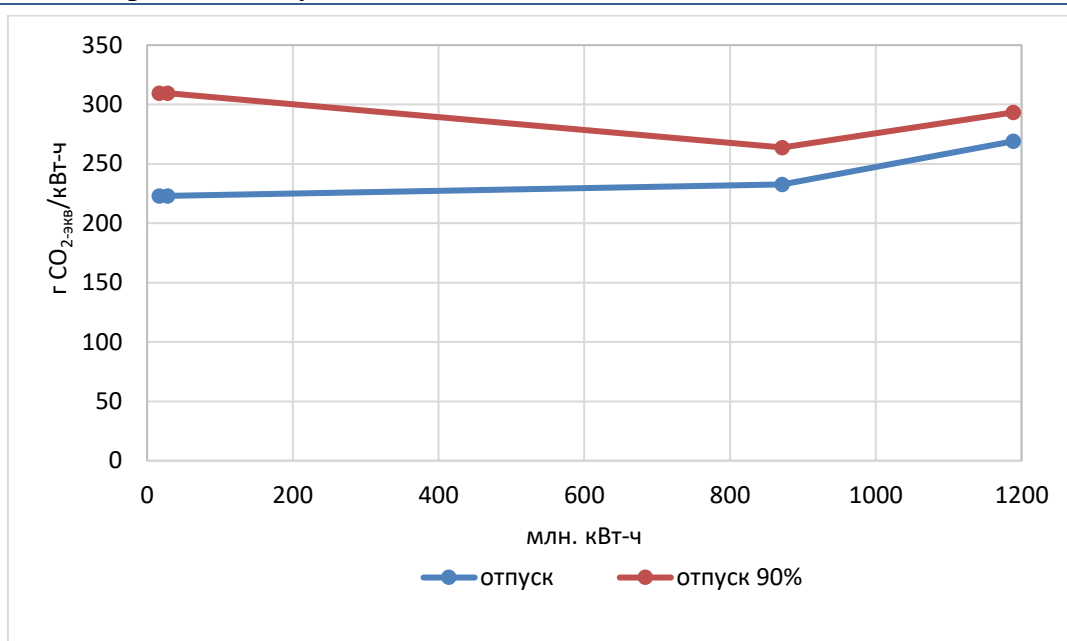
Удельные прямые выбросы ПГ при производстве тепловой энергии на мазутных ТЭС были оценены для нескольких модификаций этого показателя: на отпуск тепловой энергии; при допущении о выработке тепловой энергии с КПД 90%. Полученные результаты представлены в табл. 9.20. На рис. 9.34 показаны кривые распределения прямых удельных выбросов парниковых газов при производстве электроэнергии на мазутных ТЭС.

**Таблица 9.20** Удельные прямые выбросы ПГ при производстве тепловой энергии мазутными ТЭС, гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч

Наименование ТЭС	ТЭотп.	ТЭотп. 90%
Мурманская ТЭЦ	223,0	309,5
ТЭЦ АО «Ковдорский ГОК»	223,0	309,5
Камчатская ТЭЦ-2	232,8	263,8
Камчатская ТЭЦ-1	269,1	293,3

Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям схем теплоснабжения муниципальных образований, схем и программ развития электроэнергетических систем регионов РФ.

**Рисунок 9.34** Удельные прямые выбросы парниковых газов при производстве тепловой энергии на мазутных ТЭС



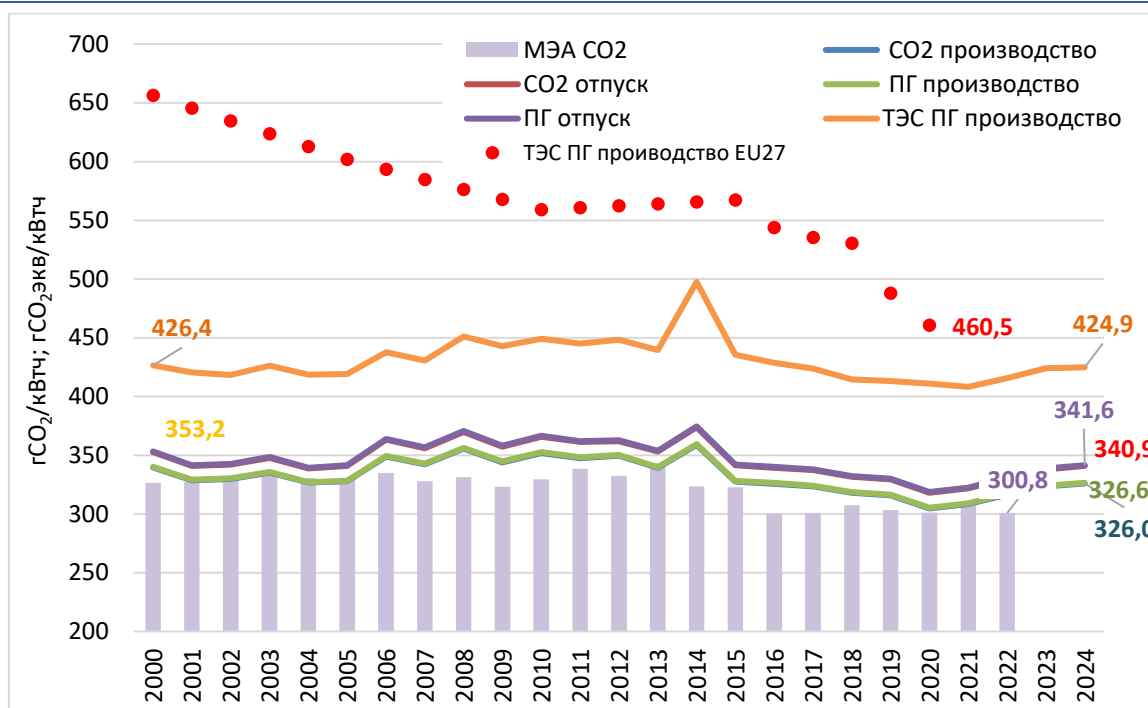
Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям схем теплоснабжения муниципальных образований, схем и программ развития электроэнергетических систем регионов РФ.

## 9.7 Удельные прямые выбросы парниковых газов на суммарную выработку электрической и тепловой энергии на ТЭС

### 9.7.1 Все ТЭС России

Наиболее адекватным, но довольно редко используемым показателем удельных выбросов ПГ для ТЭС является их оценка в расчете на суммарное производство электрической и тепловой энергии. Этот показатель может иметь несколько модификаций – в расчете на суммарную выработку, на суммарный отпуск, только по СО<sub>2</sub> или по СО<sub>2</sub>экв, для всех электростанций или только для ТЭС. Часть этих показателей показана на рис. 9.35.

**Рисунок 9.35 Удельные прямые выбросы парниковых газов на сумму производства и отпуска электрической и тепловой энергии в России в 2000-2024 гг.**



Источник: Оценки ЦЭНЭФ-XXI по данным форм отчетности Росстата, IEA Emission Factors 2024. Emissions Factors 2024 - Data product - IEA и ISPRA. 2022. Efficiency and decarbonization indicators for total energy consumption and power sector. Comparison among Italy and the biggest European countries. Rapporti 366/2022.

Анализ полученных ЦЭНЭФ-XXI оценок позволяет сформулировать следующие выводы:

- Удельные выбросы ПГ на сумму производства электрической и тепловой энергии на ТЭС России в 2000-2024 гг. колебались в узком диапазоне, но в итоге в 2024 г. остались на уровне 2000 г.
- В 2020 г. этот уровень был ниже, чем в ЕС, но, в отличие от России, в ЕС он динамично снижался.
- Удельные выбросы ПГ, отнесенные на сумму производства или отпуска электрической и тепловой энергии, на всех электростанциях также практически не снизились относительно значений 2000 г.
- В 2024 г. удельные выбросы ПГ на сумму производства электрической и тепловой энергии, по оценке ЦЭНЭФ-XXI, составили 326 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч и 326,6 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.
- По оценке ЦЭНЭФ-XXI, значения для 2022 г. составили 316,6 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч, а по оценке МЭА – 300,8 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч. Среднее отклонение этих оценок за 2000-2024 гг. составляет 3,3%.

### 9.7.2 ТЭС на газе

Разброс значений удельных прямых выбросов ПГ на суммарную выработку электрической и тепловой энергии (охват 1) для отобранных 60 газовых ТЭС составил от 217,9 до 632,8 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч. Средневзвешенный показатель по отобранным газовым ТЭС составил 337,0 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч. Расчет удельных выбросов ПГ на суммарный отпуск

электрической и тепловой энергии по охвату 1 проводился в соответствии с методикой, описанной в главе 8. Полученные результаты приведены в табл. 9.21 и на рис. 9.36.

**Таблица 9.21 Удельные прямые выбросы парниковых газов для отобранных газовых ТЭС по охвату 1, гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч**

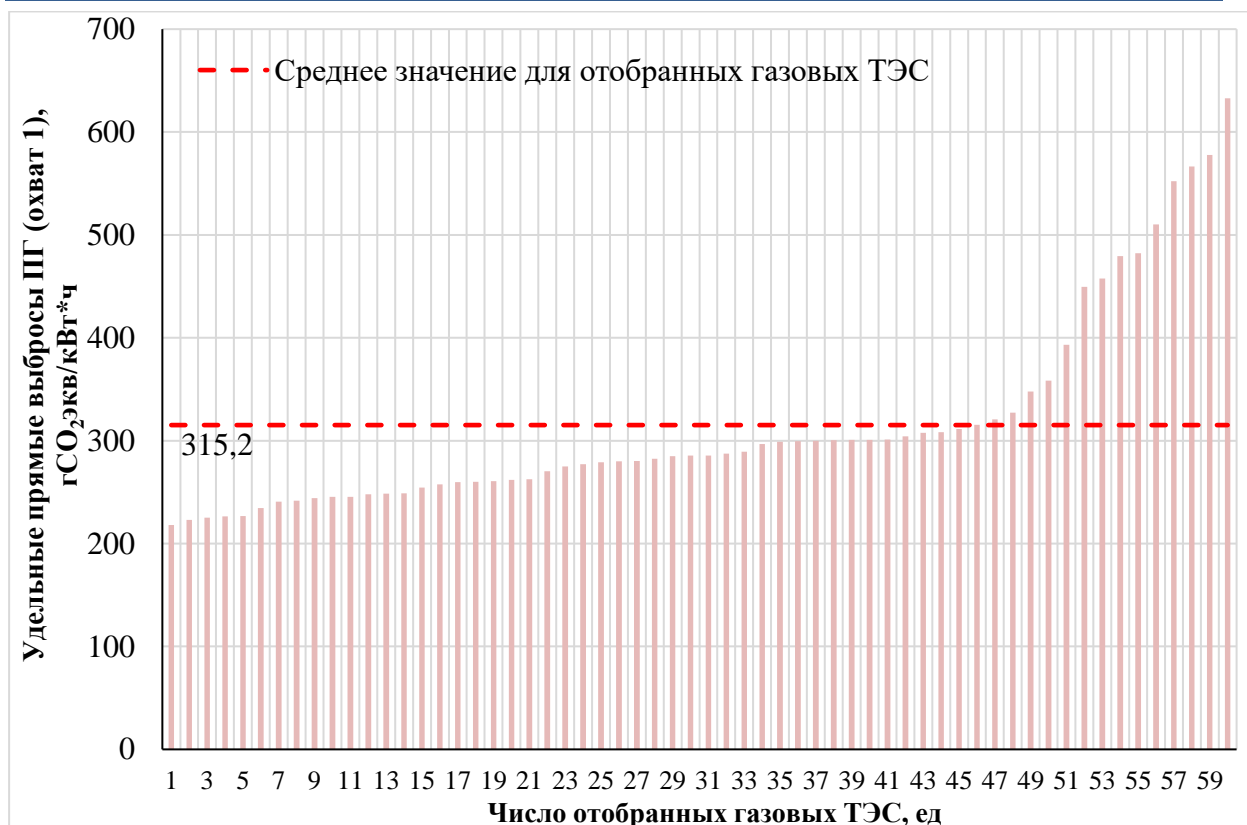
№ п/п	Наименование ТЭС	Удельные прямые выбросы ПГ по охвату 1 (на 1 кВт-ч отпущенной электрической и тепловой энергии)	№ п/п	Наименование ТЭС	Удельные прямые выбросы ПГ по охвату 1 (на 1 кВт-ч выработанной электрической и тепловой энергии)
1	ТЭЦ ТМЗ (г. Екатеринбург)	217,9	1	ТЭЦ ЦКТИ (г. Санкт-Петербург)	204,2
2	Свердловская ТЭЦ (г. Екатеринбург)	222,9	2	ТЭЦ ТМЗ (г. Екатеринбург)	211,5
3	ПГУ-420 (ТЭЦ-16, г. Москва)	225,1	3	Свердловская ТЭЦ (г. Екатеринбург)	214,2
4	ГЭС-1 (г. Москва)	226,4	4	ПГУ-420 (ТЭЦ-16, г. Москва)	214,7
5	ТЭЦ ГКО (г. Санкт-Петербург)	226,7	5	ТЭЦ ГКО (г. Санкт-Петербург)	218,1
6	Костромская ТЭЦ-1 (г. Кострома)	234,5	6	ГЭС-1 (г. Москва)	219,5
7	Пермская ТЭЦ-6 (г. Пермь)	240,9	7	Костромская ТЭЦ-1 (г. Кострома)	223,5
8	ГТЭС «Коломенское» (г. Москва)	241,7	8	Пермская ТЭЦ-6 (г. Пермь)	230,7
9	ЭС-2 Центральная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	244,2	9	Северная ТЭЦ-21 (г. Санкт-Петербург)	232,2
10	ГСР ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	245,4	10	ЭС-2 Центральная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	234,1
11	ТЭЦ ЦКТИ (г. Санкт-Петербург)	245,5	11	ГСР ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	234,6
12	Северная ТЭЦ-21 (г. Санкт-Петербург)	247,9	12	ГТЭС «Коломенское» (г. Москва)	234,9
13	ЭС-1,3 Центральная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	248,6	13	ЭС-1,3 Центральная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	237,5
14	Пермская ТЭЦ-13 (г. Пермь)	248,7	14	Выборгская ТЭЦ-17 (г. Санкт-Петербург)	239,5
15	Выборгская ТЭЦ-17 (г. Санкт-Петербург)	254,4	15	Пермская ТЭЦ-13 (г. Пермь)	241,1
16	ТЭЦ-21, без ПГУ-420Т (г. Москва)	257,5	16	ТЭЦ-21, без ПГУ-420Т (г. Москва)	246,3
17	ТЭЦ-16, без ПГУ-420 (г. Москва)	259,7	17	ТЭЦ-16, без ПГУ-420 (г. Москва)	247,4
18	Правобережная ТЭЦ-5 (г. Санкт-Петербург)	260,1	18	ТЭЦ-27, без ПГУ-450Т (г. Москва)	247,7
19	Автовская ТЭЦ-15 (г. Санкт-Петербург)	260,7	19	Первомайская ТЭЦ-14 (г. Санкт-Петербург)	248,7

№ п/п	Наименование ТЭС	Удельные прямые выбросы ПГ по охвату 1 (на 1 кВт-ч отпущенной электрической и тепловой энергии)	№ п/п	Наименование ТЭС	Удельные прямые выбросы ПГ по охвату 1 (на 1 кВт-ч выработанной электрической и тепловой энергии)
20	ТЭЦ-27, без ПГУ-450Т (г. Москва)	261,8	20	Автовская ТЭЦ-15 (г. Санкт-Петербург)	248,9
21	Первомайская ТЭЦ-14 (г. Санкт-Петербург)	262,7	21	Правобережная ТЭЦ-5 (г. Санкт-Петербург)	249,9
22	Василеостровская ТЭЦ-7 (г. Санкт-Петербург)	270,2	22	Василеостровская ТЭЦ-7 (г. Санкт-Петербург)	256,0
23	ТЭЦ «Академическая» (г. Екатеринбург)	275,1	23	ТЭЦ «Академическая» (г. Екатеринбург)	264,0
24	Костромская ТЭЦ-2 (г. Кострома)	277,3	24	Костромская ТЭЦ-2 (г. Кострома)	264,8
25	ТЭС «Международная» (г. Москва)	278,9	25	Казанская ТЭЦ-2 (г. Казань)	265,2
26	Казанская ТЭЦ-2 (г. Казань)	280,0	26	Южная ТЭЦ-22 (г. Санкт-Петербург)	266,0
27	Пермская ТЭЦ-9 (г. Пермь)	280,1	27	Пермская ТЭЦ-9 (г. Пермь)	267,9
28	ТЭЦ-11 (г. Москва)	282,4	28	ТЭЦ-11 (г. Москва)	268,5
29	Ново-Свердловская ТЭЦ (г. Екатеринбург)	284,9	29	ТЭЦ-20, без ПГУ-420Т (г. Москва)	268,6
30	ПГУ-220 (ТЭЦ-12, г. Москва)	285,5	30	ТЭС «Международная» (г. Москва)	269,7
31	Южная ТЭЦ-22 (г. Санкт-Петербург)	285,7	31	Ново-Свердловская ТЭЦ (г. Екатеринбург)	271,3
32	ТЭЦ-20, без ПГУ-420Т (г. Москва)	287,5	32	ПГУ-220 (ТЭЦ-12, г. Москва)	271,4
33	ПГУ-420Т (ТЭЦ-21, г. Москва)	289,3	33	ТЭЦ УМП (г. Екатеринбург)	277,0
34	ПГУ-420Т (ТЭЦ-26, г. Москва)	296,9	34	ПГУ-420Т (ТЭЦ-21, г. Москва)	279,2
35	ПГУ-420Т (ТЭЦ-20, г. Москва)	299,0	35	Казанская ТЭЦ-3 (г. Казань)	280,8
36	ТЭЦ-12, без ПГУ-220 (г. Москва)	299,6	36	ПГУ-420Т (ТЭЦ-26, г. Москва)	285,0
37	ТЭЦ УМП (г. Екатеринбург)	300,0	37	ПГУ-420Т (ТЭЦ-20, г. Москва)	285,4
38	Казанская ТЭЦ-3 (г. Казань)	300,4	38	ТЭЦ-12, без ПГУ-220 (г. Москва)	283,3
39	ТЭЦ-26, без ПГУ-420Т (г. Москва)	300,8	39	ТЭЦ-23 (г. Москва)	285,71
40	Юго-Западная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	300,9	40	Казанская ТЭЦ-1 (г. Казань)	285,71
41	ТЭЦ-23 (г. Москва)	301,2	41	ТЭЦ-26, без ПГУ-420Т (г. Москва)	286,0

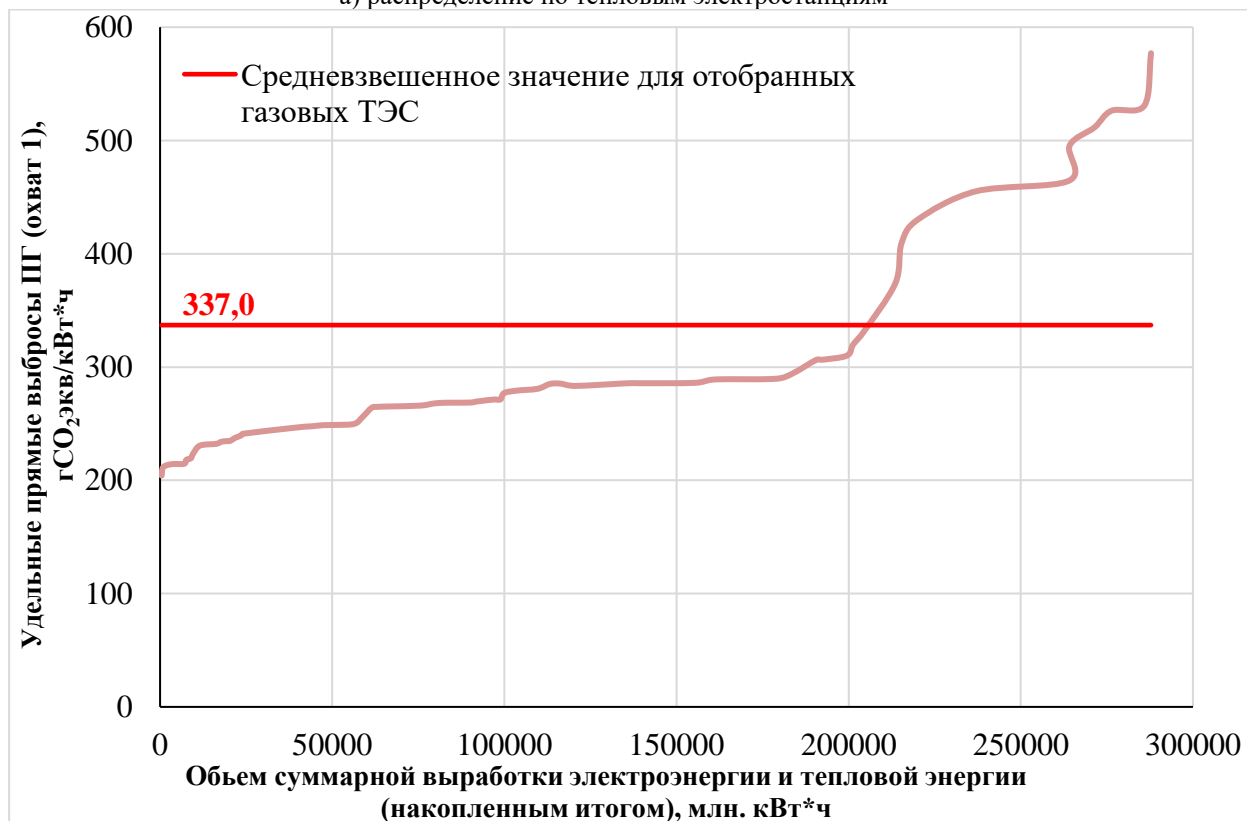
№ п/п	Наименование ТЭС	Удельные прямые выбросы ПГ по охвату 1 (на 1 кВт-ч отпущенной электрической и тепловой энергии)	№ п/п	Наименование ТЭС	Удельные прямые выбросы ПГ по охвату 1 (на 1 кВт-ч выработанной электрической и тепловой энергии)
42	Сакмарская ТЭЦ (г. Оренбург)	304,2	42	Сакмарская ТЭЦ (г. Оренбург)	288,7
43	Казанская ТЭЦ-1 (г. Казань)	307,6	43	Юго-Западная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	289,2
44	ТЭЦ-25 (г. Москва)	308,2	44	ТЭЦ-25 (г. Москва)	289,7
45	Северо-Западная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	311,4	45	ТЭЦ-8 (г. Москва)	294,4
46	ТЭЦ-8 (г. Москва)	315,3	46	Северо-Западная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	306,2
47	ПГУ-450Т (ТЭЦ-27, г. Москва)	320,8	47	ТЭЦ-9, без ГТЭ-65 (г. Москва)	306,5
48	ТЭЦ-9, без ГТЭ-65 (г. Москва)	327,4	48	ПГУ-450Т (ТЭЦ-27, г. Москва)	310,1
49	ПГУ-410 (Краснодарская ТЭЦ, г. Краснодар)	347,9	49	ПГУ-ТЭС «Терешково» (г. Москва)	319,7
50	ПГУ-ТЭС «Терешково» (г. Москва)	358,5	50	ПГУ-410 (Краснодарская ТЭЦ, г. Краснодар)	331,6
51	Среднеуральская ГРЭС (г. Екатеринбург)	393,2	51	Среднеуральская ГРЭС (г. Екатеринбург)	374,0
52	Пермская ТЭЦ-14 (г. Пермь)	449,6	52	Пермская ТЭЦ-14 (г. Пермь)	409,3
53	Яйвинская ГРЭС (Пермский край)	457,5	53	Яйвинская ГРЭС (Пермский край)	430,0
54	Сургутская ГРЭС-2 (г. Сургут)	479,5	54	Сургутская ГРЭС-1 (г. Сургут)	455,1
55	Сургутская ГРЭС-1 (г. Сургут)	482,2	55	Сургутская ГРЭС-2 (г. Сургут)	464,6
56	ГТ-ТЭЦ ЭНЕРГО (г. Екатеринбург)	510,3	56	ГТ-ТЭЦ ЭНЕРГО (г. Екатеринбург)	495,5
57	Шатурская ГРЭС (Московская область)	552,2	57	Шатурская ГРЭС (Московская область)	511,6
58	Новочеркасская ГРЭС (г. Новочеркасск)	566,5	58	Заинская ГРЭС (Республика Татарстан)	526,2
59	Заинская ГРЭС (Республика Татарстан)	577,7	59	Новочеркасская ГРЭС (г. Новочеркасск)	530,7
60	Смоленская ГРЭС (Смоленская область)	632,8	60	Смоленская ГРЭС (Смоленская область)	577,0

Источник: расчеты ЦЭНЭФ-XXI по данным Схем теплоснабжения муниципальных образований, Годовых отчетов и Отчетов по устойчивому развитию российских генерирующих компаний.

**Рисунок 9.36 Бенчмаркинг газовых ТЭС по удельным прямым выбросам ПГ: (а) на суммарный отпуск и (б) на выработку электрической и тепловой энергии**



а) распределение по тепловым электростанциям



б) распределение по объемам суммарного производства (выработки) электрической и тепловой энергии

Источник: расчеты ЦЭНЭФ-XXI по данным Схем теплоснабжения муниципальных образований, Годовых отчетов и Отчетов по устойчивому развитию российских генерирующих компаний.

### 9.7.3 ТЭС на угле

Средневзвешенное значение удельных прямых выбросов ПГ на суммарную выработку электрической и тепловой энергии для 58 УгТЭС составило 714 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч (табл. 9.22, рис. 9.37 и 9.38). На рисунках видно, что топливо на УгТЭС в большей степени перекладывается на электрическую энергию (голубая линия выше синей).

**Таблица 9.22 Удельные выбросы ПГ УгТЭС в рамках охвата 1, гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч**

№	Наименование УгТЭС	ПРОИЗВОДСТВО	№	Наименование УгТЭС	ОТПУСК
1	Иркутская ТЭЦ-6	327	1	Эгвекинотская ГРЭС	349
2	Эгвекинотская ГРЭС	336	2	Иркутская ТЭЦ-6	350
3	Иркутская ТЭЦ-7	356	3	Иркутская ТЭЦ-7	379
4	Магаданская ТЭЦ	386	4	Магаданская ТЭЦ	406
5	Иркутская ТЭЦ-16	412	5	Иркутская ТЭЦ-16	437
6	Ново-Иркутская ТЭЦ	417	6	Канская ТЭЦ	445
7	Усть-Илимская ТЭЦ	420	7	Ново-Иркутская ТЭЦ	447
8	Кузнецкая ТЭЦ	424	8	Кузнецкая ТЭЦ	462
9	Канская ТЭЦ	437	9	Усть-Илимская ТЭЦ	468
10	ТЭЦ-1 г. Улан-Удэ	454	10	Депутатская ТЭЦ	486
11	Читинская ТЭЦ-2	462	11	ТЭЦ-1 г. Улан-Удэ	496
12	Депутатская ТЭЦ	467	12	Читинская ТЭЦ-2	498
13	Красноярская ТЭЦ-3	474	13	Барнаульская ТЭЦ-3	520
14	Красноярская ТЭЦ-2	485	14	Красноярская ТЭЦ-2	523
15	Барнаульская ТЭЦ-3	491	15	Красноярская ТЭЦ-3	525
16	Новосибирская ТЭЦ-4	507	16	Иркутская ТЭЦ-9	532
17	Иркутская ТЭЦ-9	507	17	Новосибирская ТЭЦ-4	541
18	ТЭЦ «Каскад-Энерго»	528	18	Шерловогорская ТЭЦ	569
19	Чульманская ТЭЦ	532	19	Омская ТЭЦ-4	583
20	Шерловогорская ТЭЦ	532	20	Омская ТЭЦ-5	585
21	Красноярская ТЭЦ-1	540	21	Красноярская ТЭЦ-1	588
22	Барнаульская ТЭЦ-2	547	22	ТЭЦ в г. Яровое	588
23	ТЭЦ в г. Яровое	547	23	Барнаульская ТЭЦ-2	589
24	Омская ТЭЦ-5	548	24	ТЭЦ «Каскад-Энерго»	590
25	Ново-Кемеровская ТЭЦ	551	25	Чульманская ТЭЦ	595
26	Омская ТЭЦ-4	552	26	ТЭЦ Абаза-Энерго	598
27	Апатитская ТЭЦ	562	27	Апатитская ТЭЦ	600
28	ТЭЦ Абаза-Энерго	571	28	Ново-Кемеровская ТЭЦ	606
29	Новосибирская ТЭЦ-3	573	29	Новосибирская ТЭЦ-3	607
30	Абаканская ТЭЦ	580	30	Абаканская ТЭЦ	635
31	Благовещенская ТЭЦ	614	31	ТЭЦ в г. Заринске	660
32	Новосибирская ТЭЦ-5	625	32	Благовещенская ТЭЦ	665
33	ТЭЦ в г. Заринске	631	33	Новосибирская ТЭЦ-5	668
34	Читинская ТЭЦ-1	633	34	Читинская ТЭЦ-1	683
35	Аркагалинская ГРЭС	645	35	Бийская ТЭЦ-1	708
36	Бийская ТЭЦ-1	647	36	Аркагалинская ГРЭС	713
37	Приаргунская ТЭЦ	689	37	Приаргунская ТЭЦ	727

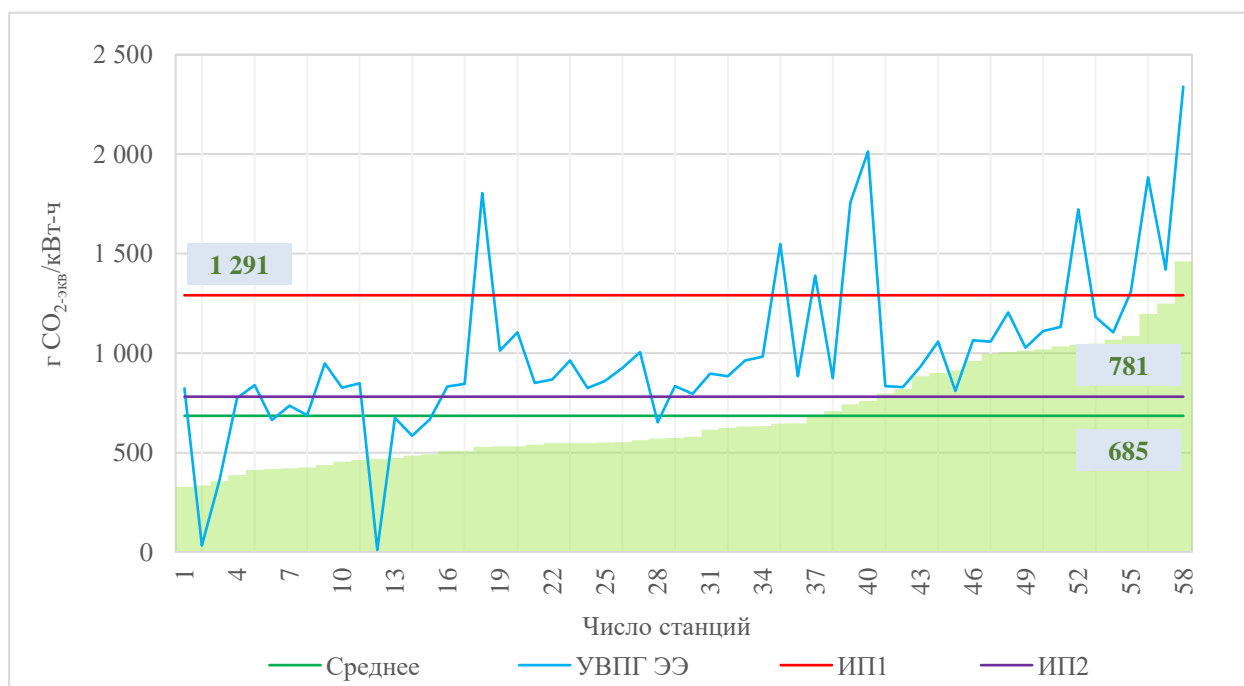
№	Наименование УгТЭС	ПРОИЗВОДСТВО	№	Наименование УгТЭС	ОТПУСК
38	Нерюнгринская ГРЭС	709	38	Нерюнгринская ГРЭС	758
39	Ново-Зиминская ТЭЦ	742	39	Ново-Зиминская ТЭЦ	793
40	Барабинская ТЭЦ	761	40	Барабинская ТЭЦ	835
41	Черепетская ГРЭС	797	41	Харанорская ГРЭС	876
42	Харанорская ГРЭС	819	42	Черепетская ГРЭС	887
43	Березовская ГРЭС	884	43	Березовская ГРЭС	952
44	Артемовская ТЭЦ	900	44	Артемовская ТЭЦ	996
45	Гусинозерская ГРЭС	913	45	Южноуральская ГРЭС	1 008
46	Южноуральская ГРЭС	960	46	Рефтинская ГРЭС	1 067
47	Иркутская ТЭЦ-10	996	47	Иркутская ТЭЦ-10	1 083
48	ТЭЦ в п. Советская Гавань	1 006	48	Троицкая ГРЭС	1 099
49	Рефтинская ГРЭС	1 013	49	Партизанская ГРЭС	1 145
50	Партизанская ГРЭС	1 019	50	Гусинозерская ГРЭС	1 146
51	Назаровская ГРЭС	1 033	51	Назаровская ГРЭС	1 157
52	Южно-Кузбасская ГРЭС	1 042	52	ТЭЦ в п. Советская Гавань	1 162
53	Райчихинская ГРЭС	1 048	53	Райчихинская ГРЭС	1 162
54	Томь-Усинская ГРЭС	1 067	54	Томь-Усинская ГРЭС	1 182
55	Троицкая ГРЭС	1 087	55	Южно-Кузбасская ГРЭС	1 212
56	Иркутская ТЭЦ-11	1 197	56	Иркутская ТЭЦ-11	1 345
57	Беловская ГРЭС	1 249	57	Беловская ГРЭС	1 431
58	Липецкая ТЭЦ-2	1 461	58	Липецкая ТЭЦ-2	1 686

ТЭ – тепловая энергия.

ЭЭ – электрическая энергия.

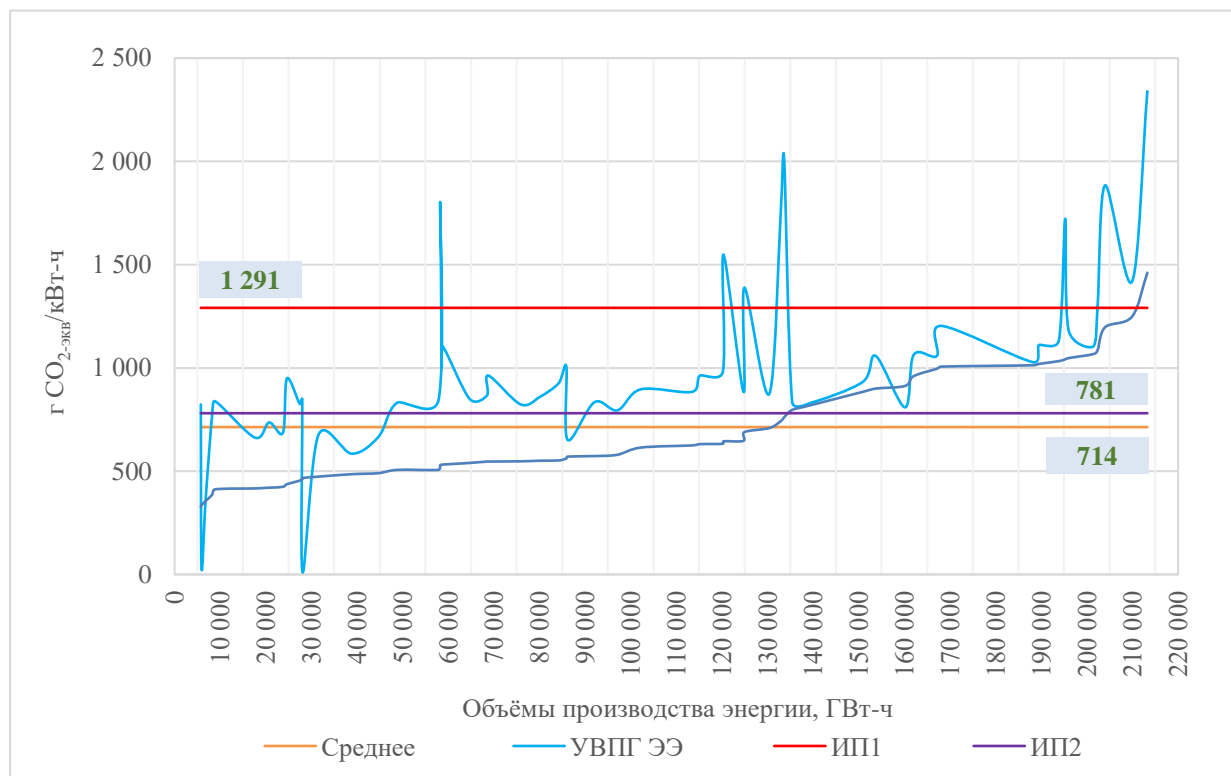
Источник: расчеты ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

**Рисунок 9.37** Кривая распределения прямых удельных выбросов парниковых газов по угольным ТЭС на единицу произведённой энергии



Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

**Рисунок 9.38** Кривая распределения объемов произведённой энергии на угольных ТЭС по удельным выбросам ПГ на производство электрической и тепловой энергии



Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

#### 9.7.4 ТЭС на других видах топлива

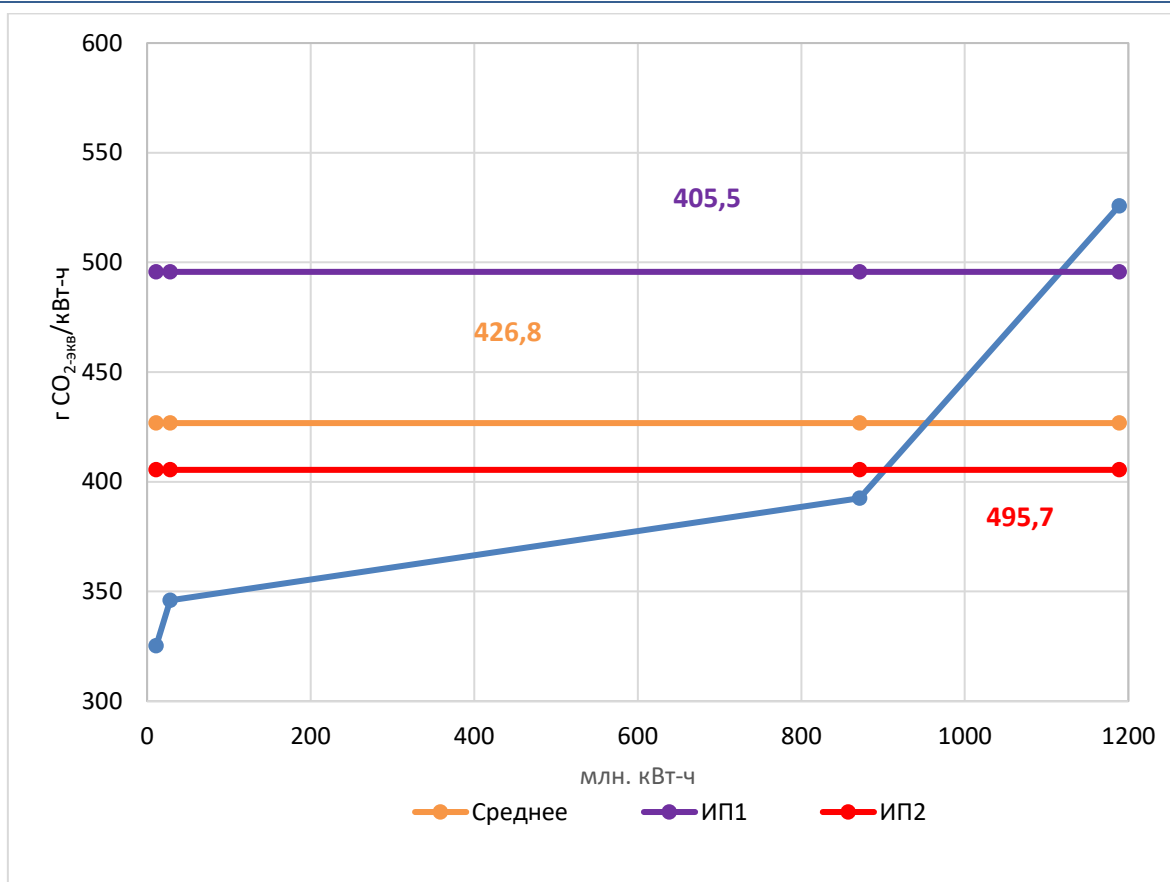
Результаты оценки удельных выбросов ПГ на производство и отпуск суммы тепловой и электрической энергии в рамках охвата 1 представлены в табл. 9.23. Наименьшие значения зафиксированы для ТЭС Мурманской области, наибольшие – для ТЭС Камчатской области. Кривые распределения прямых удельных выбросов парниковых газов (УВПГп) для мазутных ТЭС представлены на рис. 9.40. Среднее взвешенное значение удельных выбросов парниковых газов мазутных ТЭС составляет 426,8 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.

**Таблица 9.23** Удельные выбросы ПГ мазутных ТЭС в рамках охвата 1, гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч

Наименование ТЭС	Производство
Мурманская ТЭЦ	325,2
ТЭЦ АО «Ковдорский ГОК»	345,9
Камчатская ТЭЦ-2	392,5
Камчатская ТЭЦ-1	525,8

Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям схем теплоснабжения муниципальных образований, схем и программ развития электроэнергетических систем регионов РФ.

**Рисунок 9.39** Кривая распределения удельных выбросов парниковых газов мазутными ТЭС на единицу произведённой энергии в рамках охвата 1



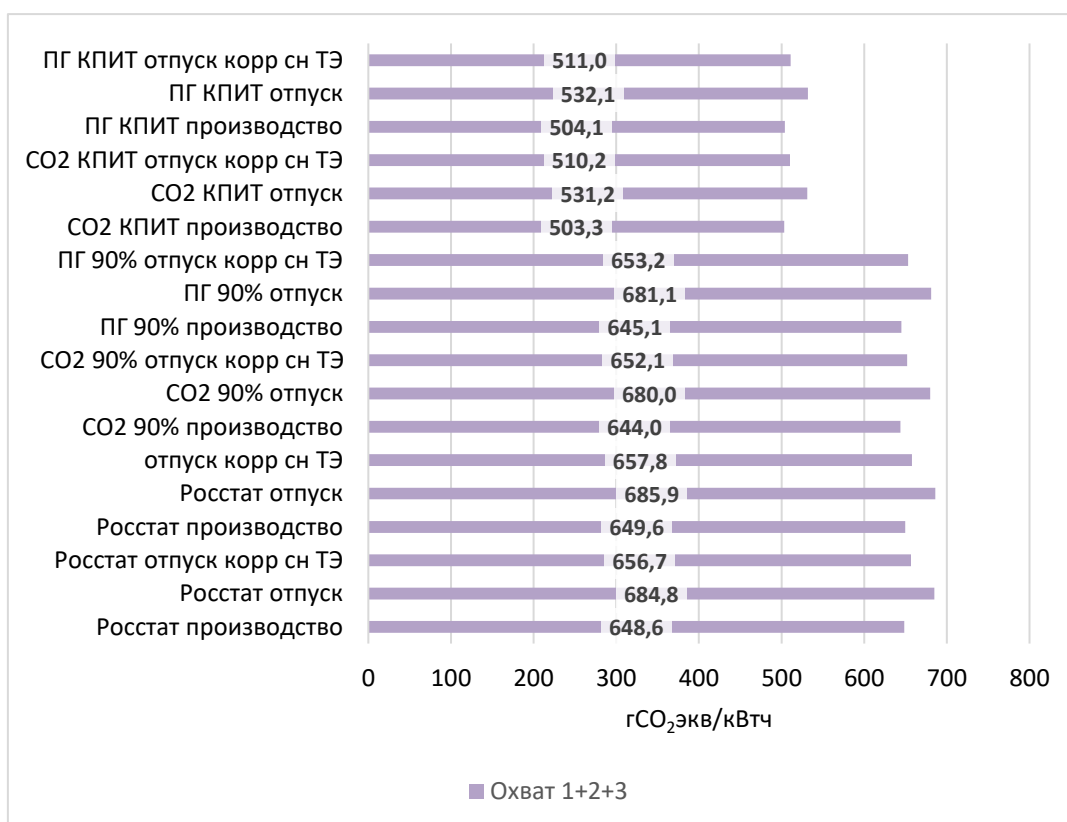
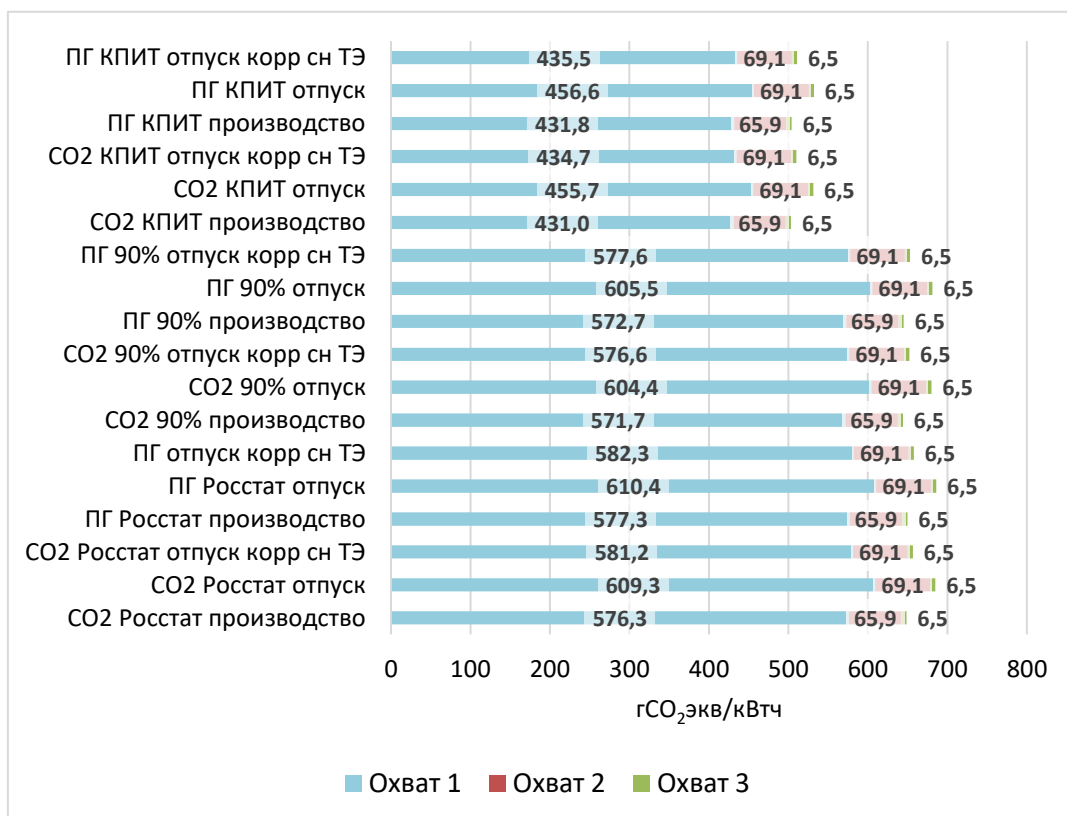
Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям схем теплоснабжения муниципальных образований, схем и программ развития электроэнергетических систем регионов РФ.

## 9.8 Удельные прямые, косвенные и воплощенные выбросы ПГ (охват 1+2+3)

### 9.8.1 Все ТЭС и все электростанции России

Учет выбросов по всем охватам увеличивает показатели удельных выбросов ПГ на ТЭС России в 2024 г. на 1 кВт-ч на 12-13% по сравнению с прямыми выбросами, а при разнесении затрат топлива на основе КПИТ – на 17%. Все модификации удельных выбросов ПГ на производство электроэнергии на ТЭС России в 2024 г. показаны на рис. 9.41. К прямым выбросам добавлены выбросы топливного цикла (охват 2, см. раздел 8.6) и воплощенные выбросы (охват 3, см. раздел 8.7). Значения выбросов топливного цикла для всех ТЭС России получены как средневзвешенная коэффициентов косвенных выбросов для отдельных видов топлива с весами, равными их долям в топливном балансе ТЭС. Для всех модификаций удельных выбросов используются одинаковые средневзвешенные значения воплощенных выбросов (6,5 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч), но разные значения затрат топливного цикла, которые зависят от значений УРУТ на отпуск или на выработку электроэнергии.

**Рисунок 9.40 Удельные выбросы парниковых газов по охватам 1+2+3 на ТЭС России в 2024 г.**

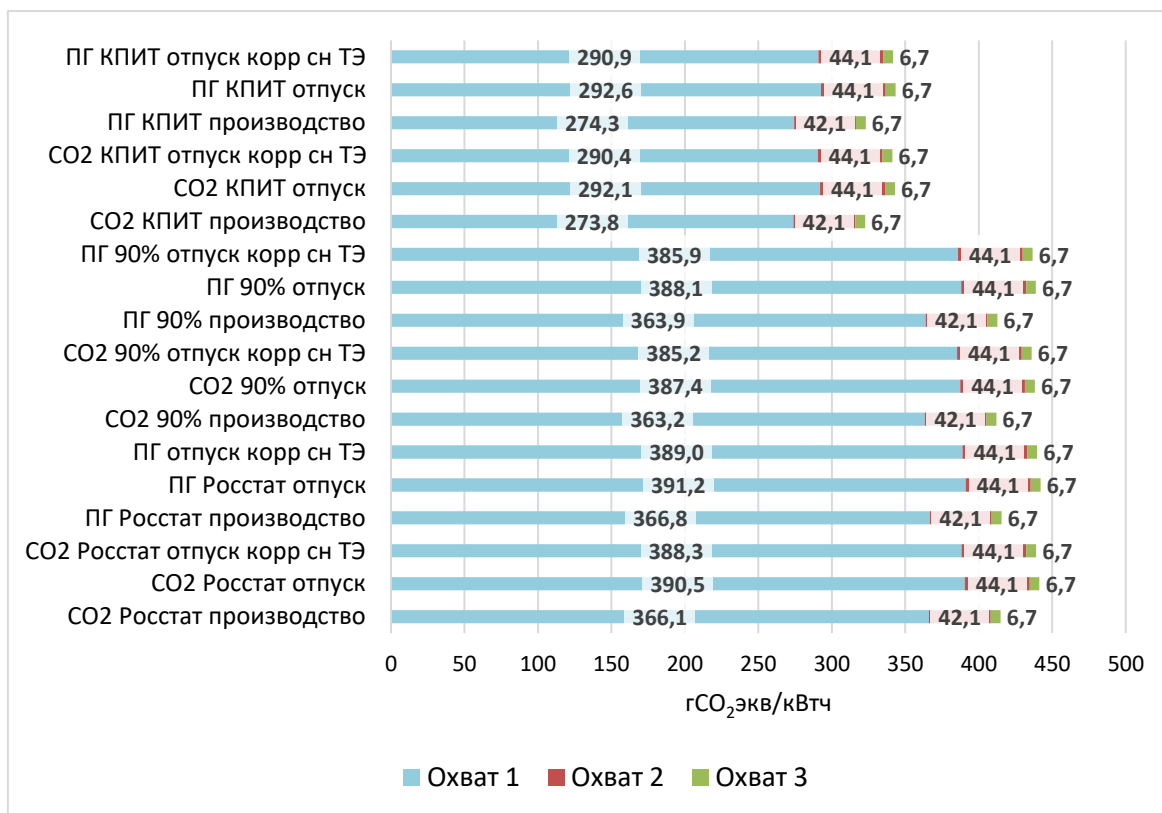


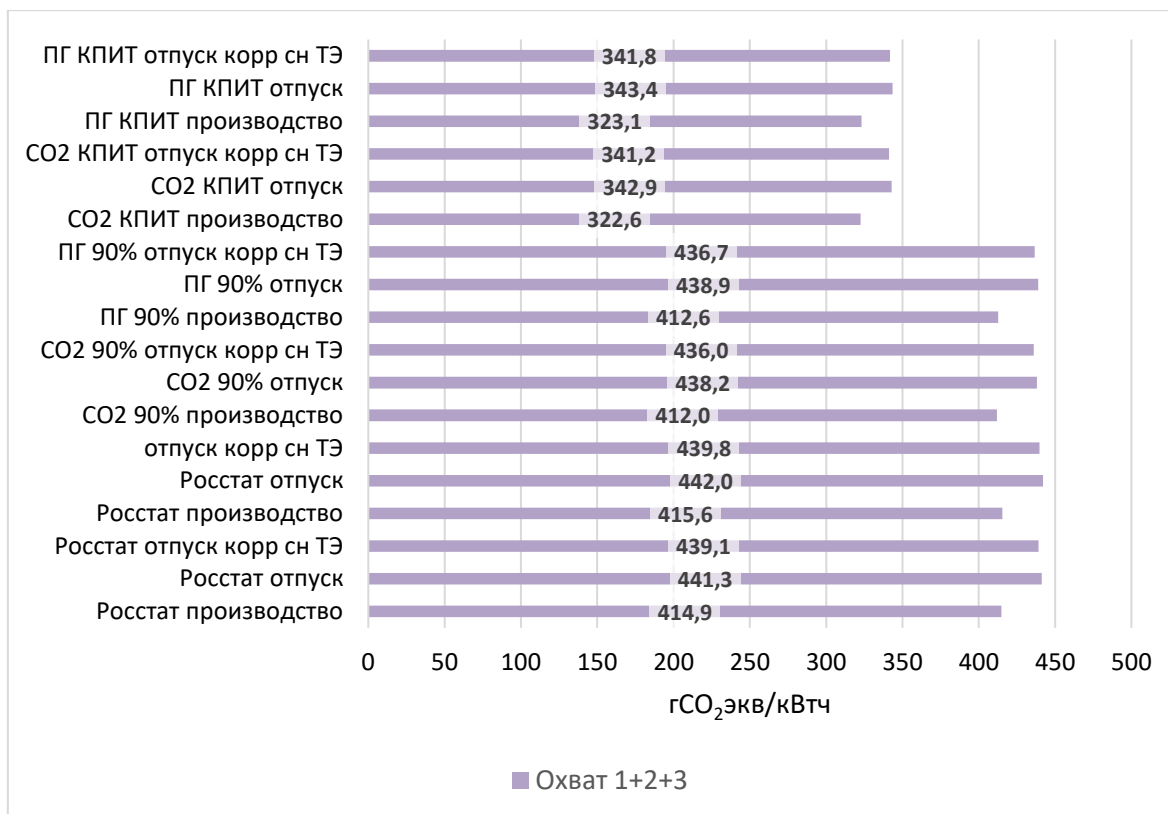
Источник: оценки ЦЭНЭФ-XXI.

При использовании КПИТ для разнесений затрат топлива на ТЭС выбросы по охватам 1+2+3 получают равными 504-531 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч при допущении о КПД выработки тепла 90% – 644-681 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч, а при разнесении затрат топлива согласно данным Росстата – 650-686 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.

Применение сходной логики расчетов для всех электростанций, включая нетопливные, и для всех модификаций показателя удельных выбросов от выработки и отпуска электроэнергии дает следующие результаты (рис. 9.42): при использовании КПИТ для разнесения затрат топлива на ТЭС выбросы по охватам 1+2+3 получают равными 323-343 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч; при допущении о КПД выработки тепла 90% – 412-439 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч; а при разнесении согласно данным Росстата – 415-442 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.

**Рисунок 9.41 Удельные выбросы парниковых газов по охватам 1+2+3 на всех электростанциях России в 2024 г.**





Источник: оценки ЦЭНЭФ-XXI.

### 9.8.2 ТЭС на газе

Расчет удельных косвенных выбросов парниковых газов (охват 2) для отобранных газовых ТЭС был произведен в соответствии с алгоритмом, описанным в разделе 8.6; удельных воплощенных выбросов парниковых газов (охват 3) – согласно алгоритму (формула 8.16) и коэффициентам, представленным в разделе 8.6. Полученные результаты для отобранных газовых ТЭС приведены в табл. 9.24.

**Таблица 9.24 Удельные прямые, косвенные и воплощенные выбросы парниковых газов для отобранных газовых ТЭС (охват 1, 2 и 3), гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч**

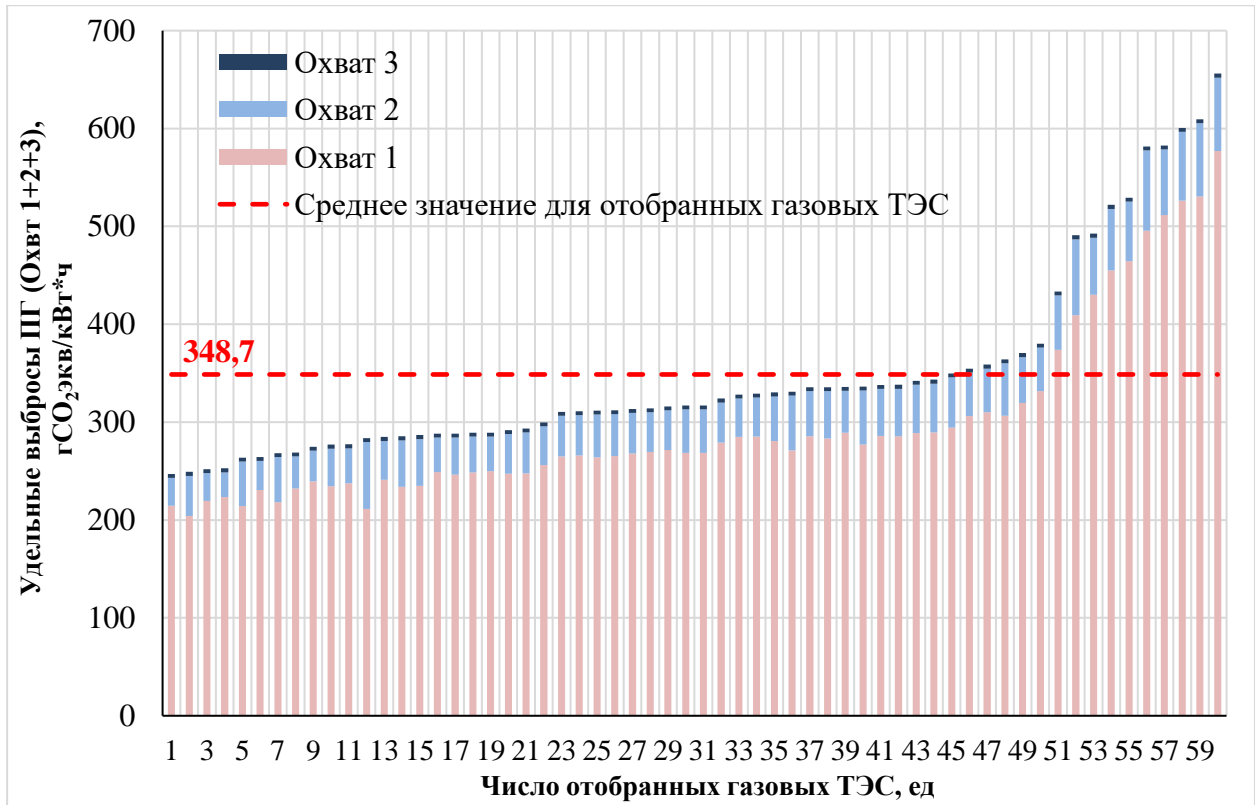
№ п/п	Наименование ТЭС	Всего (охват 1+2+3), в том числе:	Охват 1	то же, %	Охват 2	то же, %	Охват 3	то же, %
1	ПГУ-420 (ТЭЦ-16, г. Москва)	247,0	214,7	86,9%	28,3	11,5%	4,0	1,6%
2	ТЭЦ ЦКТИ (г. Санкт-Петербург)	249,2	204,2	81,9%	41,0	16,5%	4,0	1,6%
3	ГЭС-1 (г. Москва)	252,0	219,5	87,1%	28,5	11,3%	4,0	1,6%
4	Костромская ТЭЦ-1 (г. Кострома)	252,8	223,5	88,4%	25,3	10,0%	4,0	1,6%
5	Свердловская ТЭЦ (г. Екатеринбург)	263,7	214,2	81,2%	45,5	17,3%	4,0	1,5%
6	Пермская ТЭЦ-6 (г. Пермь)	264,3	230,7	87,3%	29,6	11,2%	4,0	1,5%
7	ТЭЦ ГКО (г. Санкт-Петербург)	268,4	218,1	81,3%	46,3	17,2%	4,0	1,5%
8	Северная ТЭЦ-21 (г. Санкт-Петербург)	268,9	232,2	86,4%	32,6	12,1%	4,0	1,5%

№ п/п	Наименование ТЭС	Всего (охват 1+2+3), в том числе:	Охват 1	то же, %	Охват 2	то же, %	Охват 3	то же, %
9	Выборгская ТЭЦ-17 (г. Санкт-Петербург)	274,8	239,5	87,2%	31,2	11,4%	4,0	1,5%
10	ГСР ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	277,0	234,6	84,7%	38,4	13,8%	4,0	1,4%
11	ЭС-1,3 Центральная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	277,3	237,5	85,6%	35,8	12,9%	4,0	1,4%
12	ТЭЦ ТМЗ (г. Екатеринбург)	283,6	211,5	74,6%	68,1	24,0%	4,0	1,4%
13	Пермская ТЭЦ-13 (г. Пермь)	284,8	241,1	84,7%	39,7	13,9%	4,0	1,4%
14	ЭС-2 Центральная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	285,5	234,1	82,0%	47,4	16,6%	4,0	1,4%
15	ГТЭС «Коломенское» (г. Москва)	286,8	234,9	81,9%	47,9	16,7%	4,0	1,4%
16	Автовская ТЭЦ-15 (г. Санкт-Петербург)	288,2	248,9	86,4%	35,3	12,2%	4,0	1,4%
17	ТЭЦ-21, без ПГУ-420Т (г. Москва)	288,4	246,3	85,4%	38,0	13,2%	4,0	1,4%
18	Первомайская ТЭЦ-14 (г. Санкт-Петербург)	289,3	248,7	86,0%	36,6	12,7%	4,0	1,4%
19	Правобережная ТЭЦ-5 (г. Санкт-Петербург)	289,3	249,9	86,4%	35,4	12,2%	4,0	1,4%
20	ТЭЦ-16, без ПГУ-420 (г. Москва)	291,8	247,4	84,8%	40,3	13,8%	4,0	1,4%
21	ТЭЦ-27, без ПГУ-450Т (г. Москва)	293,6	247,7	84,4%	41,9	14,3%	4,0	1,4%
22	Василеостровская ТЭЦ-7 (г. Санкт-Петербург)	299,6	256,0	85,5%	39,5	13,2%	4,0	1,3%
23	Костромская ТЭЦ-2 (г. Кострома)	310,4	264,8	85,3%	41,6	13,4%	4,0	1,3%
24	Южная ТЭЦ-22 (г. Санкт-Петербург)	311,2	266,0	85,5%	41,2	13,2%	4,0	1,3%
25	ТЭЦ «Академическая» (г. Екатеринбург)	311,9	264,0	84,6%	43,9	14,1%	4,0	1,3%
26	Казанская ТЭЦ-2 (г. Казань)	312,2	265,2	84,9%	43,0	13,8%	4,0	1,3%
27	Пермская ТЭЦ-9 (г. Пермь)	313,4	267,9	85,5%	41,5	13,3%	4,0	1,3%
28	ТЭС «Международная» (г. Москва)	314,1	269,7	85,9%	40,3	12,8%	4,0	1,3%
29	ПГУ-220 (ТЭЦ-12, г. Москва)	316,0	271,4	85,9%	40,6	12,8%	4,0	1,3%
30	ТЭЦ-20, без ПГУ-420Т (г. Москва)	317,1	268,6	84,7%	44,5	14,0%	4,0	1,3%
31	ТЭЦ-11 (г. Москва)	317,1	268,5	84,7%	44,6	14,1%	4,0	1,3%
32	ПГУ-420Т (ТЭЦ-21, г. Москва)	324,1	279,2	86,2%	40,9	12,6%	4,0	1,2%
33	ПГУ-420Т (ТЭЦ-26, г. Москва)	328,2	285,0	86,8%	39,2	11,9%	4,0	1,2%
34	ПГУ-420Т (ТЭЦ-20, г. Москва)	329,2	285,4	86,7%	39,8	12,1%	4,0	1,2%
35	Казанская ТЭЦ-3 (г. Казань)	330,3	280,8	85,0%	45,5	13,8%	4,0	1,2%

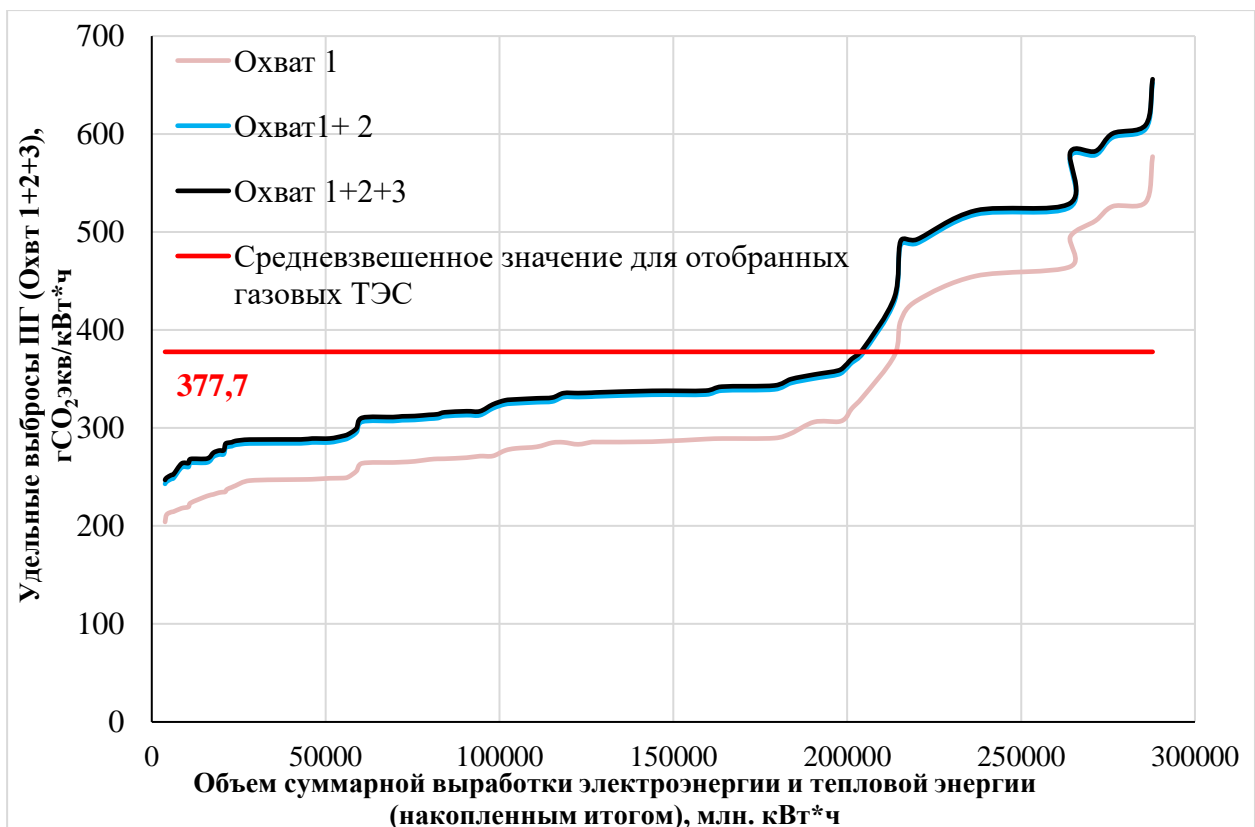
№ п/п	Наименование ТЭС	Всего (охват 1+2+3), в том числе:	Охват 1	то же, %	Охват 2	то же, %	Охват 3	то же, %
36	Ново-Свердловская ТЭЦ (г. Екатеринбург)	331,1	271,3	81,9%	55,8	16,8%	4,0	1,2%
37	Казанская ТЭЦ-1 (г. Казань)	335,6	285,7	85,1%	45,9	13,7%	4,0	1,2%
38	ТЭЦ-12, без ПГУ-220 (г. Москва)	335,7	283,3	84,4%	48,3	14,4%	4,0	1,2%
39	Юго-Западная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	336,0	289,2	86,1%	42,8	12,7%	4,0	1,2%
40	ТЭЦ УМП (г. Екатеринбург)	336,3	277,0	82,4%	55,3	16,4%	4,0	1,2%
41	ТЭЦ-26, без ПГУ-420Т (г. Москва)	337,9	286,0	84,6%	47,9	14,2%	4,0	1,2%
42	ТЭЦ-23 (г. Москва)	338,2	285,7	84,5%	48,5	14,3%	4,0	1,2%
43	Сакмарская ТЭЦ (г. Оренбург)	342,2	288,7	84,4%	49,5	14,5%	4,0	1,2%
44	ТЭЦ-25 (г. Москва)	343,4	289,7	84,4%	49,7	14,5%	4,0	1,2%
45	ТЭЦ-8 (г. Москва)	349,9	294,4	84,1%	51,5	14,7%	4,0	1,1%
46	Северо-Западная ТЭЦ (г. Санкт-Петербург)	354,6	306,2	86,3%	44,4	12,5%	4,0	1,1%
47	ПГУ-450Т (ТЭЦ-27, г. Москва)	358,8	310,1	86,4%	44,6	12,4%	4,0	1,1%
48	ТЭЦ-9, без ГТЭ-65 (г. Москва)	364,0	306,5	84,2%	53,5	14,7%	4,0	1,1%
49	ПГУ-ТЭС «Терешково» (г. Москва)	370,5	319,7	86,3%	46,8	12,6%	4,0	1,1%
50	ПГУ-410 (Краснодарская ТЭЦ, г. Краснодар)	380,3	331,6	87,2%	44,7	11,7%	4,0	1,1%
51	Среднеуральская ГРЭС (г. Екатеринбург)	433,4	374,0	86,3%	55,4	12,8%	4,0	0,9%
52	Пермская ТЭЦ-14 (г. Пермь)	490,9	409,3	83,4%	77,5	15,8%	4,0	0,8%
53	Яйвинская ГРЭС (Пермский край)	492,5	430,0	87,3%	58,4	11,9%	4,0	0,8%
54	Сургутская ГРЭС-1 (г. Сургут)	522,0	455,1	87,2%	62,8	12,0%	4,0	0,8%
55	Сургутская ГРЭС-2 (г. Сургут)	529,3	464,6	87,8%	60,8	11,5%	4,0	0,8%
56	ГТ-ТЭЦ ЭНЕРГО (г. Екатеринбург)	581,7	495,5	85,2%	82,2	14,1%	4,0	0,7%
57	Шатурская ГРЭС (Московская область)	582,6	511,6	87,8%	67,0	11,5%	4,0	0,7%
58	Заинская ГРЭС (Республика Татарстан)	600,6	526,2	87,6%	70,4	11,7%	4,0	0,7%
59	Новочеркасская ГРЭС (г. Новочеркасск)	609,5	530,7	87,1%	74,8	12,3%	4,0	0,7%
60	Смоленская ГРЭС (Смоленская область)	656,0	577,0	88,0%	75,0	11,4%	4,0	0,6%

Источник: Расчеты ЦЭНЭФ-XXI по данным Схем теплоснабжения муниципальных образований, Годовых отчетов и Отчетов по устойчивому развитию российских генерирующих компаний.

**Рисунок 9.42 Бенчмаркинг газовых ТЭС по удельным прямым, косвенным и воплощенным выбросам ПГ на суммарную выработку электрической и тепловой энергии**



а) распределение по тепловым электростанциям



б) распределение по объемам суммарного производства (выработки) электрической и тепловой энергии  
 Источник: Расчеты ЦЭНЭФ-XXI по данным Схем теплоснабжения муниципальных образований, Годовых отчетов и Отчетов по устойчивому развитию российских генерирующих компаний.

Разброс значений удельных прямых, косвенных и воплощенных выбросов ПГ (охват 1+2+3) для 60 отобранных газовых ТЭС составил от 247,0 до 656,0 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч. Доля удельных прямых выбросов ПГ находится в диапазоне от 75% до 85%; доля удельных косвенных выбросов ПГ равна 10-24%; доля воплощенных выбросов ПГ составила от 0,6% до 1,6%. Это свидетельствует о том, что основной вклад в суммарную эмиссию парниковых газов на газовых ТЭС вносят прямые выбросы ПГ от сжигания топлива (охват 1). Вклад косвенных и воплощенных выбросов ПГ (охваты 2 и 3) в суммарную эмиссию менее значим и не оказывает существенного влияния на распределение газовых ТЭС по уровню углеродоёмкости.

### 9.8.3 ТЭС на угле

Среднее арифметическое значение по всей выборке УгТЭС составило 769 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч, средневзвешенное - 801 гСО<sub>2</sub>экв/кВтч (рис. 9.44 и 9.45). Диапазон прироста полных удельных выбросов ПГ газов относительно прямых составил 5-15%; в среднем – 12% (табл. 9.25). Другими словами, косвенная и воплощённая эмиссия не оказывает значимого влияния на перераспределение 58 УгТЭС по уровню углеродоёмкости.

**Таблица 9.25 Удельные выбросы ПГ от УгТЭС на производство единицы энергии в рамках охвата 1+2+3, г СО<sub>2</sub>экв/кВт-ч**

№	Наименование УгТЭС	ОХВАТ 1			ОХВАТ 1 + 2		ОХВАТ 1 + 2 + 3	
		УВПГ <sub>п</sub>	ЭЭ	ТЭ	УВПГ <sub>к</sub>	ВСЕГО	УВПГ <sub>в</sub>	ВСЕГО
1	Иркутская ТЭЦ-6	327	823	228	33	361	15	376
2	Эгвекинотская ГРЭС	336	32	474	33	369	15	384
3	Иркутская ТЭЦ-7	356	180	367	36	392	15	407
4	Магаданская ТЭЦ	386	775	339	42	428	15	443
5	Иркутская ТЭЦ-16	412	838	366	42	454	15	469
6	Ново-Иркутская ТЭЦ	417	663	305	44	461	15	476
7	Усть-Илимская ТЭЦ	420	736	301	45	465	15	480
8	Кузнецкая ТЭЦ	424	687	366	47	471	15	486
9	Канская ТЭЦ	437	949	351	45	482	15	497
10	ТЭЦ-1 г. Улан-Удэ	454	825	313	48	502	15	517
11	Читинская ТЭЦ-2	462	848	406	46	507	15	522
12	Депутатская ТЭЦ	467	11	500	49	516	15	531
13	Красноярская ТЭЦ-3	474	675	406	48	522	15	537
14	Красноярская ТЭЦ-2	485	585	427	49	535	15	550
15	Барнаулская ТЭЦ-3	491	667	393	50	541	15	556
16	Иркутская ТЭЦ-9	507	845	388	50	557	15	572
17	Новосибирская ТЭЦ-4	507	832	353	54	561	15	576
18	Шерловогорская ТЭЦ	532	1 105	384	53	585	15	600
19	ТЭЦ «Каскад-Энерго»	528	1 804	412	57	586	15	601
20	Чульманская ТЭЦ	532	1 589	289	62	593	15	608
21	Красноярская ТЭЦ-1	540	850	409	55	595	15	610
22	Барнаулская ТЭЦ-2	547	867	346	58	605	15	620
23	Омская ТЭЦ-5	548	824	340	58	606	15	621
24	ТЭЦ в г. Яровое	547	963	464	60	606	15	621
25	Омская ТЭЦ-4	552	926	383	58	610	15	625

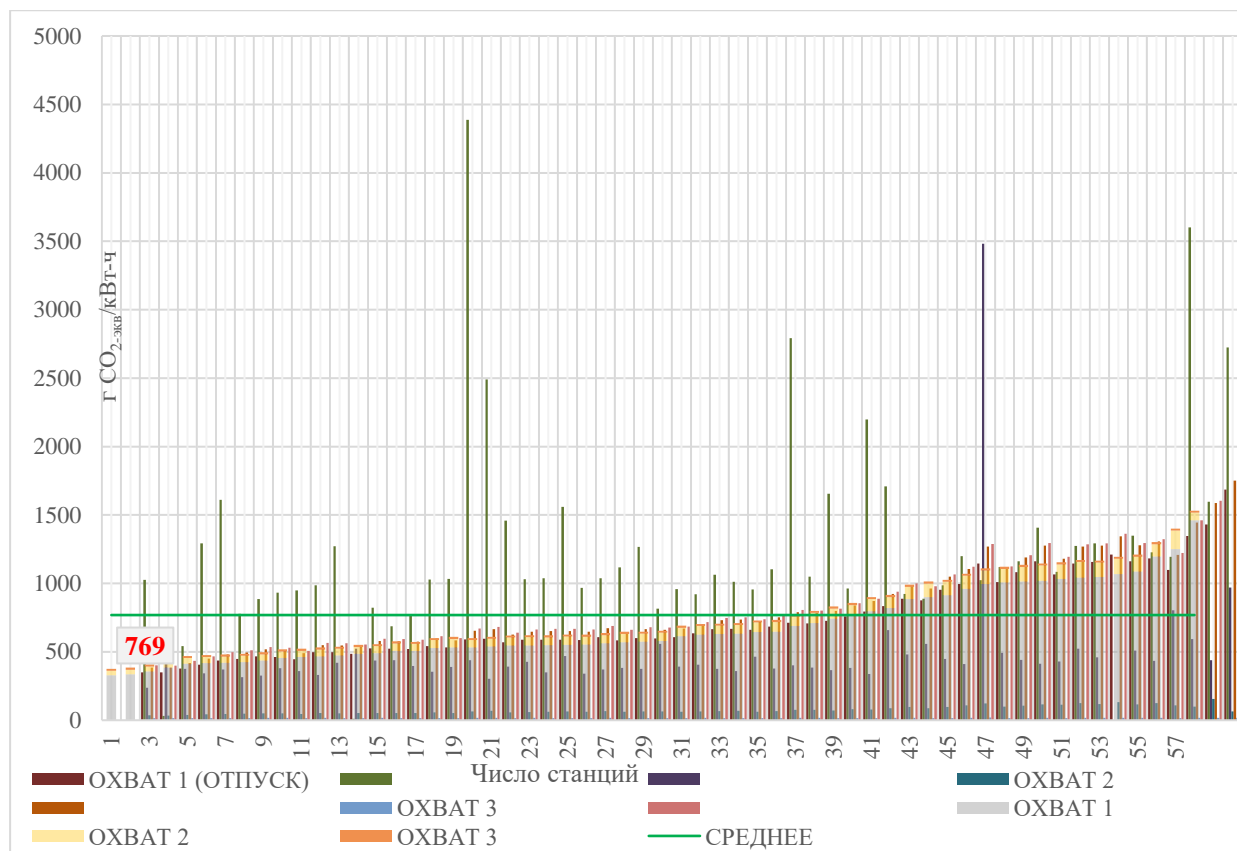
№	Наименование УгТЭС	ОХВАТ 1			ОХВАТ 1 + 2		ОХВАТ 1 + 2 + 3	
		УВПГп	ЭЭ	ТЭ	УВПГ к	ВСЕГО	УВПГв	ВСЕГО
26	Ново-Кемеровская ТЭЦ	551	860	356	60	611	15	626
27	Апатитская ТЭЦ	562	1 005	375	60	622	15	637
28	ТЭЦ Абаза-Энерго	571	652	552	60	631	15	646
29	Новосибирская ТЭЦ-3	573	834	390	58	632	15	647
30	Абаканская ТЭЦ	580	795	389	59	639	15	654
31	Благовещенская ТЭЦ	614	897	372	61	675	15	690
32	Новосибирская ТЭЦ-5	625	884	358	64	689	15	704
33	ТЭЦ в г. Заринске	631	963	464	60	691	15	706
34	Читинская ТЭЦ-1	633	982	360	63	696	15	711
35	Аркаалинская ГРЭС	645	1 548	400	69	714	15	729
36	Бийская ТЭЦ-1	647	884	384	70	718	15	733
37	Приаргунская ТЭЦ	689	1 389	366	68	758	15	773
38	Нерюнгринская ГРЭС	709	875	378	75	784	15	799
39	Ново-Зиминская ТЭЦ	742	1 757	335	73	816	15	831
40	Барабинская ТЭЦ	761	1 178	642	81	841	15	856
41	Черепетская ГРЭС	797	834	402	87	884	15	899
42	Харанорская ГРЭС	819	830	508	81	900	15	915
43	Березовская ГРЭС	884	932	327	90	975	15	990
44	Артемовская ТЭЦ	900	1 058	398	98	998	15	1 013
45	Гусиноозерская ГРЭС	913	809	3 238	99	1 011	15	1 026
46	Южноуральская ГРЭС	960	1 063	474	95	1 055	15	1 070
47	Иркутская ТЭЦ-10	996	1 058	442	98	1 095	15	1 110
48	ТЭЦ в п. Советская Гавань	1 006	1 203	370	99	1 106	15	1 121
49	Рефтинская ГРЭС	1 013	1 028	430	107	1 120	15	1 135
50	Партизанская ГРЭС	1 019	1 111	517	111	1 130	15	1 145
51	Назаровская ГРЭС	1 033	1 132	454	106	1 139	15	1 154
52	Райчихинская ГРЭС	1 048	1 182	508	104	1 151	15	1 166
53	Южно-Кузбасская ГРЭС	1 042	-	-	115	1 156	15	1 171
54	Томь-Усинская ГРЭС	1 067	1 104	421	113	1 180	15	1 195
55	Троицкая ГРЭС	1 087	1 178	802	107	1 194	15	1 209
56	Иркутская ТЭЦ-11	1 197	2 515	580	89	1 286	15	1 301
57	Беловская ГРЭС	1 249	1 419	347	136	1 385	15	1 400
58	Липецкая ТЭЦ-2	1 461	2 339	846	56	1 517	15	1 532

ТЭ – тепловая энергия.

ЭЭ – электрическая энергия.

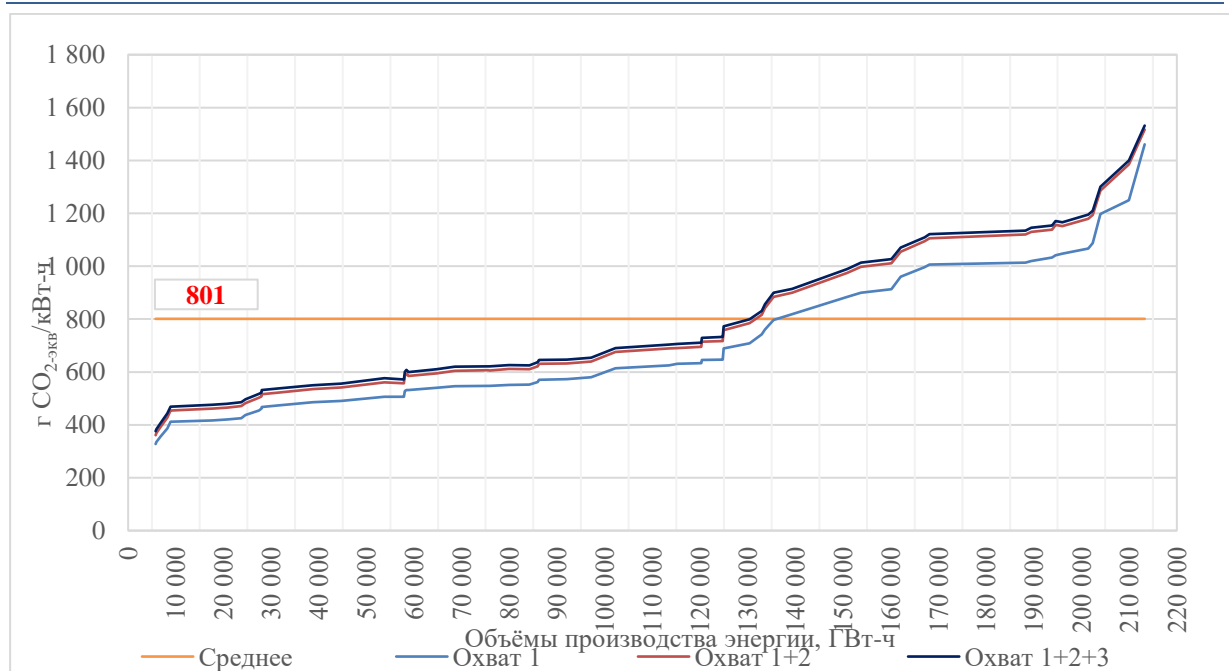
Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

**Рисунок 9.43** Кривая распределения удельных выбросов парниковых газов от угольных тепловых электростанций на единицу произведённой энергии в рамках охвата 1+2+3 (среднее арифметическое)



Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

**Рисунок 9.44** Кривая распределения удельных выбросов парниковых газов от угольных тепловых электростанций на единицу произведённой энергии в рамках охвата 1+2+3 (среднее взвешенное)



Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям генерирующих компаний и схем теплоснабжения муниципальных образований.

#### 9.8.4 ТЭС на других видах топлива

Расчет косвенных удельных выбросов парниковых газов (УВПГк) для мазутных ТЭС был произведен в соответствии методикой, описанной в главе 8. Полученные результаты представлены в табл. 9.26. Наименьшие значения удельной эмиссии парниковых газов в рамках охвата 1+2+3 на единицу произведённой энергии зафиксированы для ТЭС Мурманской области, наибольшие значения – для Камчатского края. Кривые распределения удельных выбросов парниковых газов в рамках охвата 1+2+3 для мазутных ТЭС представлены на рис. 9.46. Среднее взвешенное значение удельных выбросов парниковых газов мазутных ТЭС в рамках охвата 1+2+3 составляет 616 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.

**Таблица 9.26** Удельные выбросы ПГ мазутными ТЭС на производство единицы энергии в рамках охвата 1+2+3, гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч

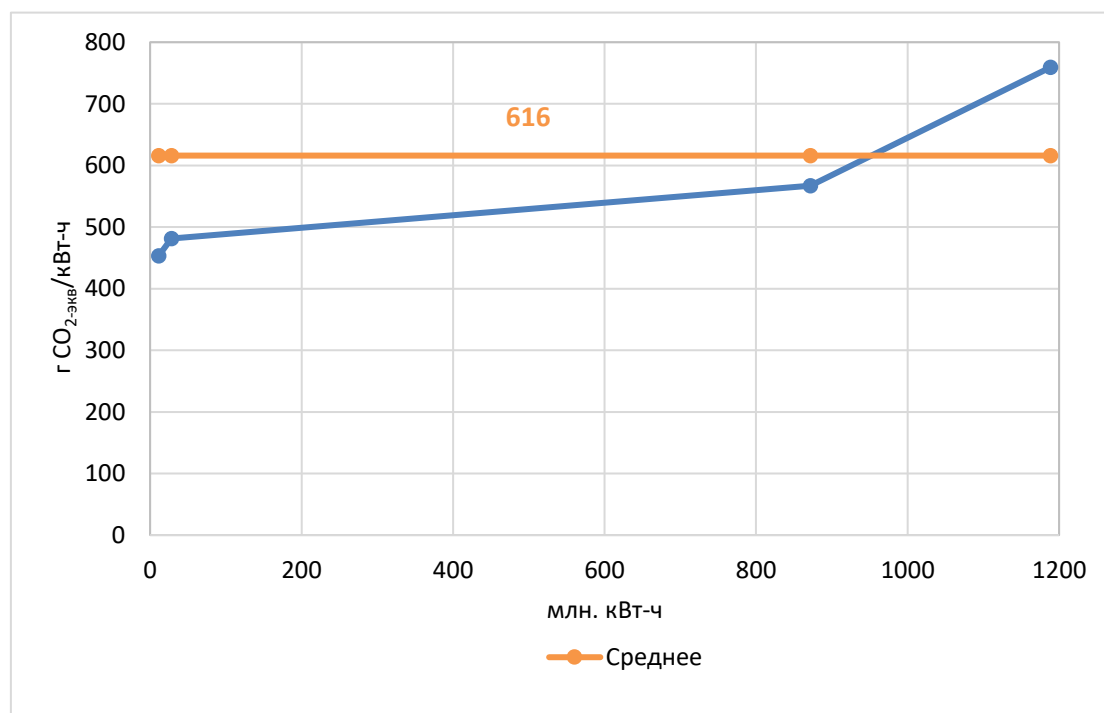
№	Наименование ТЭС	ОХВАТ 1			ОХВАТ 1 + 2		ОХВАТ 1 + 2 + 3	
		УВПГп	ЭЭ	ТЭ	УВПГк	ВСЕГО	УВПГв	ВСЕГО
1	Камчатская ТЭЦ-1	525,8	812,4	269,1	192,2	750,3	9	759,3
2	Камчатская ТЭЦ-2	392,5	558,6	232,8	143,5	558,0	9	567,0
3	Мурманская ТЭЦ	345,9	6153,3	223,0	126,5	472,4	9	481,4
4	ТЭЦ АО «Ковдорский ГОК»	325,2	6051,2	223,0	118,9	444,1	9	453,1

ТЭ – тепловая энергия.

ЭЭ – электрическая энергия.

Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям схем теплоснабжения муниципальных образований, схем и программ развития электроэнергетических систем регионов РФ.

**Рисунок 9.45** Кривая распределения удельных выбросов парниковых газов от мазутных тепловых электростанций на единицу произведённой энергии в рамках охвата 1+2+3



Источник: ЦЭНЭФ-XXI по сведениям схем теплоснабжения муниципальных образований, схем и программ развития электроэнергетических систем регионов РФ.

## 9.9 Межстрановые кривые бенчмаркинга МЭА для ТЭС по видам используемого топлива

### 9.9.1 Показатели и источники информации

В целях сравнения удельных выбросов ПГ на производство энергии на ТЭС с зарубежными странами построено несколько кривых бенчмаркинга на 2022 г. для всех стран мира, по которым имеются данные в базе данных МЭА (*IEA Emission Factors 2024*).<sup>158</sup> В эту базу данных включены следующие показатели, связанные с выбросами от производства электроэнергии и тепла для стран мира за 1990–2022 гг. (в CO<sub>2</sub> и CO<sub>2</sub>экв на кВт-ч):

- коэффициенты выбросов от производства электроэнергии и тепла, всего, по видам топлива и по трем ПГ;
- коэффициенты выбросов только от производства электроэнергии (включая электроэнергию ТЭЦ), всего, по видам топлива и по трем ПГ;
- поправочные коэффициенты для выбросов CO<sub>2</sub>, вызванных потерями электроэнергии в сетях;
- поправочные коэффициенты для выбросов CO<sub>2</sub>, вызванных торговлей электроэнергией;
- коэффициенты выбросов CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O при производстве электроэнергии.

Данные имеются по следующим видам топлива: уголь, жидкие топлива, природный газ, невозобновляемые отходы и биомасса, как для CO<sub>2</sub>, так и для CO<sub>2</sub>экв. По этим данным были построены 24 кривые бенчмаркинга:

- удельные выбросы на генерацию электроэнергии:
  - 10 кривых по каждому из 5 видов топлива, как по CO<sub>2</sub>, так и для CO<sub>2</sub>экв;
  - 2 кривые по сумме всех источников генерации, как по CO<sub>2</sub>, так и по CO<sub>2</sub>экв, в расчете на генерацию от всех источников;
- удельные выбросы на сумму выработки электроэнергии и тепловой энергии:
  - 10 кривых по каждому из 5 видов топлива, как по CO<sub>2</sub>, так и для CO<sub>2</sub>экв;
  - 2 кривые по сумме всех источников генерации, как по CO<sub>2</sub>, так и по CO<sub>2</sub>экв, в расчете на генерацию от всех источников.

Кроме того, есть возможность построить кривые бенчмаркинга по удельным выбросам CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O, как по видам топлива, так и суммарно. В данной работе кривые по метану и закиси азота не строились, они интегрированы в кривые по CO<sub>2</sub>экв. Для целей данной работы этого достаточно.

Для ТЭЦ МЭА использует подход с фиксированной эффективностью производства тепла. Стандартный КПД установлен на уровне 90%.

База данных МЭА по удельным выбросам играет важную роль в рамках СВАМ. Общий подход к определению косвенных выбросов в товарах СВАМ основан на использовании значений по умолчанию для коэффициента выбросов от производства электроэнергии. Эти значения по умолчанию представляют собой средние коэффициенты выбросов для страны происхождения товара из базы данных МЭА.

---

<sup>158</sup> Emission Factors: Database Documentation (2024 edition), [IEA Methodology Emission Factors 2024.pdf](#)

Значения по умолчанию представляют собой 5-летние средние коэффициенты выбросов для электроэнергии, охватывающие 2016–2020 годы.<sup>159</sup>

## 9.9.2 Удельные выбросы CO<sub>2</sub> на генерацию электроэнергии

### 9.9.2.1 Кривая бенчмаркинга МЭА по CO<sub>2</sub> для угольных ТЭС

В базе данных МЭА в категорию «уголь» включены: уголь, угольные газы (коксовый, доменный), торф и горючие сланцы. Удельный коэффициент выбросов определяется в расчете не на отпуск, а на генерацию электроэнергии. Кривая бенчмаркинга МЭА для CO<sub>2</sub> от угольных ТЭС показана на рис. 9.47. По горизонтали показаны не объемы генерации,<sup>160</sup> а страны. По поводу этой кривой можно сделать следующие комментарии:

- минимальное значение показано для Литвы – 336,4 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч. Это очень низкое значение, которое предполагает очень высокий КПИТ (более 90%) при очень высокой загрузке и при высоком соотношении выработки на ТЭЦ тепла по сравнению с электроэнергией;<sup>161</sup>
- низкие значения удельных выбросов характерны для стран с большой долей ТЭЦ;
- для КЭС на угле с КПД 49%<sup>162</sup> удельные выбросы равны примерно 700 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч. За счет высокой доли когенерации на угольных ТЭС в Латвии, Казахстане, Дании<sup>163</sup> и Финляндии средние удельные показатели выбросов ниже этого порога;
- Россия замыкает первые 10% включенных в выборку стран, поэтому средний для нее показатель – 854,6 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч – может считаться бенчмарком для всех стран;
- средний удельный показатель выбросов для России заметно ниже средних значений для ЕС, США, Китая, мира и G20;
- средний удельный показатель выбросов для России за 2022 г. оказался выше бенчмарка для традиционных угольных блоков мощностью более 300 МВт в Китае – 817,7 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч, но ниже показателя для обычных угольных блоков мощностью 300 МВт и ниже – 872,9 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч;<sup>164</sup>
- средний удельный показатель выбросов для России за 2022 г. для угольных ТЭС оказался выше бенчмарка ЕС для генерации на всех ТЭС – 550 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч.<sup>165</sup>

---

<sup>159</sup> European Commission. Directorate-General. Taxation and Customs Union. Indirect Taxation and Tax Administration. CBAM, Energy and Green Taxation. Brussels, 22 December 2023. Default values for the transitional period of the CBAM between 1 October 2023 and 31 December 2025, [Default values transitional period.pdf](#)

<sup>160</sup> По странам их можно найти на [Electricity generation from coal, 2024](#) или на [Electricity Data Explorer | Ember](#)

<sup>161</sup> Согласно данным ISPRA. 2022. Efficiency and decarbonization indicators for total energy consumption and power sector. Comparison among Italy and the biggest European countries. Rapporti 366/2022, получается, что КПИТ на угольных станциях в Латвии составляет почти 100%.

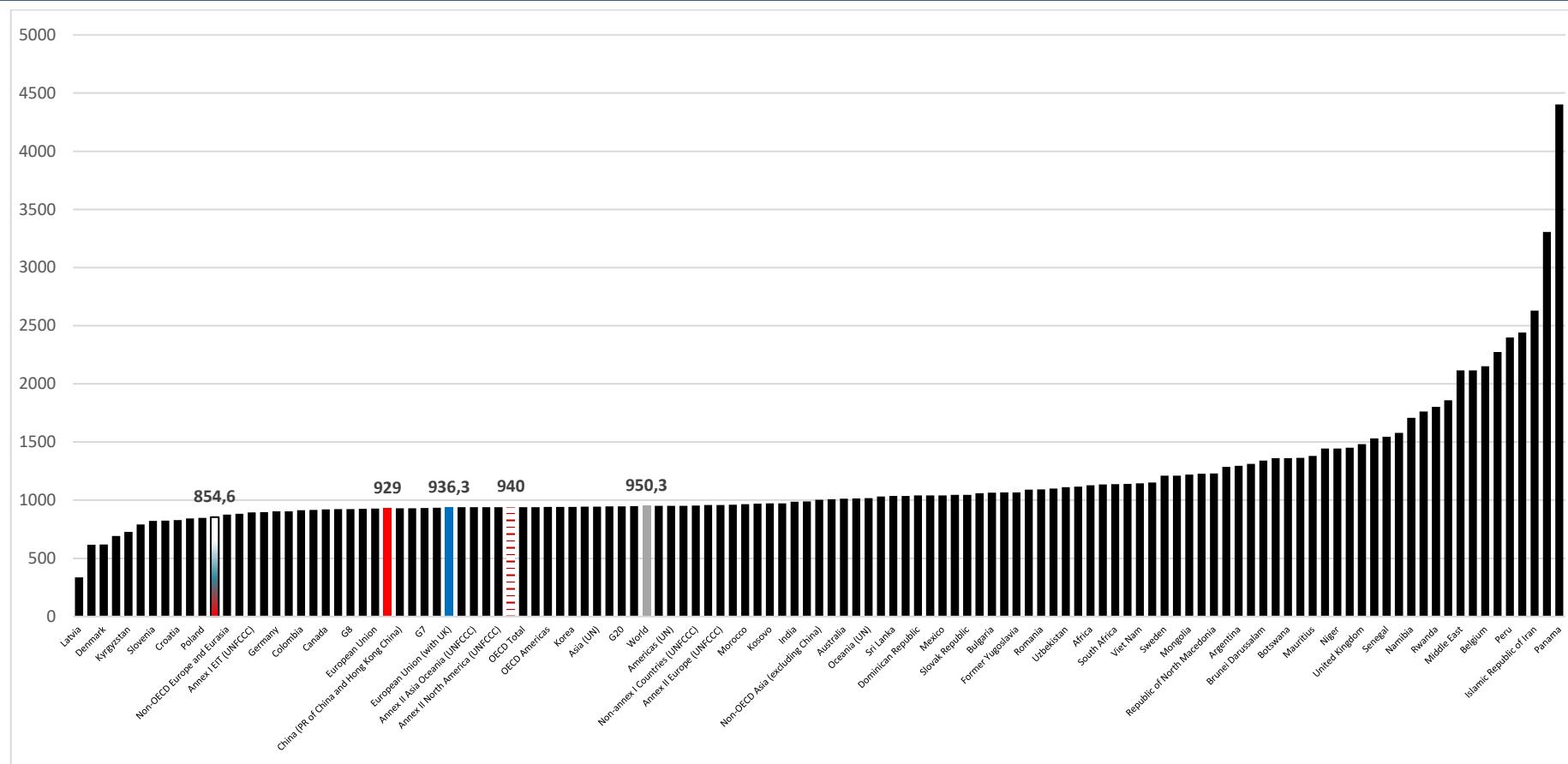
<sup>162</sup> Мировой рекорд эффективности угольной генерации принадлежит китайской электростанции Pingshan Phase II, которая достигла чистой эффективности 49,37%, по данным журнала POWER Magazine [China's Pingshan Phase II Sets New Bar as World's Most Efficient Coal Power Plant](#). На этой станции используется 1,35-гигаваттный ультрасверхкритический угольный блок.

<sup>163</sup> В Дании КПИТ на ТЭС близок к 90%. ISPRA. 2022. Efficiency and decarbonization indicators for total energy consumption and power sector. Comparison among Italy and the biggest European countries. Rapporti 366/2022.

<sup>164</sup> 附件 1. 2021、2022 年度全国碳排放权交易配额总量 设定与分配实施方案 (发电行业) Приложение 1. План реализации по установлению и распределению общего объема национальных квот на выбросы углерода в 2021 и 2022 годах (энергетика) [5b2f4703b3734d2295a07ef938a4b2c1.pdf](#)

<sup>165</sup> European Commission. Directorate-General. Taxation and Customs Union. Indirect Taxation and Tax Administration. CBAM, Energy and Green Taxation. Brussels, 22 December 2023. Default values for the transitional period of the CBAM between 1 October 2023 and 31 December 2025, [Default values transitional period.pdf](#)

**Рисунок 9.46 Кривая бенчмаркинга по удельным выбросам CO<sub>2</sub> на выработанную электроэнергию на угольных ТЭС по странам мира за 2022 г. на основе данных МЭА, гСО<sub>2</sub>/кВт-ч)**



Источник: построено ЦЭНЭФ-ХХІ по данным базы данных IEA Emission Factors 2024. [Emissions Factors 2024 - Data product - IEA](#)

### 9.9.2.2 Кривая бенчмаркинга МЭА по CO<sub>2</sub> для газовых ТЭС

Кривая бенчмаркинга МЭА для CO<sub>2</sub> от газовых ТЭС показана на рис. 9.48. Как и в случае с углем, по горизонтали показаны не объемы генерации,<sup>166</sup> а страны.

По поводу этой кривой можно сделать следующие комментарии:

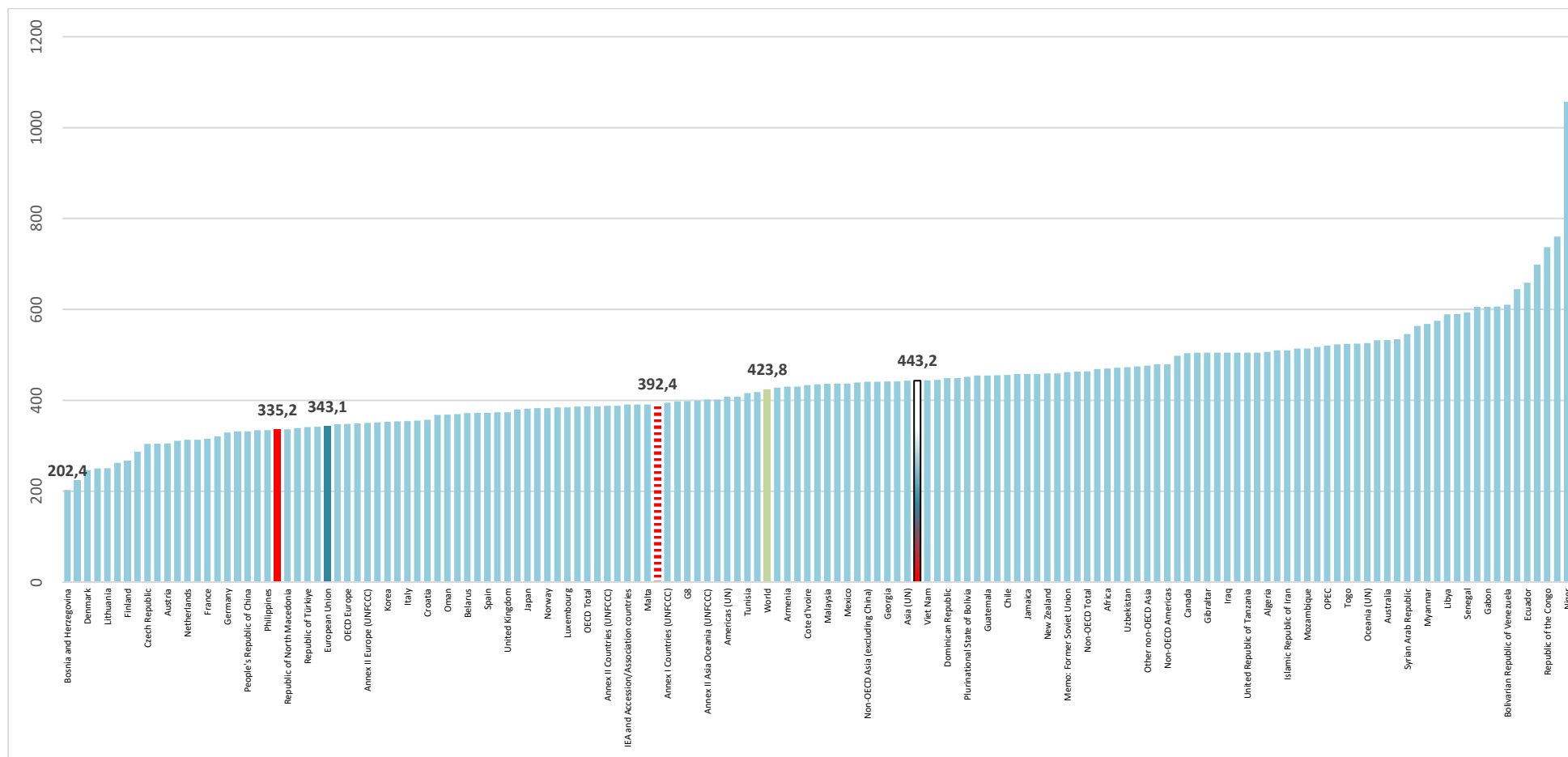
- минимальное значение показано для Боснии и Герцеговины – 202,4 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч. Это очень низкое значение, которое предполагает очень высокий КПИТ (более 90%) при очень высокой загрузке и при высоком соотношении выработки на ТЭЦ тепла по сравнению с электроэнергией;
- помимо Боснии и Герцеговины, в клуб «ниже 300 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч» вошло еще 6 стран с высоким уровнем развития теплофикации на газовых ТЭС – Швеция, Дания, Болгария, Литва, Эстония и Латвия;
- для КЭС на газе с КПД 64% удельные выбросы равны примерно 308 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч;
- Россия с показателем 443,2 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч оказалась на 86-м месте, т.е. во второй части выборки МЭА из 151 страны;
- средний удельный показатель выбросов для России за 2022 г. заметно выше средних значений для ЕС, США, Китая, мира и G20;
- средний удельный показатель выбросов для России за 2022 г. оказался заметно выше бенчмарка для газовых блоков в Китае – 390,1 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч;
- средний удельный показатель выбросов для России за 2022 г. для газовых ТЭС ниже бенчмарка ЕС для генерации на всех ТЭС – 550 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч.<sup>167</sup>

---

<sup>166</sup> По странам его можно найти на [Electricity generation from gas, 2024](#) или на [Electricity Data Explorer | Ember](#)

<sup>167</sup> European Commission. Directorate-General. Taxation and customs Union. Indirect Taxation and Tax Administration. CBAM, Energy and Green Taxation. Brussels, 22 December 2023. Default values for the transitional period of the CBAM between 1 October 2023 and 31 December 2025, [Default values transitional period.pdf](#)

**Рисунок 9.47 Кривая бенчмаркинга по удельным выбросам CO<sub>2</sub> на выработанную электроэнергию на газовых ТЭС по странам мира за 2022 г. на основе данных МЭА, гСО<sub>2</sub>/кВт-ч)**



Источник: построено ЦЭНЭФ-ХХІ по данным базы данных IEA Emission Factors 2024. [Emissions Factors 2024 - Data product - IEA](#)

### 9.9.2.3 Кривая бенчмаркинга МЭА по CO<sub>2</sub> для ТЭС на нефтепродуктах

В базе данных МЭА категория «нефть» включает сырую нефть, газоконденсатные жидкости, сырье для нефтепереработки, присадки/компоненты смешивания, оримульсию, другие углеводороды, нефтезаводской газ, этан, сжиженный нефтяной газ, автомобильный бензин, за исключением биотоплива, авиационный бензин, реактивное топливо бензинового типа, реактивное топливо керосинового типа, за исключением биотоплива, керосин, газойль/дизельное топливо, за исключением биотоплива, мазут, нефть, уайт-спирит, смазочные материалы, битум, парафины, нефтяной кокс и неуказанные нефтепродукты.

Кривая бенчмаркинга МЭА для CO<sub>2</sub> от ТЭС на нефтепродуктах показана на рис. 9.49. Как и в случае с углем и газом, по горизонтали показаны не объемы генерации,<sup>168</sup> а страны. Мировыми лидерами по объему генерации от ТЭС на нефтепродуктах в 2024 году являются Саудовская Аравия (152 млрд кВт-ч) и Китай (76 млрд кВт-ч). В других странах объемы выработки заметно ниже. В России, по данным Our World in Data, в 2024 г. на таких ТЭС было выработано 12,6 млрд кВт-ч, а по данным EMBER – 13,8 млрд кВт-ч.

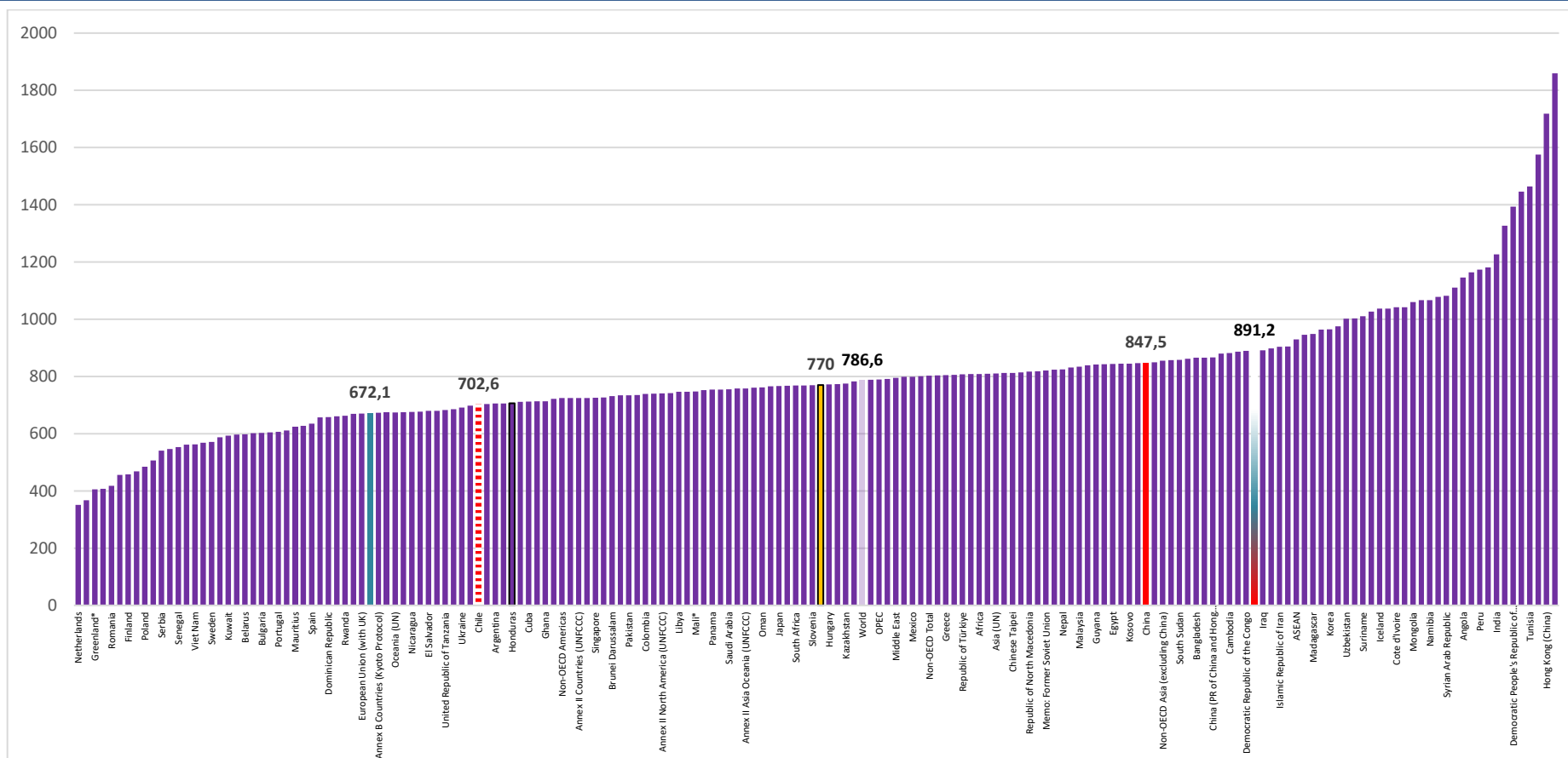
По поводу этой кривой можно сделать следующие комментарии:

- минимальное значение показано для Нидерландов – 351,3 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч. Это значение предполагает очень высокий КПИТ (87%) при очень высокой загрузке и при высоком соотношении выработки на ТЭЦ тепла по сравнению с электроэнергией;
- помимо Нидерландов, в клуб «ниже 400 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч» вошла еще Бельгия;
- для КЭС на нефтепродуктах с КПД 42% удельные выбросы равны 665 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч;
- Россия с показателем 891,2 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч оказалась на 142-м месте из 182 стран, по которым МЭА приводит данные;
- средний удельный показатель выбросов для России за 2022 г. заметно выше средних значений для ЕС, США, Китая, мира и G20;
- средний удельный показатель выбросов для России за 2022 г. для ТЭС на нефтепродуктах заметно выше бенчмарка ЕС для генерации на всех ТЭС – 550 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч.<sup>169</sup>

<sup>168</sup> По странам его можно найти на [Electricity generation from oil, 2024](#)

<sup>169</sup> European Commission. Directorate-General. Taxation and customs Union. Indirect Taxation and Tax Administration. CBAM, Energy and Green Taxation. Brussels, 22 December 2023. Default values for the transitional period of the CBAM between 1 October 2023 and 31 December 2025, [Default values transitional period.pdf](#)

**Рисунок 9.48 Кривая бенчмаркинга по удельным выбросам CO<sub>2</sub> на выработанную электроэнергию на ТЭС на жидком топливе по странам мира за 2022 г. на основе данных МЭА, гCO<sub>2</sub>/кВт-ч**



Источник: построено ЦЭНЭФ-XXI по данным базы данных IEA Emission Factors 2024. Emissions Factors 2024 - Data product - IEA

#### 9.9.2.4 Кривая бенчмаркинга МЭА по CO<sub>2</sub> для ТЭС на отходах

В базе данных МЭА в категорию «отходы» включены промышленные и невозобновляемые бытовые отходы. Объемы генерации электроэнергии на ТЭС на отходах невелики. Кривая бенчмаркинга МЭА для CO<sub>2</sub> от ТЭС на отходах показана на рис. 9.50.

По поводу этой кривой можно сделать следующие комментарии:

- минимальное значение показано для Дании – 353,3 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч. Это очень низкое значение, которое предполагает очень высокий КПИТ (86-87%) при высоком соотношении выработки на ТЭЦ тепла по сравнению с электроэнергией;
- низкие значения удельных выбросов характерны для стран с большой долей ТЭЦ;
- 10% выборки с показателем, равным бенчмарку для всех стран, замыкает Бразилия – 672,4 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч;
- Россия с показателем 823,1 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч занимает 12-е место среди 76 включенных в выборку стран и групп стран;
- удельный показатель выбросов для России заметно ниже средних значений для ЕС, США, Китая, мира и G20.

#### 9.9.2.5 Кривая бенчмаркинга МЭА по CO<sub>2</sub> для ТЭС на биомассе

В базе данных МЭА в категорию «биомасса» включены: биотопливо (первичное твердое биотопливо, биогазы, биобензин, биодизельное топливо, биокеросин для реактивных двигателей и другие жидкие биотоплива) и возобновляемые отходы. Коэффициенты выбросов для CO<sub>2</sub> в соответствии с руководящими принципами МГЭИК не учитываются в общих выбросах CO<sub>2</sub> энергетического сектора. В 2024 г. с использованием биомассы в мире было произведено 712 млрд кВт-ч, или 2,3% от общего объема генерации.<sup>170</sup>

Согласно положениям Главы 2 «Стационарное сжигание топлива» Руководящих принципов национальных инвентаризаций парниковых газов (МГЭИК, 2006):

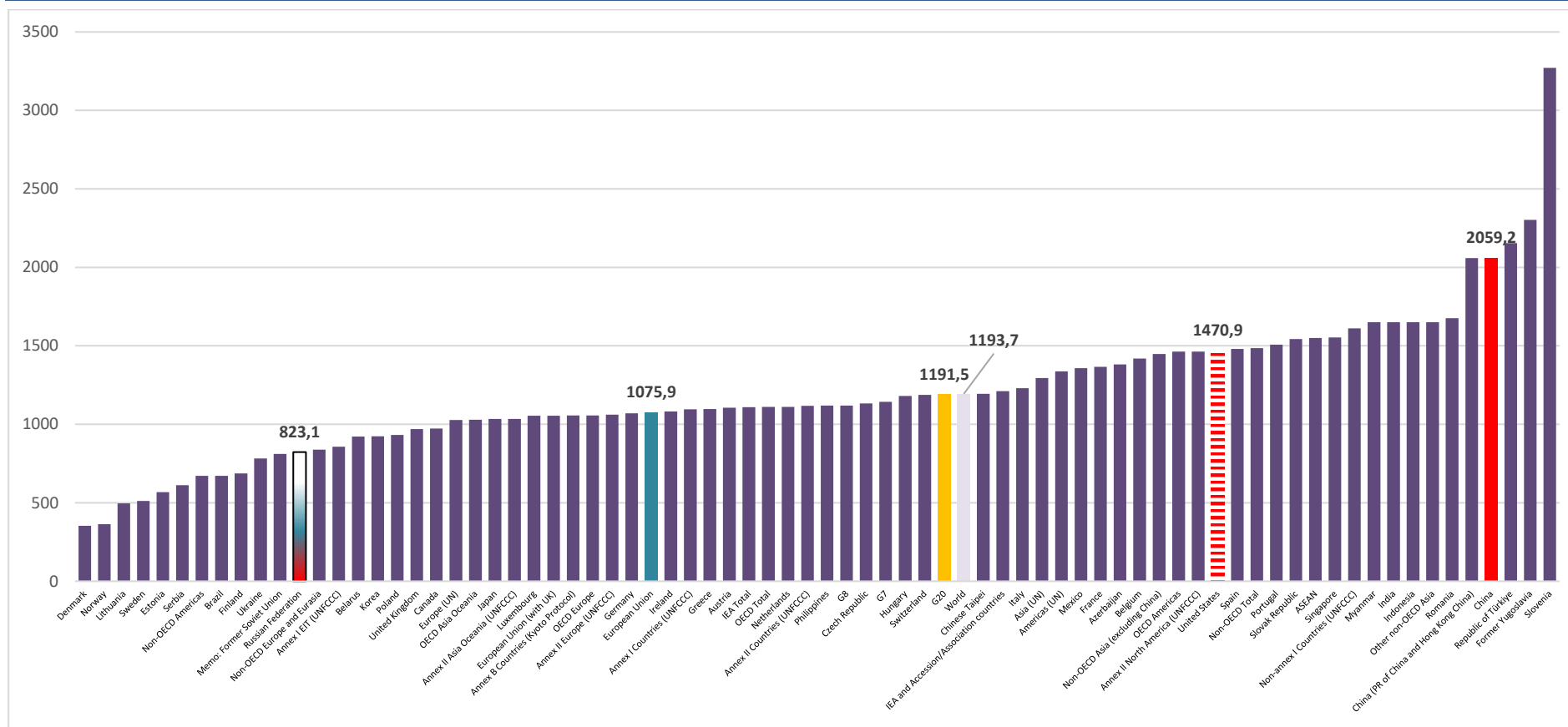
«В отчетных таблицах выбросы от сжигания биотоплива учитываются как информационные элементы, при этом они не включаются в секторальные или национальные итоги, для того чтобы избежать двойного учета».

Кривая бенчмаркинга МЭА для CO<sub>2</sub> от ТЭС на биомассе показана на рис. 9.51. По поводу этой кривой можно сделать следующие комментарии:

- минимальное значение показано для Кипра – 258,5 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч. Это очень низкое значение, которое предполагает очень высокий КПИТ (86-87%) при очень высокой загрузке и при высоком соотношении выработки на ТЭЦ тепла по сравнению с электроэнергией;
- низкие значения удельных выбросов характерны для стран с большой долей ТЭЦ;
- Россия с показателем 435,7 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч занимает 4-е место среди 142 включенных в выборку стран и групп стран;
- 10% выборки замыкает Украина с показателем, равным бенчмарку для всех стран – 627 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч;
- средний удельный показатель выбросов для России заметно ниже средних значений для ЕС, США, Китая, мира и G20.

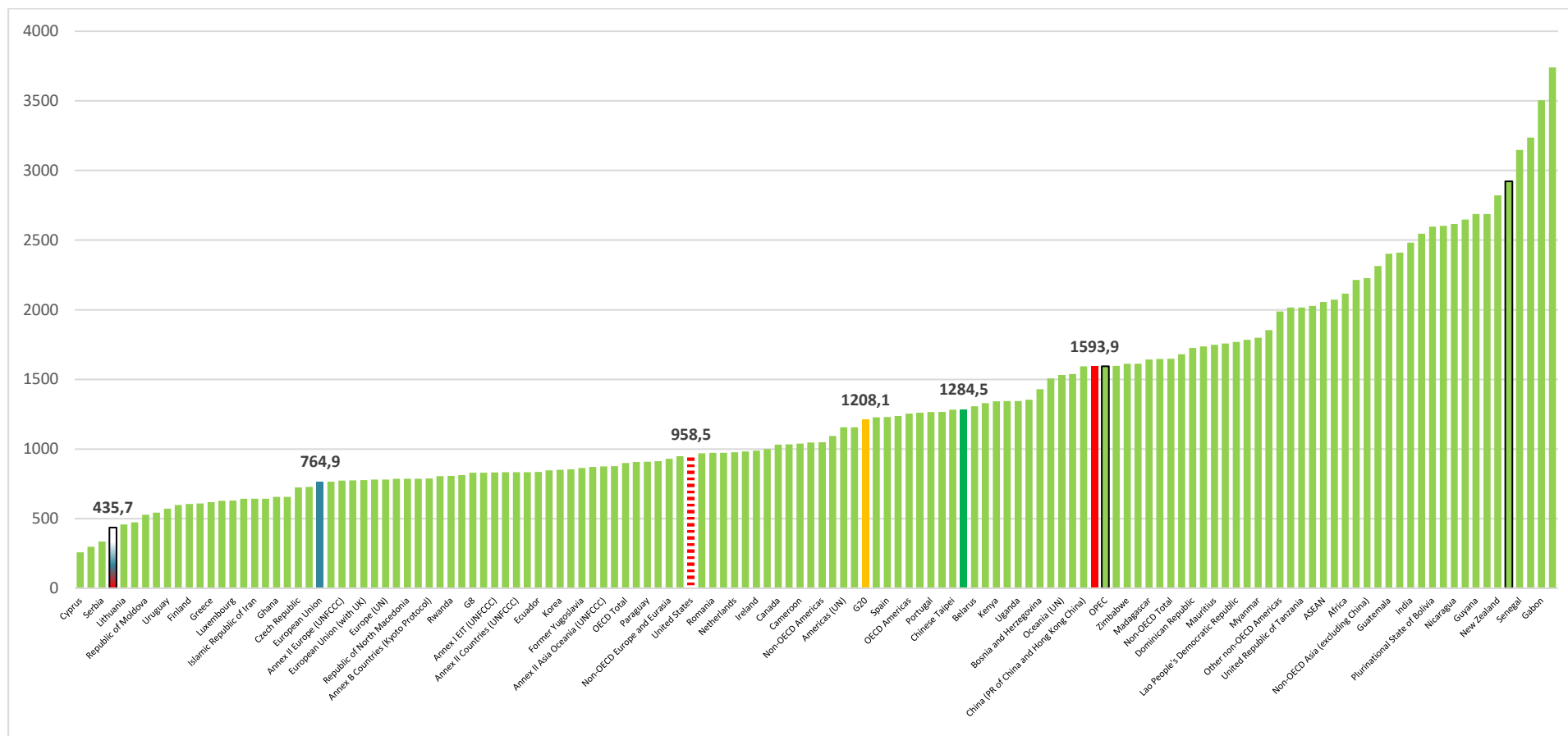
<sup>170</sup> [Electricity production by source, World](#). По данным EMBER – 700 млрд кВт-ч [Electricity Data Explorer | Ember](#)

**Рисунок 9.49 Кривая бенчмаркинга по удельным выбросам CO<sub>2</sub> на выработанную электроэнергию на ТЭС на отходах по странам мира за 2022 г. на основе данных МЭА, гCO<sub>2</sub>/кВт-ч)**



Источник: построено ЦЭНЭФ-ХХІ по данным базы данных IEA Emission Factors 2024. [Emissions Factors 2024 - Data product - IEA](#)

**Рисунок 9.50 Кривая бенчмаркинга по удельным выбросам CO<sub>2</sub> на выработанную электроэнергию на ТЭС на биомассе по странам мира за 2022 г. на основе данных МЭА, гCO<sub>2</sub>/кВт-ч**



Источник: построено ЦЭНЭФ-ХХІ по данным базы данных IEA Emission Factors 2024. [Emissions Factors 2024 - Data product - IEA](#)

### 9.9.2.6 Кривая бенчмаркинга МЭА по CO<sub>2</sub> для всех электростанций

Кривая бенчмаркинга МЭА для CO<sub>2</sub> от всех электростанций показывает уровень декарбонизации электроэнергетики. Согласно регулированию по СВАМ, удельные косвенные выбросы для товаров СВАМ по умолчанию принимаются равными значениям коэффициентов выбросов от производства электроэнергии на всех источниках, указанных в базе данных МЭА. Эти значения представляют собой средние 5-летние коэффициенты выбросов для электроэнергии за 2016–2020 годы.<sup>171</sup> Таким образом, представленные на рис. 9.52 значения уже являются частью системы регулирования по СВАМ.

Очевидно, что чем выше доля источников, не использующих ископаемые топлива, тем ниже значения этих коэффициентов. Вторым по значимости фактором является доля природного газа, а третьим – эффективность технологий топливной генерации. Влияние этих трех основных факторов и определяет общую картину.

По поводу этой кривой бенчмаркинга МЭА по CO<sub>2</sub> для всех электростанций можно сделать следующие комментарии:

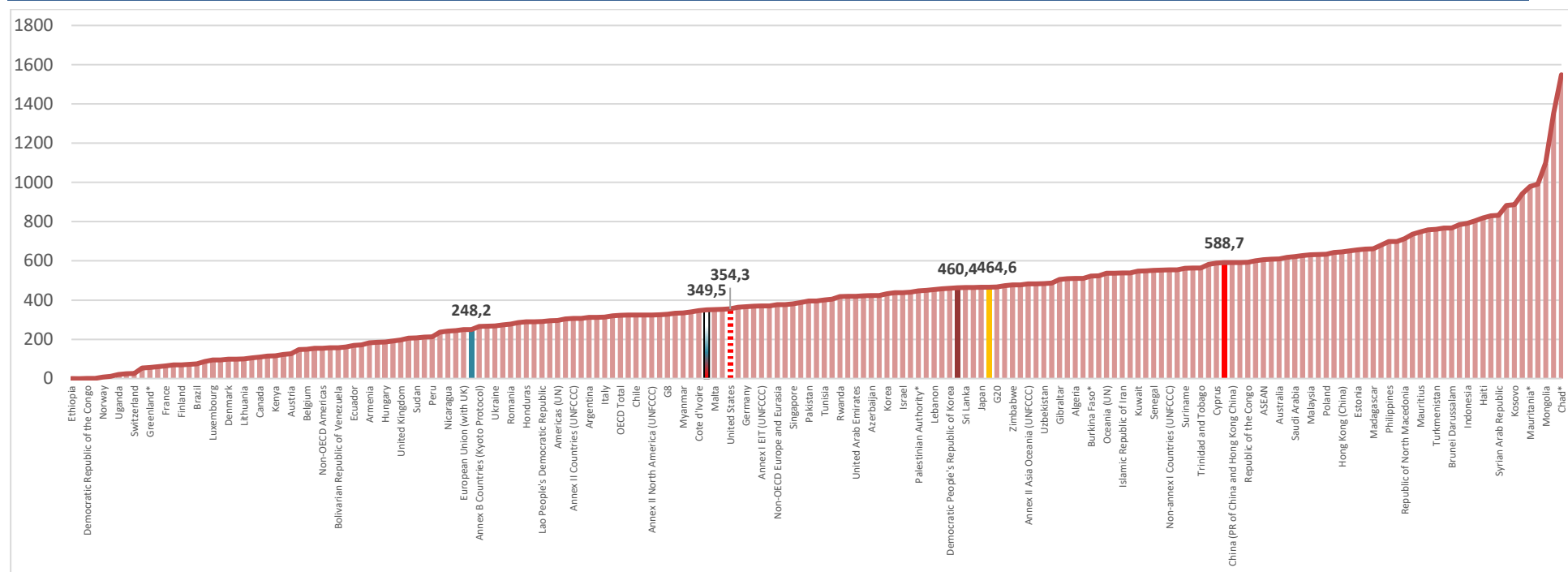
- Норвегия замыкает пятерку стран, у которых удельные выбросы ниже 10 гCO<sub>2</sub>/кВтч;
- Литва замыкает группу из 23 стран, у которых удельные выбросы ниже 100 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч;
- Великобритания замыкает группу из 43 стран, у которых удельные выбросы ниже 200 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч;
- Россия с показателем 349,5 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч оказалась на 82-м месте из 191 страны, по которым МЭА приводит данные за 2022 г.;
- оценки МЭА по России можно назвать довольно надежными, в отличие от данных Our World in Data.<sup>172</sup> По оценке ЦЭНЭФ-XXI, значение для 2022 г. составило 341 гCO<sub>2</sub>экв/кВт-ч в 2022 г. В этом расчете использовалось разнесение использования топлива на ТЭЦ на тепло и электроэнергию согласно данным формы статотчетности 4-ТЭР. По данным этой формы, КПД выработки тепла на ТЭЦ в 2022 году равен 93,8% против допущения МЭА о КПД 90% при использовании метода с фиксированной эффективностью генерации тепловой энергии. Поэтому у МЭА удельный расход топлива на выработку электроэнергии и, соответственно, удельный коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> получается немного выше. По оценке Консорциума 5, получается 344,5 гCO<sub>2</sub>экв/кВт-ч.
- средний удельный показатель выбросов для России за 2022 г. заметно выше средних значений для ЕС, почти совпал со значением для США, но заметно ниже средних значений для мира, G20 и Китая;
- при оценке косвенных выбросов от использования электроэнергии в схеме СВАМ Россия проигрывает ЕС с его 100 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч.

---

<sup>171</sup> European Commission. Directorate-General. Taxation and Customs Union. Indirect Taxation and Tax Administration. СВАМ, Energy and Green Taxation. Brussels, 22 December 2023. Default values for the transitional period of the СВАМ between 1 October 2023 and 31 December 2025, [Default values transitional period.pdf](#)

<sup>172</sup> Для России удельные выбросы CO<sub>2</sub> составили в 2024 г. 449 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч. Такой результат, видимо, обусловлен методологической ошибкой при оценке удельных выбросов. Возможно, выбросы от всех электростанций, включая ТЭЦ, отнесены только к выработке электроэнергии.

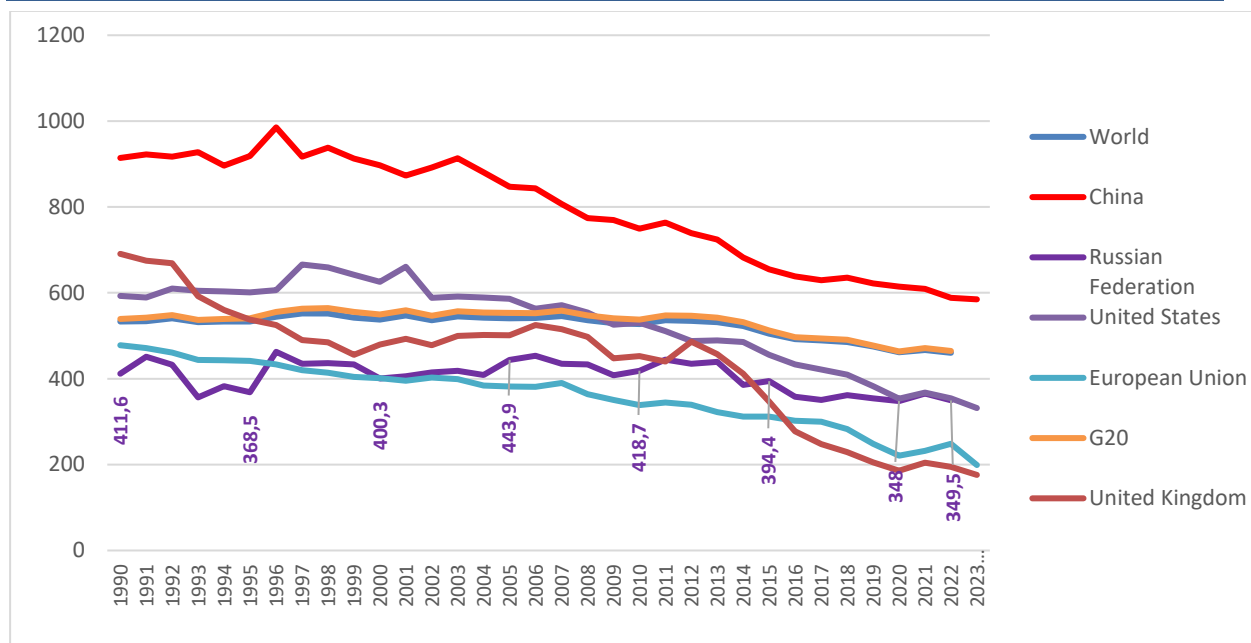
**Рисунок 9.51** Кривая бенчмаркинга по удельным выбросам CO<sub>2</sub> на выработанную электроэнергию по странам мира за 2022 г. на основе данных МЭА, гСО<sub>2</sub>/кВт-ч



Источник: построено ЦЭНЭФ-XXI по данным базы данных IEA Emission Factors 2024. [Emissions Factors 2024 - Data product - IEA](#)

Данные МЭА доказывают неверность мнения о том, что в России одна из самых низкоуглеродных генераций в мире. Тревожным является также отставание России в снижении удельных выбросов CO<sub>2</sub> (рис. 9.53).

**Рисунок 9.52** Динамика удельных выбросов CO<sub>2</sub> на выработанную электроэнергию по отдельным странам и группам стран за 1990-2022 гг. (гCO<sub>2</sub>/кВт-ч)

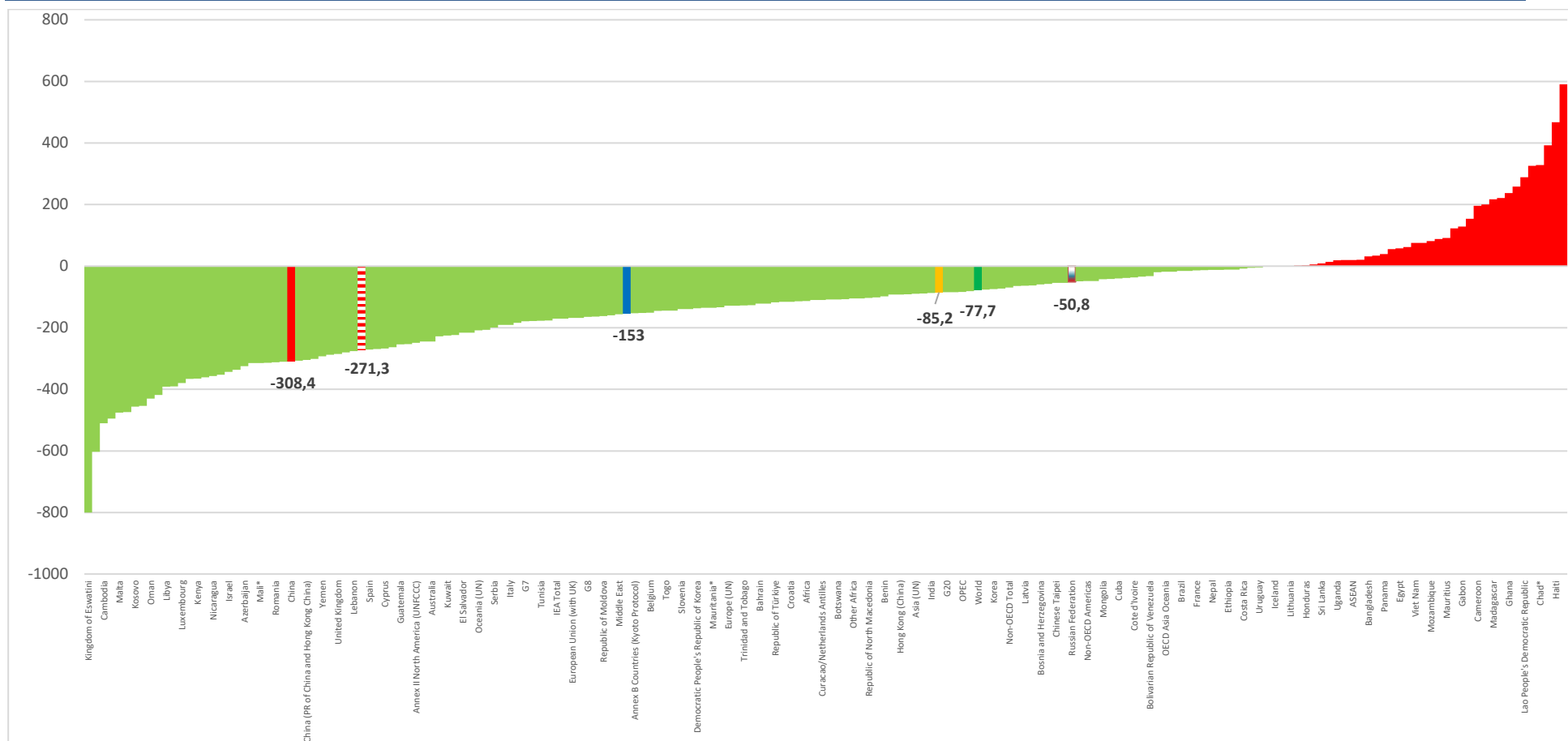


Источник: построено ЦЭНЭФ-XXI по данным базы данных IEA Emission Factors 2024. [Emissions Factors 2024 - Data product - IEA](#)

На рис. 9.54 показаны страны, ранжированные по величине снижения удельных выбросов CO<sub>2</sub> с 2000 по 2022 г. Анализ этих данных показывает, что:

- за этот период снизить удельные выбросы CO<sub>2</sub> удалось 153 странам;
- группе из 52 стран, которую замыкает Казахстан, удалось снизить удельные выбросы более чем на 200 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч;
- группе из 102 стран удалось снизить удельные выбросы более чем на 100 гCO<sub>2</sub>/кВтч;
- Россия по этому параметру оказалась на 127-м месте с показателем снижения 50,8 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч. Этократно ниже, чем в Китае (308,4), США (271,3), Великобритании (285) и ЕС (153);
- МЭА ожидает, что в 2027 г. удельный показатель для России практически сравняется со среднемировым;
- сохранение высоких темпов декарбонизации электроэнергетики во многих странах мира на фоне очень медленного снижения удельных выбросов в России во всех официальных прогнозах до 2050-2060 гг. означает, что к середине века электроэнергия в России может стать одной из самых «красных», и по данному параметру Россия будет проигрывать конкурентную борьбу на мировых рынках электроемких товаров с механизмами, подобными СВММ.

**Рисунок 9.53 Снижение удельных выбросов CO<sub>2</sub> на всю выработанную электроэнергию по странам мира в 2000-2022 гг. Данные МЭА, гСО<sub>2</sub>/кВт-ч**



Источник: построено ЦЭНЭФ-XXI по данным базы данных IEA Emission Factors 2024. [Emissions Factors 2024 - Data product - IEA](#)

### **9.9.3 Удельные выбросы CO<sub>2</sub> на суммарную генерацию электрической и тепловой энергии**

#### **9.9.3.1 Кривая бенчмаркинга МЭА по CO<sub>2</sub> для угольных ТЭС**

Кривая бенчмаркинга МЭА для удельных выбросов CO<sub>2</sub> на суммарную генерацию электрической и тепловой энергии на угольных ТЭС показана на рис. 9.55. По поводу этой кривой можно сделать следующие комментарии:

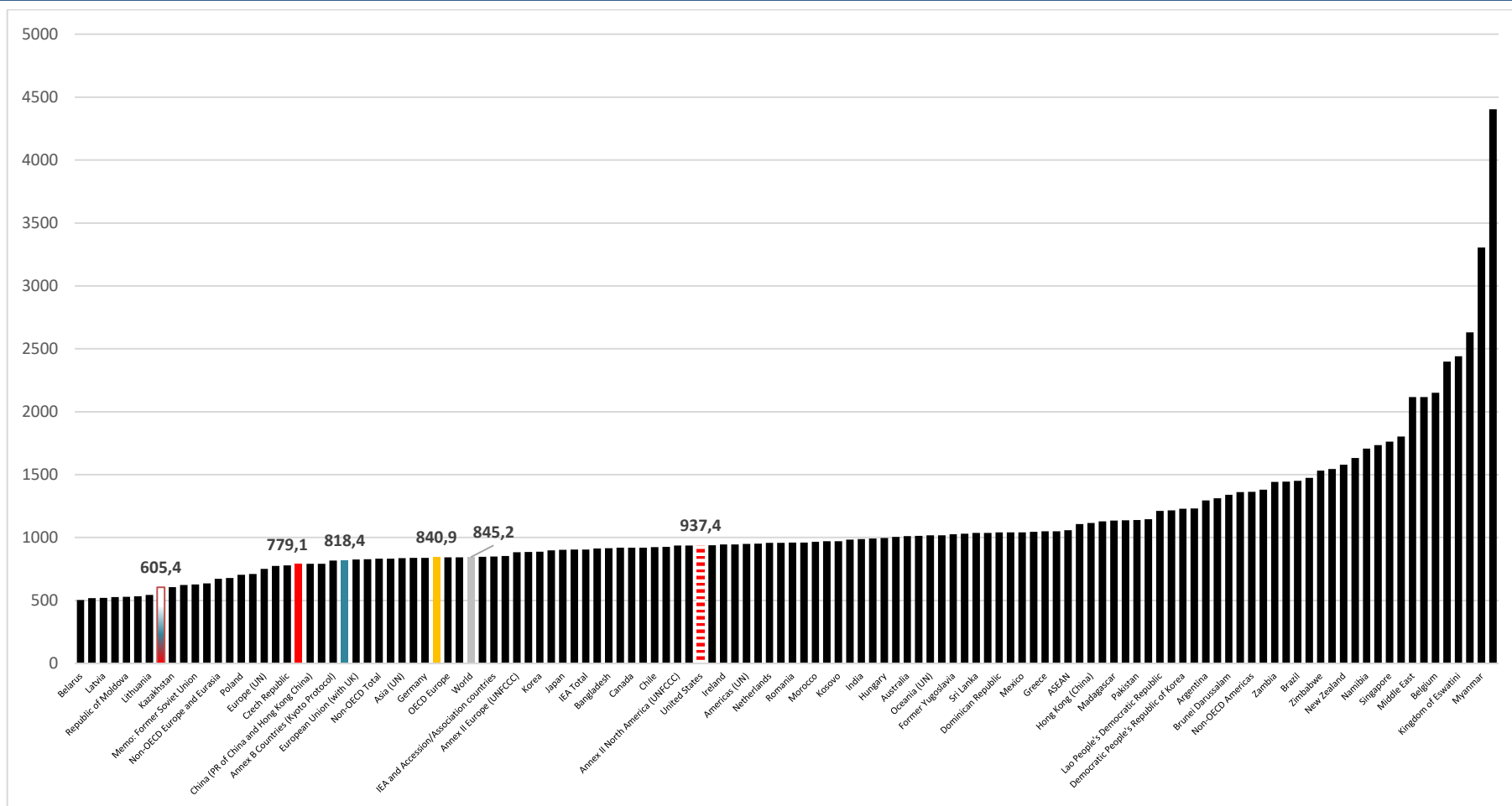
- минимальное значение показано для Беларуси – 503,8 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч. Это низкое значение предполагает высокую долю ТЭЦ в составе угольных ТЭС, высокое соотношение выработки на ТЭЦ тепла к электроэнергии при КПИТ более 66%;
- низкие значения удельных выбросов характерны для стран с большой долей ТЭЦ в составе угольных ТЭС;
- Россия занимает 8-е место в выборке из 124 стран с показателем 605,4 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч. Это объясняет заявления отдельных чиновников Минэнерго России о том, что российский уголь – самый «зеленый» в мире. Однако здесь необходимы две оговорки. Во-первых, это справедливо только по сравнению с другими ТЭС на угле. Во-вторых, все же в России угольная генерация не самая «зеленая», а восьмая по удельным выбросам. Впереди России оказались Беларусь, Финляндия, Латвия, Дания, Молдова, Кыргызстан и Литва;
- удельный показатель выбросов на суммарную генерацию электрической и тепловой энергии от угольных ТЭС для России заметно ниже средних значений для ЕС, США, Китая, мира и G20.

#### **9.9.3.2 Кривая бенчмаркинга МЭА по CO<sub>2</sub> для газовых ТЭС**

Кривая бенчмаркинга МЭА для удельных выбросов CO<sub>2</sub> на суммарную генерацию электрической и тепловой энергии от газовых ТЭС показана на рис. 9.56. По поводу этой кривой можно сделать следующие комментарии:

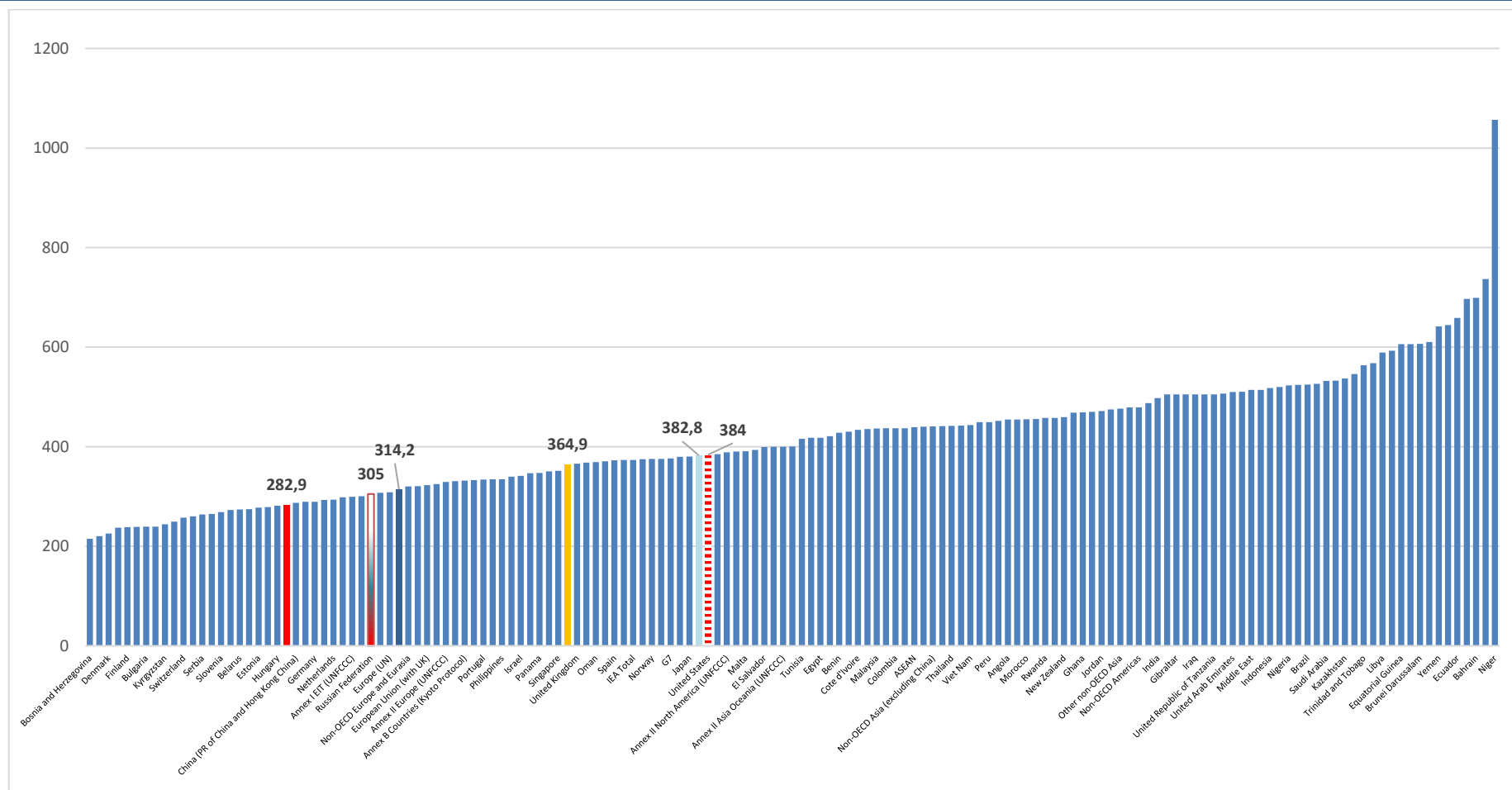
- минимальное значение показано для Боснии и Герцеговины – 215,2 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч. Это очень низкое значение, которое предполагает очень высокий КПИТ (более 90%) при очень высокой загрузке и при высоком соотношении выработки на ТЭЦ тепла по сравнению с электроэнергией;
- помимо Боснии и Герцеговины в клуб «ниже 300 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч» вошло еще 28 стран с высоким уровнем развития теплофикации на газовых ТЭС, включая Китай (282,9 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч);
- Россия с показателем 305 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч оказалась на 31-м месте из 151 стран и групп стран в выборке МЭА;
- средний показатель удельных выбросов для России за 2022 г. заметно выше значения для Китая, но ниже значений для ЕС, США, мира и G20.

**Рисунок 9.54** Кривая бенчмаркинга по удельным выбросам CO<sub>2</sub> на генерацию электрической и тепловой энергии на угольных ТЭС по странам мира за 2022 г. на основе данных МЭА, гCO<sub>2</sub>/кВт-ч



Источник: построено ЦЭНЭФ-ХХІ по данным базы данных IEA Emission Factors 2024. [Emissions Factors 2024 - Data product - IEA](#)

**Рисунок 9.55** Кривая бенчмаркинга по удельным выбросам CO<sub>2</sub> на генерацию электрической и тепловой энергии на газовых ТЭС по странам мира за 2022 г. на основе данных МЭА, гCO<sub>2</sub>/кВт-ч



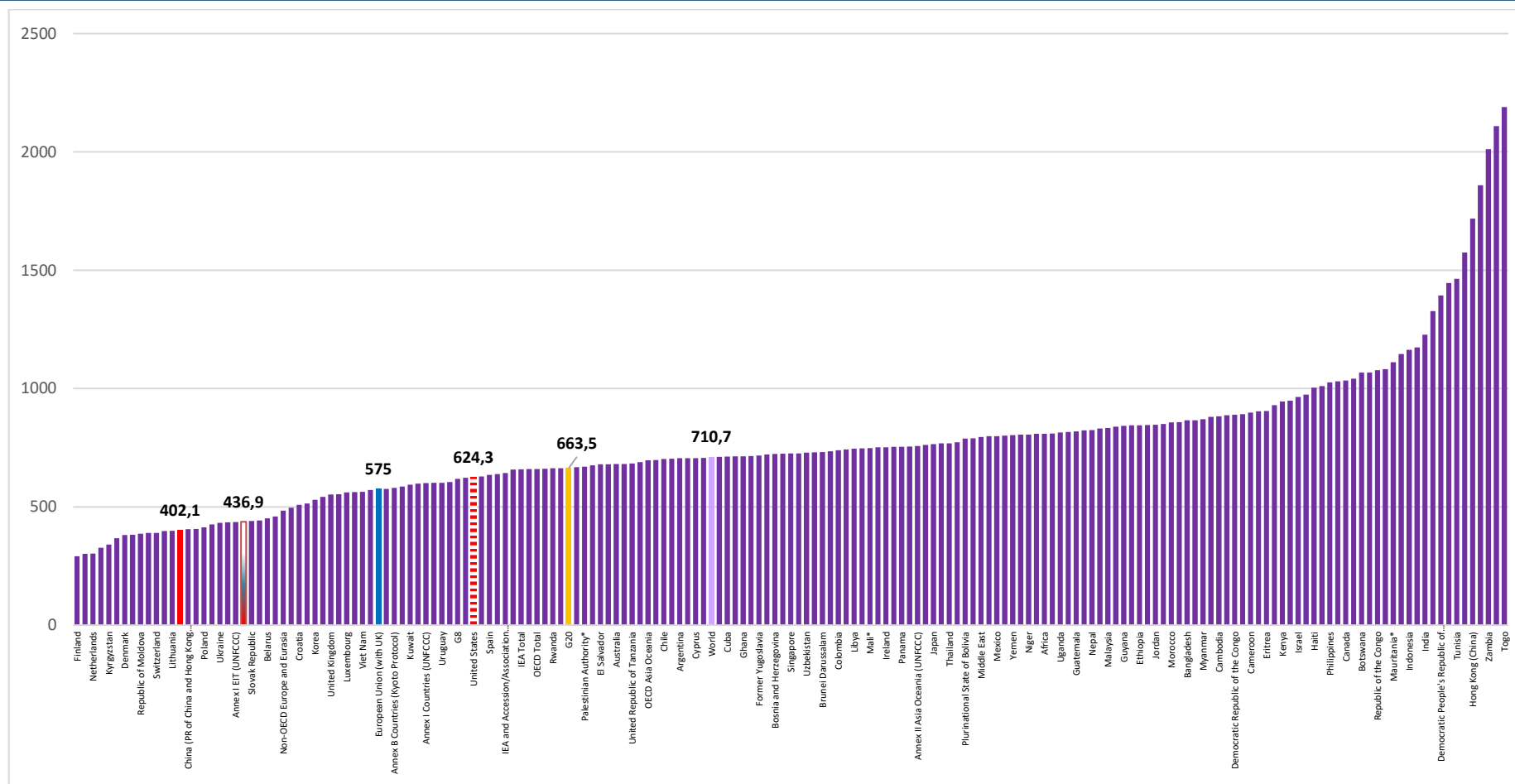
Источник: построено ЦЭНЭФ-ХХІ по данным базы данных IEA Emission Factors 2024. [Emissions Factors 2024 - Data product - IEA](#)

### 9.9.3.3 Кривая бенчмаркинга МЭА по CO<sub>2</sub> для ТЭС на нефтепродуктах

Кривая бенчмаркинга МЭА для CO<sub>2</sub> от ТЭС на нефтепродуктах показана на рис. 9.57. По поводу этой кривой можно сделать следующие комментарии:

- минимальное значение показано для Финляндии – 291,4 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч. Это значение предполагает очень высокий КПИТ (92%) при очень высокой загрузке и при высоком соотношении выработки на ТЭЦ тепла по сравнению с электроэнергией;
- Россия с показателем 436,9 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч оказалась на 22-м месте из 181 страны, по которым МЭА приводит данные;
- средний удельный показатель удельных выбросов для России за 2022 г. выше показателя для Китая (402,1 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч), но ниже значений для ЕС (575,8 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч), США (624,3 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч), G20 (663,5 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч) и мира (710,7 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч).

**Рисунок 9.56** Кривая бенчмаркинга по удельным выбросам CO<sub>2</sub> на генерацию электрической и тепловой энергии на ТЭС на жидком топливе по странам мира за 2022 г. на основе данных МЭА, гСО<sub>2</sub>/кВт-ч



Источник: построено ЦЭНЭФ-XXI по данным базы данных IEA Emission Factors 2024. [Emissions Factors 2024 - Data product - IEA](#)

#### 9.9.3.4 Кривая бенчмаркинга МЭА по CO<sub>2</sub> для ТЭС на отходах

Согласно директиве ЕС,<sup>173</sup> энергоэффективность мусоросжигательных заводов (МСЗ) оценивается по формуле:

$$R1 = \frac{(E_{el}*2,6+E_{heat}*1,1)-(E_f + E_i)}{0,97*(E_w+E_f)} \quad (9.3)$$

где:

E<sub>el</sub> – энергия, произведенная в виде электричества;

E<sub>f</sub> – использование ископаемого топлива;

E<sub>w</sub> – энергия, содержащаяся в отходах, рассчитанная по низшей теплотворной способности;

E<sub>i</sub> – импорт энергии, за исключением E<sub>w</sub> и E<sub>f</sub>;

0,97 – значение, которое учитывает потери энергии из-за тепла зольного остатка и излучения.

Для пяти польских МСЗ лучшее значение R1 в 2020-2023 гг. составило 1,04 (при среднем значении теплотворной способности 2150 ккал/кг мусора).<sup>174</sup> Однако эти значения ниже лучших в ЕС.<sup>175</sup> В отличие от традиционных кривых бенчмаркинга, для лучших МСЗ значение R1 выше. Для МСЗ, замыкающего 10% лучших МСЗ в ЕС, R1 равно примерно 1,08, а для самых лучших – 1,45. Для Московского МСЗ № 3 R1=1,0015.

Кривая бенчмаркинга МЭА по удельным выбросам CO<sub>2</sub> на генерацию электрической и тепловой энергии от ТЭС на отходах показана на рис. 9.57. По поводу этой кривой можно сделать следующие комментарии:

- минимальное значение показано для Дании – 351,7 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч. Это очень низкое значение, которое предполагает очень высокий КПИТ (86%) при очень высокой загрузке и при высоком соотношении выработки на ТЭЦ тепла по сравнению с электроэнергией;
- низкие значения удельных выбросов характерны для МСЗ стран с большой долей ТЭЦ;
- 10% выборки с показателем, равным бенчмарку для всех стран, занимает Бразилия – 672,4гCO<sub>2</sub>/кВт-ч;
- Россия с показателем 598,5 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч занимает 10-е место среди 76 включенных в выборку стран и групп стран. Это можно принять за бенчмарк для всех стран;
- показатель удельных выбросов для России заметно ниже средних значений для ЕС, США, Китая, мира и G20.

#### 9.9.3.5 Кривая бенчмаркинга МЭА по CO<sub>2</sub> для ТЭС на биомассе

Кривая бенчмаркинга МЭА для CO<sub>2</sub> от ТЭС на биомассе показана на рис. 9.58. По поводу этой кривой можно сделать следующие комментарии:

<sup>173</sup> Guidelines on the R1 energy efficiency formula in Annex II of Directive 2008/98/EC. June 2011. [First Proposal \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&plugin=1)

<sup>174</sup> Banaś, M.; Pająk, T.; Bator, J.; Wróbel, W.; Ciula, J. Energy Efficiency Analysis of Waste-to-Energy Plants in Poland. *Energies* 2024, 17, 2390. <https://doi.org/10.3390/en17102390>

<sup>175</sup> Debunking Efficient Recovery. The Performance of EU Incineration Facilities Report January 2023 Equanimator Ltd. for Zero Waste Europe. [Debunking Efficient Recovery - Full Report \[EN\].docx \(zerowasteurope.eu\)](https://zerowasteurope.eu/wp-content/uploads/2023/01/Debunking-Efficient-Recovery-Full-Report-EN.pdf)

- минимальное значение показано для Кипра – 252,1 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч. Это очень низкое значение, которое предполагает очень высокий КПИТ (86-87%) при невысоком соотношении выработки на ТЭЦ тепла по сравнению с электроэнергией;

- Россия с показателем 453,6 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч занимает 5-е место среди 143 включенных в выборку стран и групп стран;

- средний показатель удельных выбросов для России заметно ниже средних значений для ЕС, США, Китая, мира и G20.

#### **9.9.3.6 Кривая бенчмаркинга МЭА по СО<sub>2</sub> для всех электростанций**

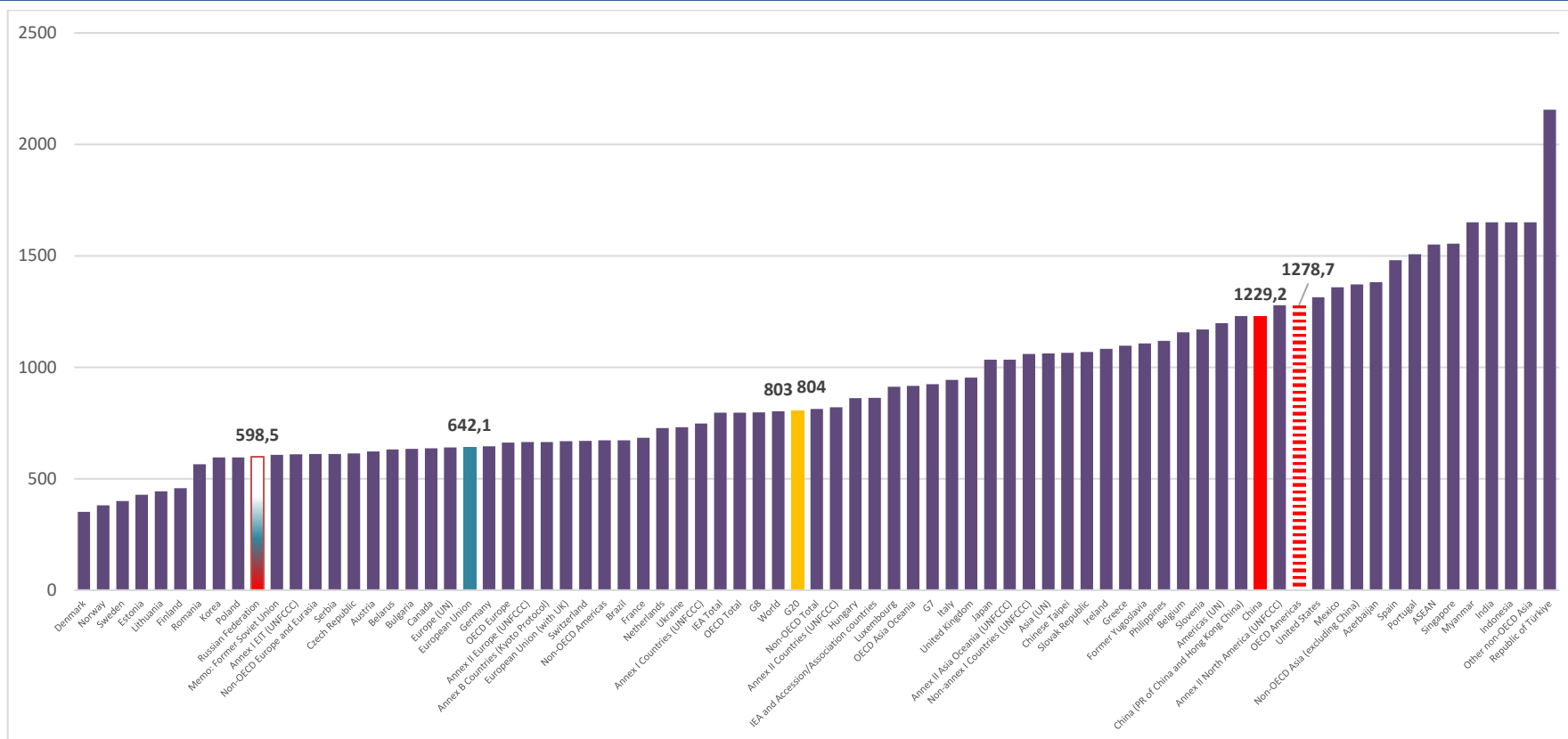
Кривая бенчмаркинга по удельным выбросам СО<sub>2</sub> на генерацию электрической и тепловой энергии по странам мира за 2022 г. на основе данных МЭА показана на рис. 9.59. По поводу этой кривой для всех электростанций можно сделать следующие комментарии:

- Швеция замыкает первую десятку стран с показателем 26 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч;
- Великобритания замыкает группу из 43 стран, у которых удельные выбросы ниже 200 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч;

- Россия с показателем 300,8 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч оказалась на 66-м месте из 190 стран, по которым МЭА приводит данные за 2022 г.;

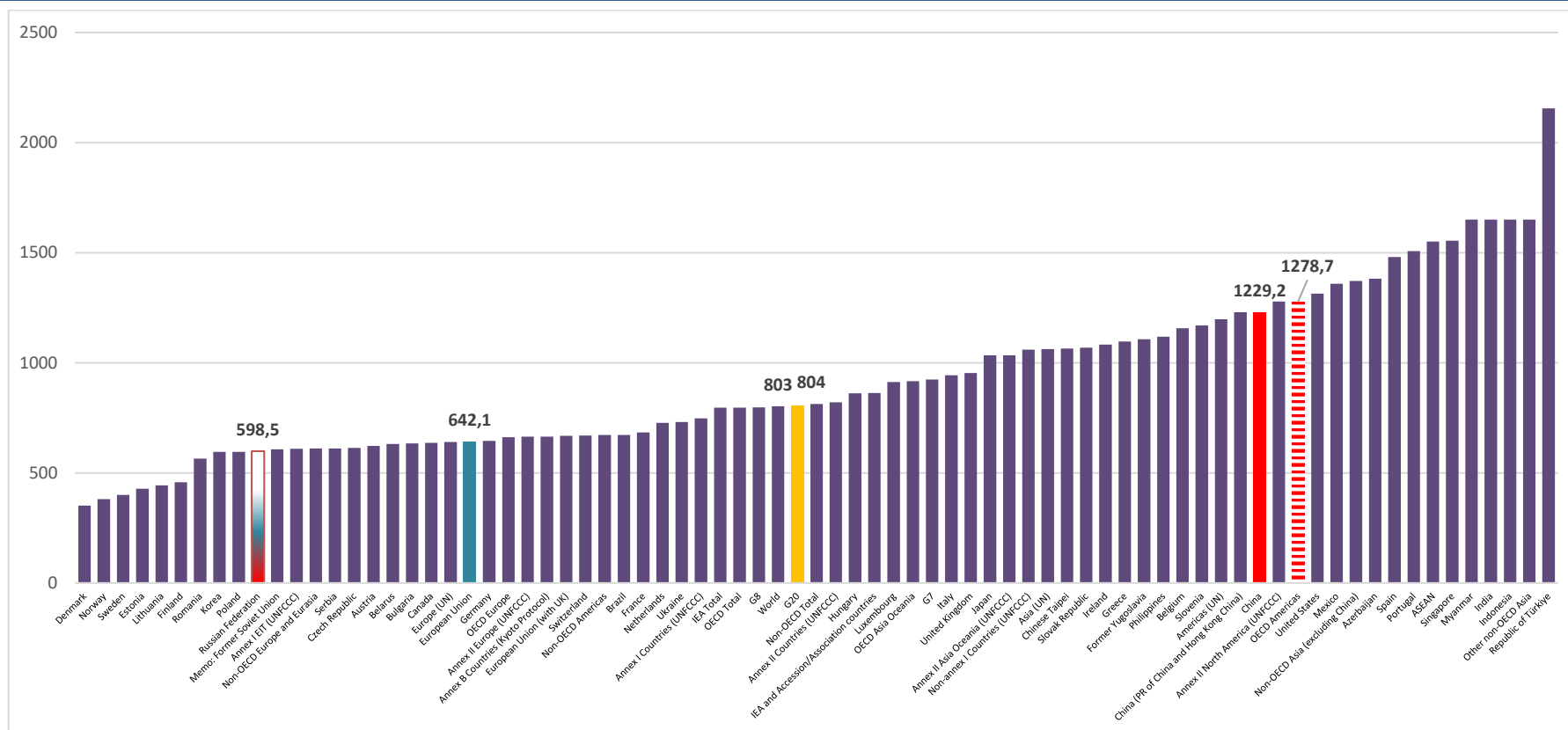
- средний удельный показатель выбросов для России за 2022 г.:
  - заметно выше среднего значения для ЕС (238,8 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч), но
  - заметно ниже значений для США (350,8 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч), мира (438,4 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч), G20 (440,2 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч) и Китая (545,7 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч).

**Рисунок 9.57** Кривая бенчмаркинга по удельным выбросам CO<sub>2</sub> на генерацию электрической и тепловой энергии на ТЭС на отходах по странам мира за 2022 г. на основе данных МЭА, гCO<sub>2</sub>/кВт-ч



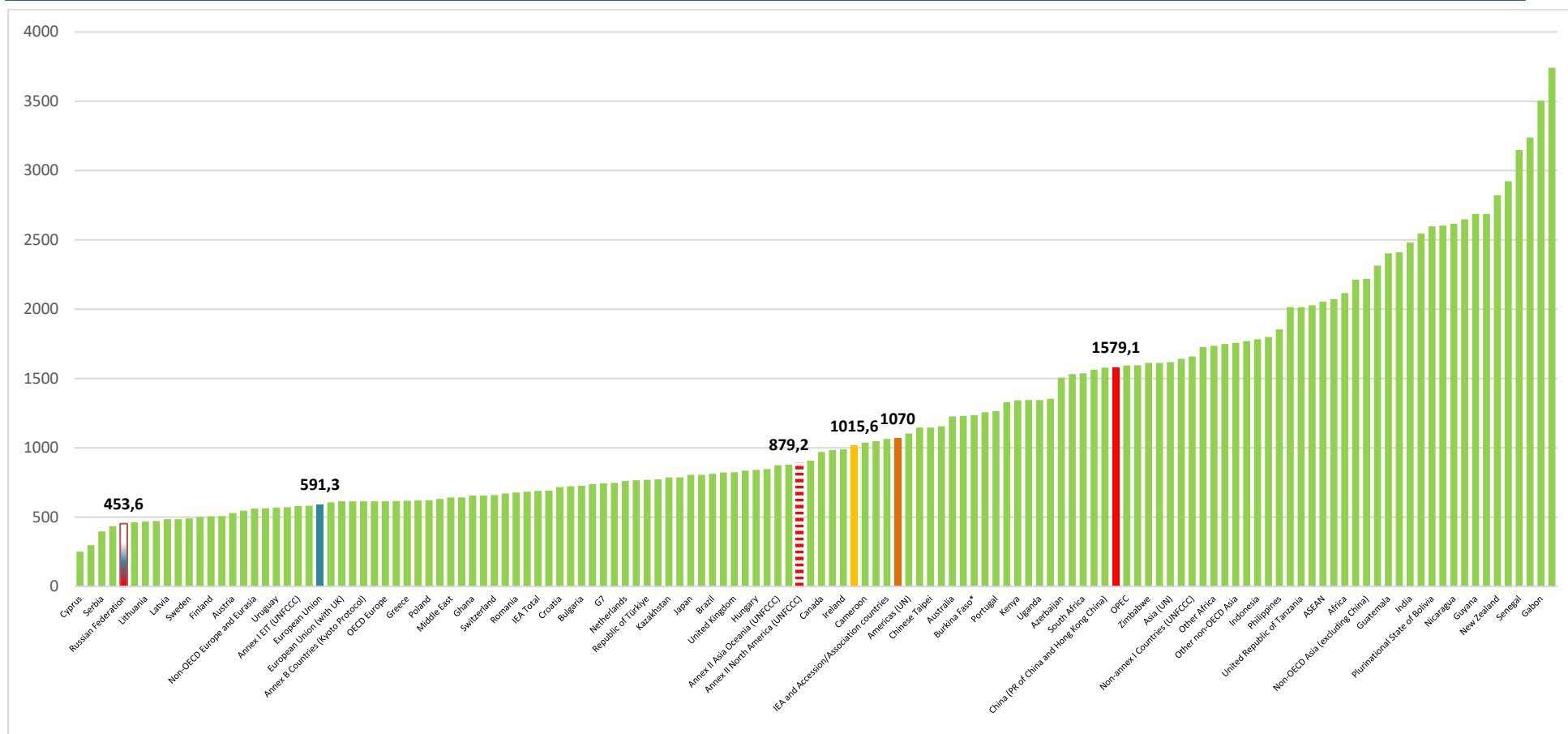
Источник: построено ЦЭНЭФ-ХХІ по данным базы данных IEA Emission Factors 2024. [Emissions Factors 2024 - Data product - IEA](#)

**Рисунок 9.58 Кривая бенчмаркинга по удельным выбросам CO<sub>2</sub> на генерацию электрической и тепловой энергии на ТЭС на биомассе по странам мира за 2022 г. на основе данных МЭА, гCO<sub>2</sub>/кВт-ч**



Источник: построено ЦЭНЭФ-ХХІ по данным базы данных IEA Emission Factors 2024. [Emissions Factors 2024 - Data product - IEA](#)

**Рисунок 9.59 Кривая бенчмаркинга по удельным выбросам CO<sub>2</sub> на генерацию электрической и тепловой энергии по странам мира за 2022 г. на основе данных МЭА, гСО<sub>2</sub>/кВт-ч**



Источник: построено ЦЭНЭФ-ХХІ по данным базы данных IEA Emission Factors 2024. [Emissions Factors 2024 - Data product - IEA](#)

## 9.9.4 Удельные выбросы трех ПГ на суммарную генерацию электрической и тепловой энергии

### 9.9.4.1 Учет прочих ПГ при оценке удельных выбросов в эквиваленте CO<sub>2</sub>

Согласно положениям Главы 2 «Стационарное сжигание топлива» Руководящих принципов национальных инвентаризаций парниковых газов (МГЭИК, 2006), в процессах стационарного сжигания топлива, помимо CO<sub>2</sub>, учитываются также выбросы ещё двух ПГ: CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O. Удельные выбросы этих ПГ зависят как от вида используемого топлива, так и от технологии его сжигания. Они заданы в серии таблиц Главы 2 Стационарное сжигание топлива. Таким образом, для каждой страны на основе данных инвентаризации можно определить удельные выбросы как в единицах CO<sub>2</sub>, так и в единицах CO<sub>2</sub>экв.

В Китае в системе торговли квотами бенчмарки устанавливаются только для CO<sub>2</sub>.<sup>176</sup> В рамках СВМ до конца 2025 г. используются средние для страны происхождения удельные значения только для CO<sub>2</sub> как для установок, работающих на ископаемом топливе, так и для всех электростанций. Значения устанавливаются для CO<sub>2</sub>, но выражаются в CO<sub>2</sub>экв. С 2026 года будут действовать новые значения бенчмарков по умолчанию (на момент завершения данной работы они еще не были объявлены). Коэффициент выбросов для электроэнергии в системе торговли выбросами ЕС рассчитывается путем деления общего объема выбросов CO<sub>2</sub> от производства электроэнергии и тепла на общий объем производства электроэнергии и тепла. Выбросы CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O на ТЭС в этой схеме пока не учитываются, но при этом квоты для производства электроэнергии рассчитываются в эквиваленте CO<sub>2</sub>. Система торговли выбросами ЕС требует с 2024 г. наладить мониторинг, отчетность и верификацию также по выбросам метана и закиси азота и с 2026 г. уже включит эти два газа в систему торговли квотами, но только для морского транспорта. В перспективе возможно включение этих газов в систему торговли квотами и для других секторов. Существует возможность использования показателей удельных выбросов в эквиваленте CO<sub>2</sub>.

В базе данных МЭА по удельным выбросам ПГ для каждой страны задаются коэффициенты удельных выбросов CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O в г/кг для следующих видов используемого топлива: антрацит, коксующийся уголь, прочий битуминозный уголь, полубитуминозный уголь, лигнит, патентное топливо, кокс, газовый кокс, каменноугольная смола, БКБ (каменноугольная нефть), торф, торфопродукты, горючие сланцы и битуминозные пески, нефть/ШФЛУ/сырье (если нет подробностей), сырая нефть, шипучие фракции природного газа, сырье для НПЗ, добавки/компоненты смешивания, оримульсия, другие углеводороды, нефтезаводской газ, этан, сжиженные углеводородные газы, автомобильный бензин (без биотоплива), авиационный бензин, бензиновое реактивное топливо, керосиновое реактивное топливо (без биотоплива), керосин, газовое/дизельное топливо (без биотоплива), мазут, нефтяной кокс, прочие нефтепродукты. Затем эти данные используются при определении удельных выбросов CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O в расчете на 1 кВт-ч.

---

<sup>176</sup> 附件 1. 2021、2022 年度全国碳排放权交易配额总量 设定与分配实施方案 (发电行业) Приложение 1. План реализации по установлению и распределению общего объема национальных квот на выбросы углерода в 2021 и 2022 годах (энергетика) [5b2f4703b3734d2295a07ef938a4b2c1.pdf](https://www.mee.gov.cn/jijinhua/202107/20210703_5b2f4703b3734d2295a07ef938a4b2c1.pdf)

Для пересчета в эквивалент  $\text{CO}_2$  выбросы переводятся с использованием коэффициентов из Шестого Оценочного доклада МГЭИК для 100-летнего потенциала глобального потепления:  $1 \text{ гCH}_4 = 27 \text{ гCO}_2\text{экв}$ ;  $1 \text{ гN}_2\text{O} = 273 \text{ гCO}_2\text{экв}$ . Удельные выбросы в  $\text{CO}_2\text{экв}$  приводятся как в расчете только на электроэнергию, так и в расчете на сумму электрической и тепловой энергии для угольных и газовых ТЭС, ТЭС на нефтепродуктах, отходах и биомассе и на всех электростанциях в целом. Таким образом, для удельных выбросов в эквиваленте  $\text{CO}_2$  также можно построить 12 кривых бенчмаркинга. Однако учет выбросов  $\text{CH}_4$  и  $\text{N}_2\text{O}$  приводит к повышению суммарных удельных выбросов в расчете на 1 кВт-ч в среднем на 0,1% для природного газа, на 0,32% для нефтепродуктов, на 0,44% для угля, на 1,7% для отходов и на 1,62% для биомассы. В Национальном докладе о кадастре за 2024 г.<sup>177</sup> для электроэнергетики России даны близкие соотношения: увеличение на 0,09% для природного газа, на 0,32% для нефтепродуктов, 0,44% для угля, и на 1,7% для биомассы. Таким образом, все 12 кривых бенчмаркинга для трех ПГ практически воспроизводят кривые только для  $\text{CO}_2$  с одинаковым сдвигом для отдельных видов топлива. Эти кривые построены и используются в Калькуляторе, но в отчет они не включены. Только для удельных выбросов на суммарную генерацию параметры сдвига меняются вслед за изменением структуры генерации по источникам энергии. Максимальная коррекция суммарного показателя получается для стран и регионов с высокой долей биомассы (например, Швеции), поскольку в суммарном удельном показателе выбросы  $\text{CO}_2$  не учитываются, а выбросы  $\text{CH}_4$  и  $\text{N}_2\text{O}$  учитываются.

В среднем по миру для суммарного показателя коррекция равна 0,43%, а для России – 0,26%. Поэтому кривые бенчмаркинга по  $\text{CO}_2$  и  $\text{CO}_2\text{экв}$  практически совпадают. В группе из 191 страны отмечены только несколько перестановок для стран с очень близкими удельными выбросами ПГ.

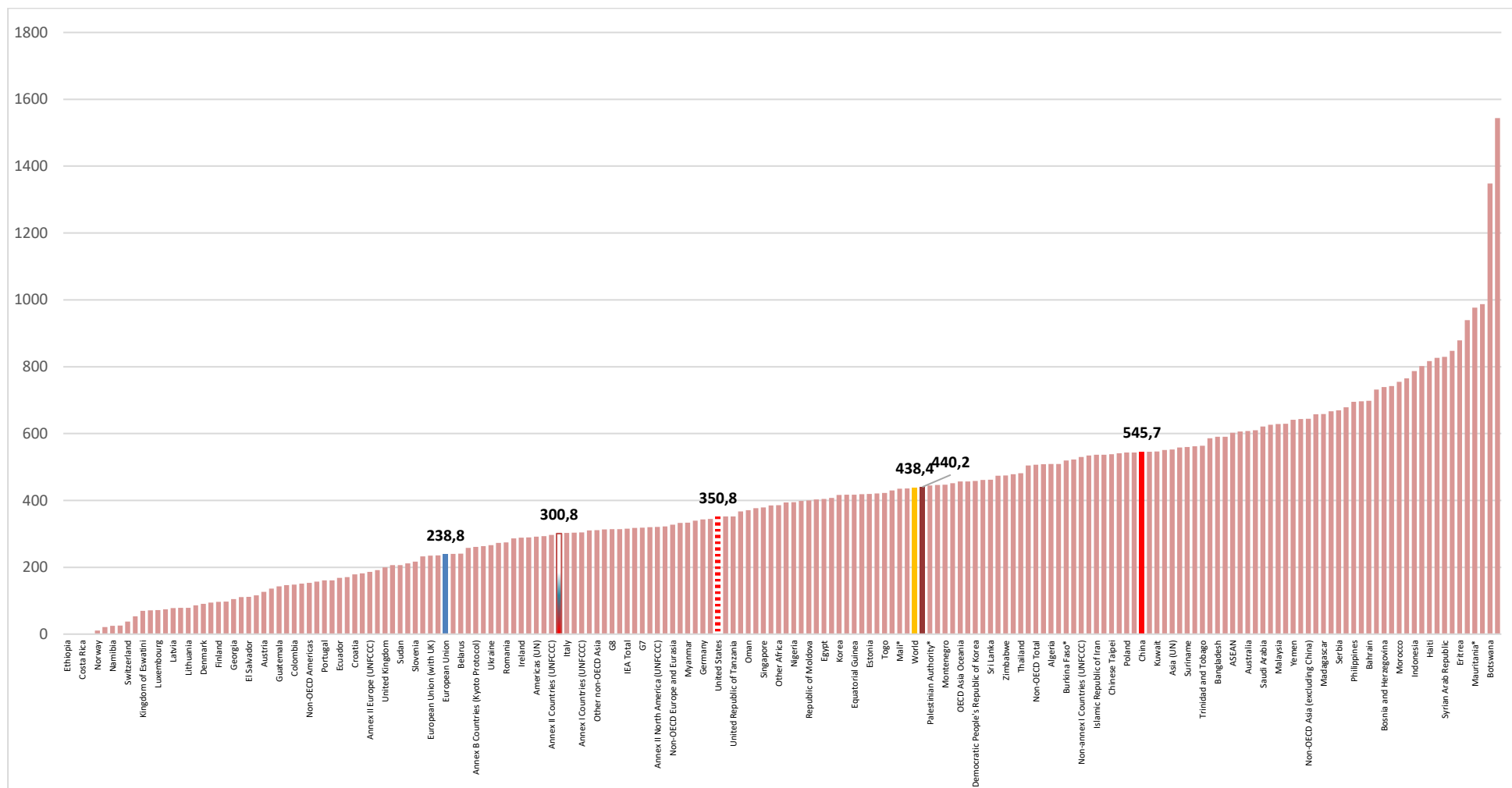
По поводу кривой бенчмаркинга МЭА по  $\text{CO}_2\text{экв}$  для всех электростанций (рис. 9.60) можно сделать следующие комментарии:

- Норвегия замыкает пятерку стран, у которых удельные выбросы ниже  $10 \text{ гCO}_2\text{экв/кВт-ч}$ ;
- Кыргызстан замыкает группу из 22 стран, у которых удельные выбросы ниже  $100 \text{ гCO}_2\text{экв/кВт-ч}$ ;
- Великобритания замыкает группу из 43 стран, у которых удельные выбросы ниже  $200 \text{ гCO}_2\text{экв/кВт-ч}$ ;
- Россия с показателем  $350,4 \text{ гCO}_2\text{экв/кВт-ч}$  оказалась на 82-м месте из 191 страны, по которым МЭА приводит данные за 2022 г.;
- средний удельный показатель выбросов для России за 2022 г. заметно выше средних значений для ЕС, несколько ниже значения для США ( $355,5 \text{ гCO}_2\text{экв/кВт-ч}$ ), но заметно ниже средних значений для мира, G20 и Китая.

---

<sup>177</sup> Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов парниковых газов из источников и их абсорбции поглотителями за 1990 – 2022 гг. Часть 1. Москва, 2024 [National Inventory v1](#)

**Рисунок 9.60** Кривая бенчмаркинга по удельным выбросам (сумма CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O в CO<sub>2</sub>экв) на генерацию электроэнергии по странам мира за 2022 г. на основе данных МЭА, гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч



Источник: построено ЦЭНЭФ-XXI по данным базы данных IEA Emission Factors 2024. [Emissions Factors 2024 - Data product - IEA](#)

## 9.10 Бенчмарки в системе торговли квотами на выбросы ПГ в Китае

Установленные в Китае на 2024 г. бенчмарки по удельным выбросам на производство электрической и тепловой энергии на угольных и газовых ТЭС соответствуют одним из самых лучших страновых показателей в мире. На первом этапе углеродный рынок в Китае охватывал только электроэнергетику. Генерирующие компании получают бесплатно квоты на основании бенчмарков – контрольных показателей удельных выбросов в тCO<sub>2</sub>/кВт-ч для электроэнергии и в тCO<sub>2</sub>/ГДж для выработки тепла. При превышении этих уровней компании должны покупать квоты на рынке. Угольные электростанции были разделены на три группы, а для газовых ТЭС используется одна группа (табл. 9.27). Электростанции с ЦКС используют низкосортный уголь, поэтому у них удельные выбросы выше. Компании, выбросы которых превышают квоту, обязаны либо снизить удельные выбросы ПГ, либо покупать квоты, а компании с более низким уровнем выбросов могут продать излишки квот. Для угольных ТЭС мощностью свыше 300 МВт бенчмарк соответствует лучшему шестому страновому показателю в рейтинге МЭА, а по газовым – 16-му лучшему страновому показателю. Однако поскольку на 2024 г. в Китае заданы более высокие КПД для тепловой энергии, сопоставимые с данными МЭА удельные выбросы по электроэнергии будут еще ниже. То есть установленные в Китае на 2024 г. бенчмарки соответствуют самым лучшим страновым показателям в мире.

**Таблица 9.27 Контрольные значения удельных выбросов углерода (бенчмарки) по типам ТЭС в системе торговли квотами в Китае**

Категория блока	Электроснабжение, тCO <sub>2</sub> /МВт-ч					Теплоснабжение, тCO <sub>2</sub> /ГДж				
	2019-2021	2021	2022	2023	2024	2019-2021	2021	2022	2023	2024
Традиционные угольные блоки мощностью более 300 МВт	0,8770	0,8218	0,8177	0,7950	0,7910	0,1260	0,1111	0,1105	0,1038	0,1033
Обычные угольные блоки мощностью 300 МВт и ниже	0,8920	0,8773	0,8729	0,8090	0,8049					
Нетрадиционные угольные установки (включая угольные установки с циркулирующим кипящим слоем), такие как угольная порода, угольный шлак и водоугольная суспензия	0,9627	0,9350	0,9303	0,8285	0,8244					
Газовые установки	0,3930	0,3920	0,3901	0,3305	0,3288					
						0,0590	0,0560	0,0557	0,0536	0,0533

Источники: 附件 1. 2021、2022 年度全国碳排放权交易配额总量 设定与分配实施方案 (发电行业)

Приложение 1. План реализации по установлению и распределению общего объема национальных квот на выбросы углерода в 2021 и 2022 годах (энергетика); [5b2f4703b3734d2295a07ef938a4b2c1.pdf](#) 241030-china-

[allocation-plan\\_updated-benchmark-values\\_formula\\_pdf.pdf](#); [关于做好2023、2024年度发电行业全国碳排放权交易配额分配及清缴相关工作的通知](#) [关于做好2023、2024年度发电行业全国碳排放权交易配额分配及清缴相关工作的通知](#)

Для угольных станций с блоками мощностью более 300 МВт бенчмарки для 2024 г. соответствуют КПД 43-44%, а для блоков менее 300 МВт – 42-43%. За 2019-2024 гг. бенчмарки были понижены на значимые 10%. Бенчмарк для тепловой энергии от угольных ТЭС на 2024 г. соответствует КПД около 92-93%. Для газовых станций принят КПД по электроэнергии 59% (то есть это высокоэффективная ПГУ), а по тепловой энергии – свыше 100%.

### 9.11 Бенчмарки в системе торговли квотами на выбросы ПГ в ЕС

В рамках европейской системы торговли квотами на выбросы (ЕСТ) бенчмарки по электроэнергии не используются. На период 2013-2020 гг. был установлен бенчмарк для тепловой энергии, равный 62,3 кгСО<sub>2</sub>/ГДж, или 260,9 кгСО<sub>2</sub>/Гкал. Он был основан на предположении, что КПД источника тепла равен 90%, и этот источник работает на природном газе (143/0,9\*(1,64)).<sup>178</sup> Для периода 2021-2025 гг. этот бенчмарк был снижен до 47,3 кгСО<sub>2</sub>/ГДж, или до 198 кгСО<sub>2</sub>/Гкал. При использовании на источнике тепла природного газа получается, что он соответствует КПД 118% (143/1,18\*1,64). С 2005 г. в ЕС27 коэффициенты выбросов при производстве тепловой энергии на котельных снизились на 18,3% – с 281,8 до 230,1 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч,<sup>179</sup> или с 327 до 260 кгСО<sub>2</sub>/Гкал. При использовании природного газа последнее значение эквивалентно КПД 90%.

### 9.12 Сравнительный анализ результатов бенчмаркинга для ТЭС России при использовании российского и зарубежных методических подходов к оценке удельных выбросов парниковых газов

Сравнение результатов бенчмаркинга для ТЭС России при использовании российского и зарубежных методических проведено на примере трех показателей – индикативный показатель 1, индикативный показатель 2 и среднее по выборке – для ТЭС, работающих на разных видах топлива. Результаты сравнения представлены в табл. 9.28. Очевидно, что значения всех показателей существенно зависят от метода разнесения затрат топлива на выработку электрической и тепловой энергии и без применения специальных алгоритмов несопоставимы. Самые близкие значения получаются для физического метода и метода МЭА. Используемый в Справочнике ИТС 38-2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» пропорциональный метод дает самые высокие значения удельных выбросов СО<sub>2</sub>.

**Таблица 9.28** Эталонные значения удельных выбросов на выработку электроэнергии на ТЭС, СО<sub>2</sub>/кВт-ч

	ИП <sub>1</sub>	ИП <sub>2</sub>	Среднее по выборке ТЭС
Газовые ТЭС			
физический метод	514,6	345,5	325,8
пропорциональный метод	587,6	433,6	447,6

<sup>178</sup> Update of benchmark values for the years 2021 – 2025 of phase 4 of the EU ETS. Benchmark curves and key parameters. Updated final version issued on 12 October 2021. [policy\\_ets\\_allowances\\_bm\\_curve\\_factsheets\\_en.pdf](#) 1.64 – коэффициент выбросов трех ПГ для природного газа.

<sup>179</sup> ISPRA. 2022. Efficiency and decarbonization indicators for total energy consumption and power sector. Comparison among Italy and the biggest European countries. Rapporti 366/2022.

	ИП <sub>1</sub>	ИП <sub>2</sub>	Среднее по выборке ТЭС
метод МЭА	558,2	365,6	341,3
«китайский» метод	920,4	555,3	423,4
Угольные ТЭС			
физический метод	1766,1	1022,4	940,7
пропорциональный метод	2086,0	1326,8	999,1
метод МЭА	2022,7	1220,2	971,5
«китайский» метод	2137,1	1288,1	981,4
Мазутные ТЭС			
метод станций**	5314,1	2796,5	758,6
метод МЭА	1836,1	1142,7	624,0

\*\* Метод станций – данные, по которым произведена оценка индикативных показателей, представленные в схемах теплоснабжения и схемах и программах развития электроэнергетических систем.

\*\*\* Биотопливо включает в себя как биотопливо, так и возобновляемые отходы. Коэффициент выбросов приведен для информации, поскольку выбросы CO<sub>2</sub> от биотоплива не учитываются в общем объеме выбросов CO<sub>2</sub>.

Источники: Расчеты ЦЭНЭФ-XXI по выборкам ТЭС; [IEA Methodology Emission Factors 2024.pdf](#)

Для России удельные выбросы на выработку электроэнергии выгоднее оценивать по физическому методу, поскольку он дает:

- более низкие значения удельных выбросов ПГ;
- результаты, сопоставимые с оценками по методологии бенчмаркинга МЭА, которые наиболее широко используются в мире.

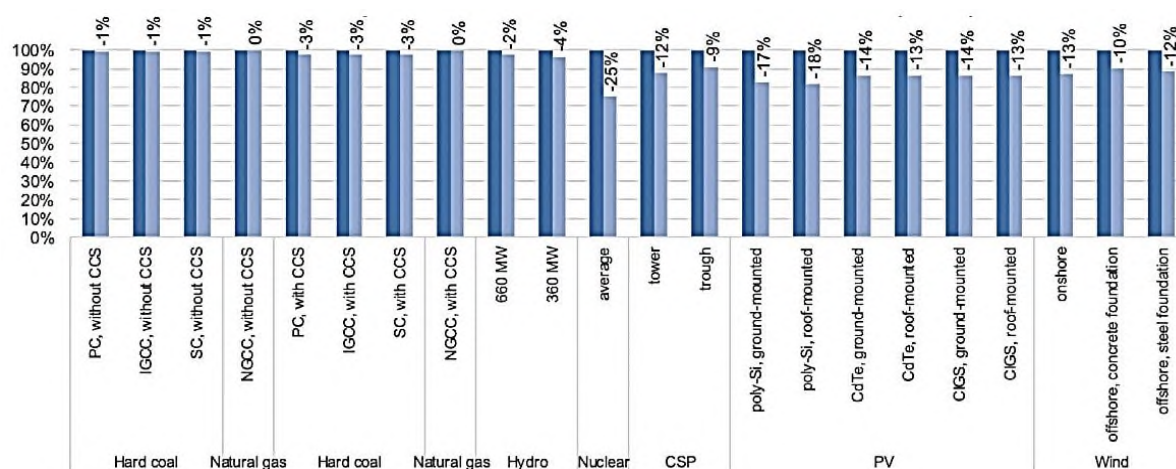
Это важно, потому что электроэнергия экспортируется, а тепловая энергия – нет, и кроме того, при расчете косвенных выбросов первоочередное внимание уделяется именно электроэнергии. Важно также, что функционал программного комплекса «Бенчмаркинг ТЭС» позволяет получать оценки в любой из представленных в табл. 9.28 систем бенчмаркинга.

## 10 Потенциал снижения удельных выбросов ПГ на ТЭС

### 10.1 Основные мероприятия по снижению эмиссии парниковых газов на ТЭС

Заметное снижение средних удельных выбросов ПГ на источниках, использующих ископаемое топливо, возможно только на базе смены технологий генерации электроэнергии. Возможности снижения средних удельных выбросов ПГ за счет совершенствования каждой технологии генерации электроэнергии есть, но они довольно ограничены (рис. 10.1). Удельные выбросы ПГ при производстве электроэнергии на ТЭС по видам основного топлива без применения технологии CCUS определяются уровнями единичной мощности, сроками службы оборудования, его КПД, наличием теплофикационной выработки и углеродоемкостью топлива.

**Рисунок 10.1** Различия в выбросах парниковых газов в течение жизненного цикла для отдельных технологий между 2020 и 2050 годами



Источник: United Nations Economic Commission for Europe. 2021. Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options [LCA\\_final.pdf](#)

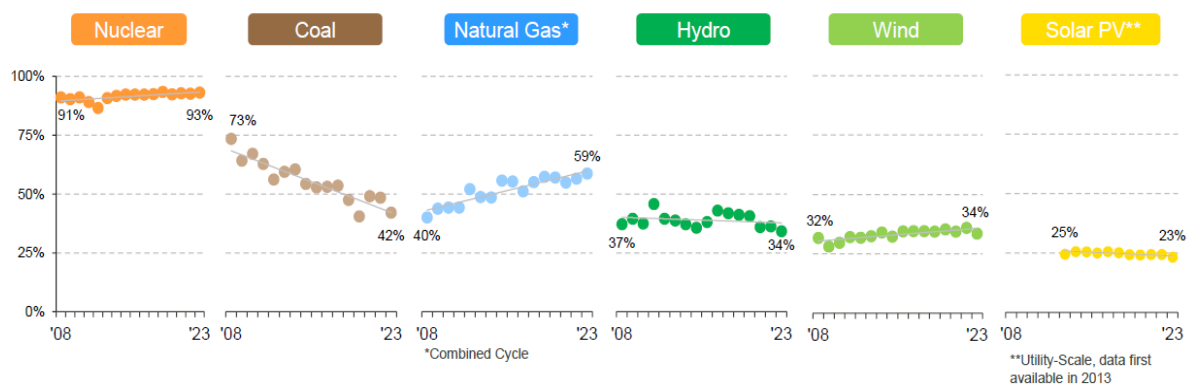
К основным мероприятиям по снижению эмиссии парниковых газов на ТЭС можно отнести:

- повышение загрузки генерирующего оборудования (числа часов использования установленной мощности);
- повышение доли теплофикационной выработки электроэнергии;
- перевод ТЭС с угля на газообразные топлива;
- строительство новых газовых ТЭС с высоким КПД (ПГУ);
- строительство новых угольных ТЭС с суперсверхкритическими параметрами пара (выше 600°C и более 30 МПа) и КПД более 45%;
- вывод из эксплуатации и демонтаж устаревшего генерирующего оборудования;
- снижение расходов на собственные нужды, в т.ч. за счет применения детандер-генераторных агрегатов для утилизации избыточного давления транспортируемого природного газа и др.);
- внедрение водородных установок;
- внедрение технологий улавливания и захоронения CO<sub>2</sub>.

Как показывает опыт США, за счет роста числа часов использования установленной мощности можно снизить УРУТ для газовых ТЭС, но не для угольных,

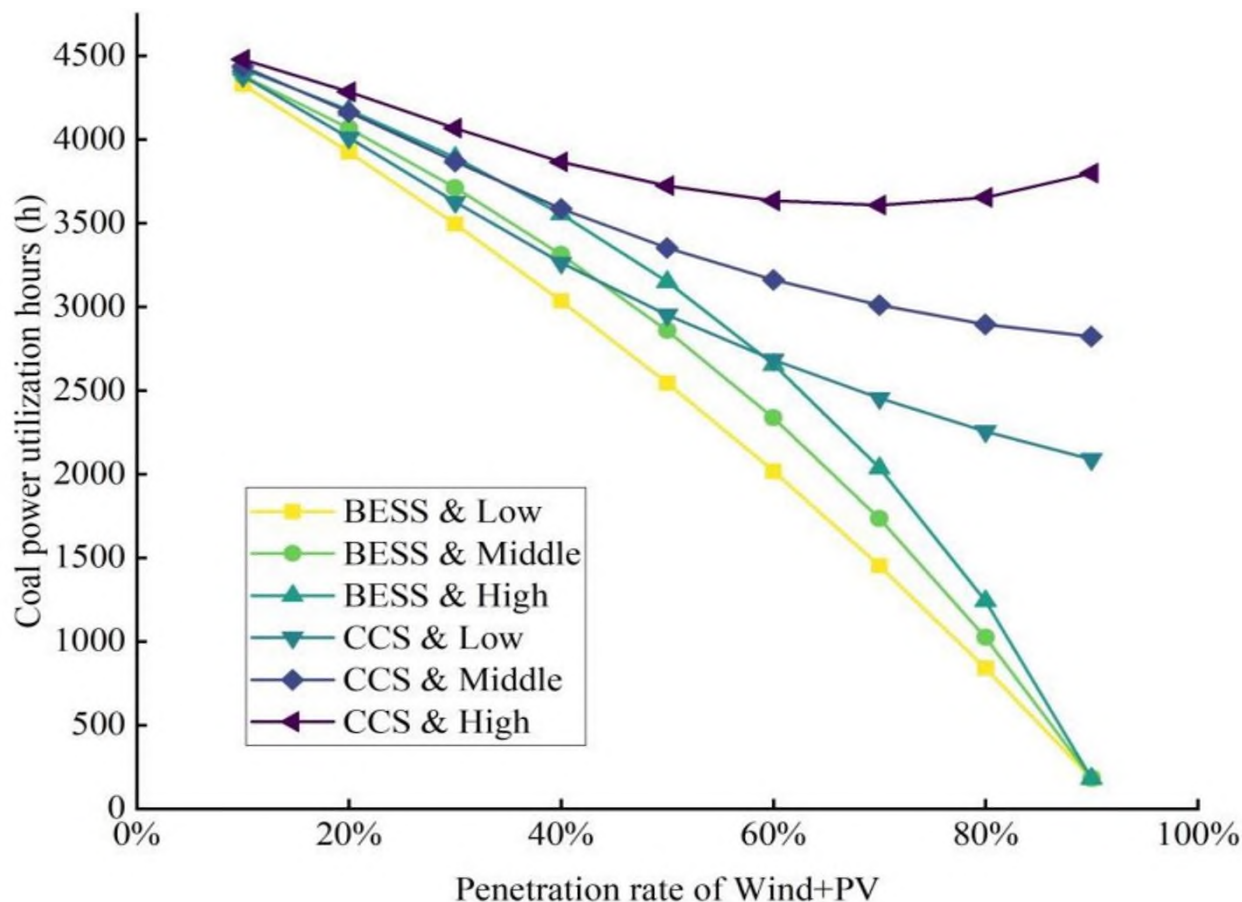
загрузка которых заметно падает (рис. 10.2). Прогнозы по Китаю показывают, что по мере декарбонизации электроэнергетики она будет падать и далее (рис. 10.3).<sup>180</sup> Со временем это коснется и газовых ТЭС. В странах ЕС это уже произошло.

**Рисунок 10.2** Годовые коэффициенты использования установленной мощности для отдельных видов топлива и технологий в США



Источник: Benchmarking Air Emissions of the 100 Largest Electric Power Producers in the United States, 2024, <https://www.erm.com/globalassets/documents/reports/benchmarking-air-emissions-2024.pdf>

**Рисунок 10.3** Годовые значения числа часов использования установленной мощности угольных ТЭС в Китае



<sup>180</sup> См. также: Dong X., T. Buckley, A. Jonson, 2024. Power shift: Staggering rise of renewables positions. China to end new coal power before 2030. Climate Energy Finance. 30 April 2024.

Источник: Lin B., Zh. Liu. Could coal-fired power plants with CCS be an effective way for carbon neutrality in China? *Journal of Management Science and Engineering*, 9 (2024) 461e473 [\\*Could coal-fired power plants with CCS be an effective way for carbon neutrality in China?](#)

Повышение доли теплофикационной выработки ограничено стагнацией или снижением спроса на тепловую энергию в секторе зданий и других секторах по мере реализации мер по переходу к зданиям с низким потреблением энергии и зданиям, утилизирующим тепло солнечной энергии и окружающей среды (солнечные водоподогреватели, тепловые насосы и т.п.).

Потенциал снижения удельных выбросов ПГ на ТЭС без CCS позволяет снизить их до 700 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч для угольных ТЭС и до 308 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч для газовых (без учёта когенерации). Заметный потенциал лежит в сфере замены угля газом, ввода новых генерирующих мощностей с высокими КПД при выводе из эксплуатации устаревших ТЭС. Удельные выбросы ПГ при производстве электроэнергии на ТЭС по видам основного топлива без применения технологии CCS определяются уровнями КПД и углеродоемкости топлива. Для угольных ТЭС с суперсверхкритическими параметрами пара и КПД 49% это примерно 700 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч, а для газовых ПГУ с КПД 64% – 308 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч. Для угольных ТЭС Китая МЭА дает более скромные оценки снижения удельных выбросов – до 750 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч.<sup>181</sup>

Для традиционной угольной ТЭС с КПД 34-36% удельный брутто расход топлива равен 342-362 гут/кВт-ч, а удельные выбросы – 923-977 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч. Использование технологии с суперсверхкритическими параметрами пара позволяет снизить удельные выбросы ПГ в 1,4 раза. Для угольных ТЭС с суперсверхкритическими параметрами пара и КПД 49% удельные выбросы равны примерно 700 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч. В теплофикационном цикле для угольных ТЭС удельный расход топлива может снижаться до 185 гут/кВтч<sup>182</sup> и ниже, а значит, удельные выбросы – до 500 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч.

Для традиционной газовой ТЭС с КПД 40% удельный брутто-расход топлива равен 307,5 гут/кВт-ч, а удельные выбросы – 489 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч и 491 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч. Использование технологии ПГУ позволяет снизить удельные выбросы ПГ более чем в 1,5 раза. Для газовых ПГУ мощность может достигать 850 МВт, а КПД при высокой нагрузке – 64%.<sup>183</sup> В этом случае удельные выбросы ПГ в конденсационном цикле могут снижаться до 308 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч (см. рис. 10.4). В теплофикационном цикле ПГУ удельные выбросы можно снизить в 2 раза по сравнению с традиционной газовой ТЭС - до 152 гут/кВт-ч (см. рис. 10.6) и ниже, а значит, удельные выбросы – до 242 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч и ниже. В Китае коэффициенты углеродного следа основных типов генерации электроэнергии в 2023 г. по охватам 1+2+3 оказались близкими к средним значениям на рис. 10.4 и равными (гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч):<sup>184</sup> на угле – 944; на газе – 479,2; на гидроэлектростанциях – 14,3; на атомных электростанциях – 6,5; на ветроэлектростанциях – 33,6; на фотоэлектрических установках – 54,5; на солнечных водоподогревателях – 31,3; на биомассе 0,0457.

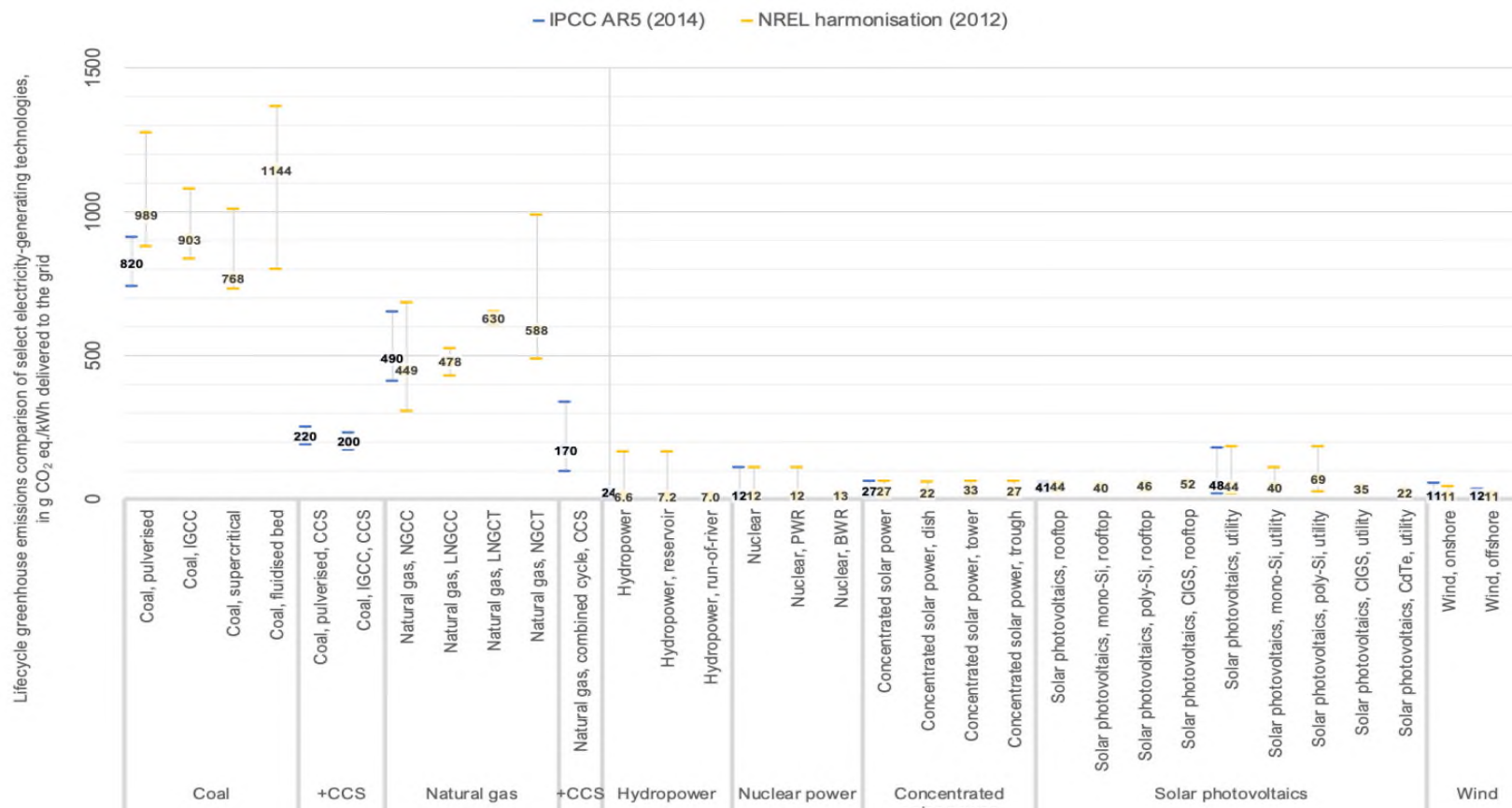
<sup>181</sup> IEA. China's Emissions Trading. Designing efficient allowance allocation Scheme. June 2020.

<sup>182</sup> Рябов Г.А., А. Г. Тумановский, А. Н. Епихин. 2023. Декарбонизация при производстве электроэнергии и тепла на твердотопливных электростанциях. *Теплоэнергетика*, 2023, № 1, стр. 5-20 [Теплоэнергетика. Номер 1, 2023](#)

<sup>183</sup> [Most efficient combined cycle power plant | Guinness World Records](#); Takeishi, K.; Krewinkel, R. *Advanced Gas Turbine Cooling for the Carbon-Neutral Era*. Int. J. Turbomach. Propuls. Power 2023, 8, 19. <https://doi.org/10.3390/ijtp8030019>. [Advanced Gas Turbine Cooling for the Carbon-Neutra.pdf](#)

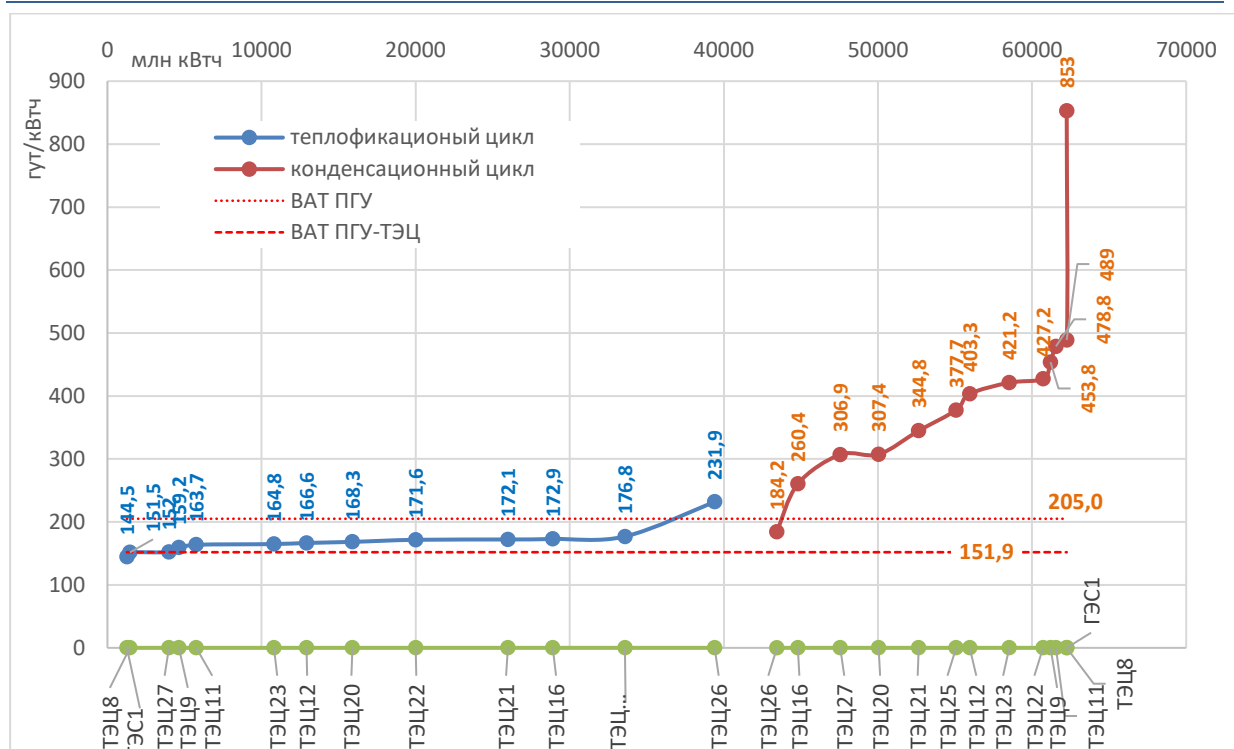
<sup>184</sup> 附件1 2023年全国电力碳足迹因子. Приложение 2. Инструкция по расчету национального коэффициента углеродного следа электроэнергетики в 2023 году. [6387331687815931038048073.pdf](#)

**Рисунок 10.4** Диапазоны выбросов парниковых газов в течение жизненного цикла для разных технологий генерации, гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч



Источники: United Nations Economic Commission for Europe. 2021. Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options [LCA\\_final.pdf](#); Heath, G.A. and M.K. Mann, Background and Reflections on the Life Cycle Assessment Harmonization Project. 69 Journal of Industrial Ecology, 2012. 16(s1): p. S8-S11 Available from: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1111/j.1530-9290.2012.00478.x>; Bruckner, T., Bashmakov I. et al. Energy systems. 2014; Bauer, C., et al. Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies. An Update of Electricity Generation Costs and Potentials. Available online: <https://www.psi.ch/sites/default/files/2019-10,2017>

**Рисунок 10.5 Удельные расходы энергии на отпуск электроэнергии по циклам генерации электроэнергии, 2022 г.**



Источники: ЦЭНЭФ-XXI по данным Схемы теплоснабжения и «Мосэнерго».

Дальнейшее снижение удельных выбросов ПГ на ТЭС возможно только за счет оснащения их системами CCS. Предлагается ввести бенчмарк для присвоения статуса abated для выбросов CO<sub>2</sub>. Для перевода этого термина на русский язык нет адекватного аналога. Это, скорее, не сокращенные, а устраненные выбросы. Непросто определить и порог, начиная с которого можно считать, что выбросы устранены. Удаление ПГ до уровня abated можно обеспечить за счет:

- улавливания CO<sub>2</sub> ≥ 95% от выбрасываемого CO<sub>2</sub>;
- постоянного захоронения уловленных выбросов;
- сокращения выбросов метана в процессе добычи и конечного потребления до <0,5% и до 0,2% от добычи газа и эквивалента для угля;
- уравнивания оставшихся выбросов путем постоянного удаления углекислого газа.

Для электростанций есть опыт улавливания CO<sub>2</sub> до 95-99%.<sup>185</sup> Эти технологии находятся на 7-8 уровне технологического развития. Набор технологий улавливания CO<sub>2</sub> постоянно растет. Global CCS Institute дает их систематические годовые обзоры.<sup>186</sup> За счет использования технологий улавливания и захоронения углерода можно сократить удельные прямые выбросы CO<sub>2</sub> от электростанций на 90% и более. В мае 2023 г. Агентство по охране окружающей среды США (EPA) опубликовало проект правила,

<sup>185</sup> Global CCS Institute. 2025. Technical report. State of the art: CCS technologies. 2025. [CCS-State-of-the-Art-Technologies-2025-Global-CCS-Institute.pdf](#); Bataille C., A. Al Khourdjie, H. de Coninck, K. de Kleijne, L.J. Nilsson, I. Bashmakov, S.J. Davis, P.S. Fennell. 2025. Defining ‘abated’ fossil fuel and industrial process emissions. Energy and Climate Change 6 (2025) 100203 <https://doi.org/10.1016/j.egycc.2025.100203>

<sup>186</sup> Global CCS Institute. 2025. Technical report. State of the art: CCS technologies. 2025. [CCS-State-of-the-Art-Technologies-2025-Global-CCS-Institute.pdf](#)

устанавливающего стандарт выбросов, основанный на 90%-ном улавливании углерода на существующих угольных ТЭС мощностью более 300 МВт, работающих со средним КИУМ более 50%.<sup>187</sup>

Применение технологии CCS на угольных ТЭС позволяет снизить удельные выбросы почти на порядок. При уровне захвата выбросов CO<sub>2</sub> 90-95%<sup>188</sup> потенциальные значения удельных выбросов могут снизиться до 25-50 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч<sup>189</sup>. Минимальные оценки выбросов цикла жизни для КЭС с CCS равны 170-200 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч (см. рис. 10.5). Если вычесть из этих значений выбросы топливного цикла (11,5% = 0,2925/2,544) и воплощенные выбросы (15 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч), то минимальные значения прямых выбросов от сжигания топлива составят 135-162 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч. Использование технологии CCS на угольных ТЭС, по-видимому, может обеспечить снижение удельных выбросов до уровней ниже 100 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч.

Применение технологии CCUS на газовых ТЭС позволяет в перспективе снизить удельные выбросы также на порядок. При уровне захвата 90-95%<sup>190</sup> выбросов CO<sub>2</sub> потенциальные значения удельных выбросов могут снизиться для газовых ТЭС до 12-40 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч<sup>191</sup>. Оценки для газовых КЭС дают снижение выбросов цикла жизни до 94 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч (см. рис. 10.6). Если вычесть из этого значения выбросы топливного цикла (12,7%=0,2032/1,595) и воплощенные выбросы (4 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч), то минимальные значения прямых выбросов от сжигания топлива получатся равными 78 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч. Для газовых ПГУ-ТЭС с CCS, по-видимому, можно считать достижимым снижение удельных выбросов в зону 40-50 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч и ниже.

## 10.2 Оценка перспектив изменения уровней бенчмарков на ТЭС в зарубежных системах

В зарубежных системах бенчмаркинга используются несколько основных индикаторов удельных выбросов ПГ при производстве электроэнергии:

- агрегированные (по всем источникам генерации) удельные выбросы ПГ при производстве электроэнергии. Среднее значение для мира в 2022 г. составило 460,4 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч. Для 43 стран удельные выбросы были ниже 200 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч, а для 23 стран – ниже 100 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч (см. главу 9);
- удельные выбросы ПГ при производстве электроэнергии только тепловыми электростанциями. В ЕС удельные выбросы ПГ при производстве электроэнергии только тепловыми электростанциями в 2020 г. составили 512 гCO<sub>2</sub>экв/кВт-ч;

---

<sup>187</sup> Capturing Progress: The State of CCS in the Power Sector

<sup>188</sup> Bataille C., A. Al Khourdajie, H. de Coninck, K. de Kleijne, L.J. Nilsson, I. Bashmakov, S.J. Davis, P.S. Fennell. 2025. Defining ‘abated’ fossil fuel and industrial process emissions. Energy and Climate Change 6 (2025) 100203 <https://doi.org/10.1016/j.egycc.2025.100203>; SLB Capturi. 2025. Just CatchTM. [accessed 2025 Feb 27]. <https://www.capturi.slb.com/products/just-catch%E2%84%A2>; ION Clean Energy. 2023. How it works. [accessed 2025 Feb 27]. <https://www.ioncleanenergy.com/how-it-works>

<sup>189</sup> IEA. 2024. World Energy Outlook.

<sup>190</sup> Bataille C., A. Al Khourdajie, H. de Coninck, K. de Kleijne, L.J. Nilsson, I. Bashmakov, S.J. Davis, P.S. Fennell. 2025. Defining ‘abated’ fossil fuel and industrial process emissions. Energy and Climate Change 6 (2025) 100203 <https://doi.org/10.1016/j.egycc.2025.100203>; SLB Capturi. 2025. Just CatchTM. [accessed 2025 Feb 27]. <https://www.capturi.slb.com/products/just-catch%E2%84%A2>; ION Clean Energy. 2023. How it works. [accessed 2025 Feb 27]. <https://www.ioncleanenergy.com/how-it-works>

<sup>191</sup> Simon A.J., P. Smith, and J. Friedmann. 2025. Carbon Capture for Natural Gas-Fired Power Generation. Low-emissions power to meet rapid growth in electricity use. March 3, 2025. [Carbon Capture for Natural Gas-Fired Power Generation – Carbon Direct](#). Есть также оценки 80-120 гCO<sub>2</sub>экв/кВт-ч. [Carbon capture for natural gas-fired power generation: An opportunity for hyperscalers | Carbon Direct](#)

- удельные выбросы ПГ при производстве электроэнергии на ТЭС по видам основного топлива:

- среднемировое значение для угольных ТЭС в 2022 г. составило 950,3 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч. Бенчмарки для угольных ТЭС Китая для 2024 г. были ужесточены до 791 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч для традиционных угольных блоков мощностью более 300 МВт, 804,9 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч для обычных угольных блоков мощностью 300 МВт и ниже и 824,4 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч для нетрадиционных угольных установок, включая угольные установки с циркулирующим кипящим слоем

- среднее значение для мира по газовым ТЭС в 2022 г. составило 323,8 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч. Бенчмарки для газовых ТЭС Китая в 2024 г. был равен 328,8 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч.

Указанные выше цифры отражают исходные значения, на базе которых должен оцениваться потенциал их снижения.

Снижение удельных выбросов СО<sub>2</sub> при производстве электроэнергии на ТЭС прогнозируется в основном за счет применения технологии CCUS. В сценарии МЭА Заявленная политика масштабы применения технологии CCUS невелики, и поэтому другие факторы определяют динамику удельных выбросов. Для газовых ТЭС это в основном рост КПД. Его среднемировое значение к 2050 г. достигает 45% против 41% в 2023 г. Для угольных и мазутных ТЭС по мере их старения в этом сценарии УРУТ растут (см. табл. 10.1 и рис. 10.6). Газовые ТЭС с улавливанием и захоронением углерода потребляют на 20–30% больше природного газа, чем ТЭС без CCS.

**Таблица 10.1 МЭА. УРУТ и удельные выбросы CO<sub>2</sub> при производстве электроэнергии на топливных ТЭС мира\***

Сценарий	Технология	2023	2030	2035	2040	2050
удельные расходы топлива, гут/кВт-ч						
Заявленная политика	Газовые ТЭС без CCUS	297,6	286,6	288,8	287,9	276,4
	Газовые ТЭС с CCUS					416,4
	Мазутные ТЭС	362,8	360,4	347,3	463,6	542,0
	ТЭС на угле без CCUS	368,8	363,2	372,4	380,8	377,1
	ТЭС на угле с CCUS					
Объявленные обязательства	Газовые ТЭС без CCUS	297,6	282,4	281,7	277,8	282,2
	Газовые ТЭС с CCUS				13,7*	172,5*
	Мазутные ТЭС	428,2	511,6	375,3	559,8	517,4
	ТЭС на угле без CCUS	368,8	366,2	372,8	396,3	372,1
	ТЭС на угле с CCUS			435,9	350,2*	377,0*
Чистые нулевые выбросы	Газовые ТЭС без CCUS	297,6	282,0	306,3	299,1	331,5
	Газовые ТЭС с CCUS			189,7*	220,3*	273,9*
	Мазутные ТЭС	428,2	404,1	517,4		
	ТЭС на угле без CCUS	368,8	369,7	374,3		
	ТЭС на угле с CCUS			353,9	391,8	395,1
удельные выбросы CO <sub>2</sub> , гCO <sub>2</sub> /кВт-ч						
Заявленная политика	ТЭС на угле	1058	1042	1068	1080	1070
	Мазутные ТЭС	847	879	888	900	929
	Газовые ТЭС	491	468	470	466	450
Объявленные обязательства	ТЭС на угле	1058	1049	1021	980	728
	Мазутные ТЭС	847	914	958	1000	1082
	Газовые ТЭС	491	462	463	452	437
Чистые нулевые выбросы	ТЭС на угле	1058	1030	882	67	33
	Мазутные ТЭС	847	971			
	Газовые ТЭС	491	463	468	405	191

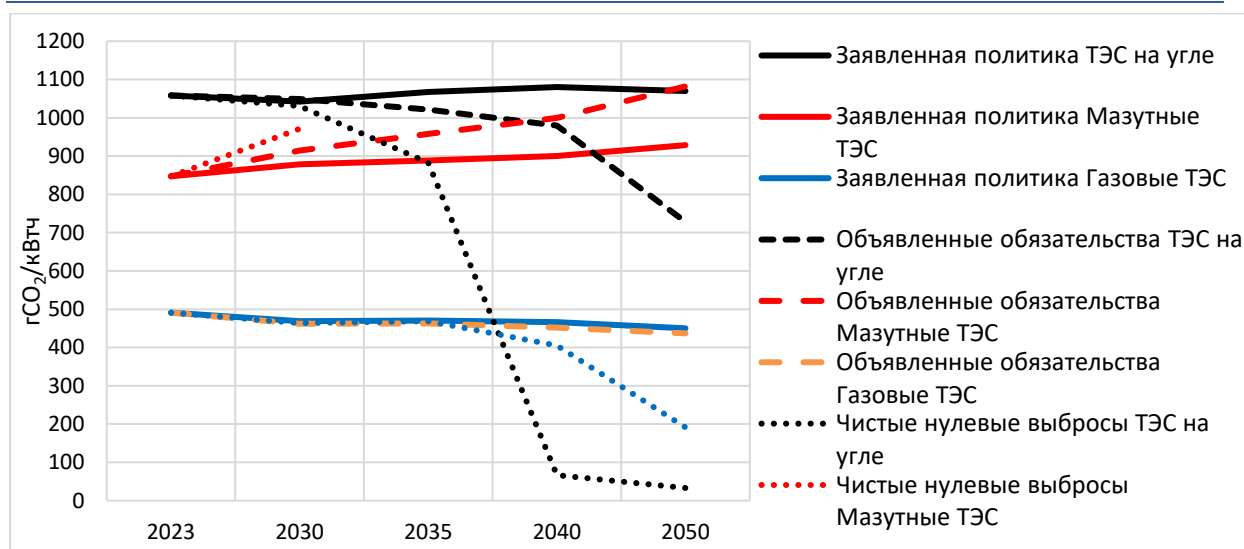
\* Отдельные значения могут быть оценены недостаточно точно, поскольку в расчетах использовались округленные значения, представленные в IEA. 2024. World Energy Outlook.<sup>192</sup>

Источник: ЦЭНЭФ-XXI по данным, приведенным в приложении А к IEA. 2024. World Energy Outlook.

Вслед за динамикой УРУТ изменяются удельные выбросы CO<sub>2</sub>: они несколько растут для угольных и мазутных ТЭС, но снижаются для газовых ТЭС. В сценарии МЭА Объявленные обязательства растут объемы генерации на ТЭС, оснащенных системами CCUS, до 35% угольной генерации и до 6% газовой. Это позволяет снизить средние удельные выбросы CO<sub>2</sub> от угольных ТЭС к 2050 г. до 728 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч, а от газовых – до 437 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч.

<sup>192</sup> Помеченные звездочкой цифры не могут считаться надежными. УРУТ для ТЭС с CCUS должны быть выше, чем для традиционных ТЭС. Потеря КПД составляет для угольных ТЭС 11-14%, для газовых – 8%. Clarke, L., Y.-M. Wei, A. De La Vega Navarro, A. Garg, A.N. Hahmann, S. Khennas, I.M.L. Azevedo, A. Löschel, A.K. Singh, L. Steg, G. Strbac, K. Wada, 2022: Energy Systems. In IPCC, 2022: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [P.R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khouradajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley, (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA. doi: 10.1017/9781009157926.008; Wang Y., Zh. Pan, W. Zhang, T.N. Borhani, R. Li, Zh. Zhang. 2022. Life cycle assessment of combustion-based electricity generation technologies integrated with carbon capture and storage: A review. Environmental Research. Volume 207, 1 May 2022, 112219 [Life cycle assessment of combustion-based electricity generation technologies integrated with carbon capture and storage: A review - ScienceDirect](#); United Nations Economic Commission for Europe. 2021. Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options [LCA\\_final.pdf](#)

**Рисунок 10.6 МЭА. Удельные выбросы CO<sub>2</sub> при производстве электроэнергии на топливных ТЭС**



Источник: Построено ЦЭНЭФ-XXI по данным, приведенным в приложении А к IEA. 2024. World Energy Outlook.

Роль бенчмарков может постепенно перейти к удельным выбросам для ТЭС с системами CCUS: для угольных ТЭС на уровне 100-200 гCO<sub>2</sub>экв/Вт-ч, а для газовых – 40-173 гCO<sub>2</sub>экв/Вт-ч. На основе данных, приведенных МЭА в World Energy Outlook 2024, получаются более низкие оценки: для угольных ТЭС – 33 гCO<sub>2</sub>экв/кВт-ч, а для газовых – 40 гCO<sub>2</sub>экв/кВт-ч. Есть более умеренные оценки снижения удельных выбросов: для ТЭС на пылеугольном топливе с CCUS – 203 гCO<sub>2</sub>экв/кВт-ч, а для технологии улавливания при сжигании кислородно-топливной смеси — 154 гCO<sub>2</sub>экв/кВт-ч. Удельные выбросы для ПГУ с улавливанием после сжигания и с улавливанием при сжигании кислородно-топливной смеси составляют 173 и 120 гCO<sub>2</sub>экв/кВт-ч соответственно.<sup>193</sup> Удельные выбросы для ТЭС с внутрицикловой газификацией угля (IGCC) с улавливанием до сжигания и с улавливанием при сжигании кислородно-топливной смеси составляют 190 и 200 гCO<sub>2</sub>экв/кВт-ч соответственно.<sup>194</sup> Эти цифры учитывают выбросы от топливного цикла (в процессах добычи, переработки и транспортировки природного газа). Выбросы в процессе добычи обычно составляют 40 гCO<sub>2</sub>экв/кВт-ч выработанной электроэнергии и плюс 40 гCO<sub>2</sub>экв/кВт-ч на каждый 1% утечки метана в цепочке поставок природного газа.<sup>195</sup>

Стоимость новой базовой электроэнергии от газовых генераторов комбинированного цикла без улавливания и хранения углерода (CCS) оценивается в 40–70 долл. США/МВт-ч в 2025 году.<sup>196</sup> Интеграция улавливания и хранения углерода (CCS) с новой газовой генерацией может обеспечить экономичную декарбонизацию. По

<sup>193</sup> Есть также оценки 80-120 гCO<sub>2</sub>экв/Вт-ч. [Carbon capture for natural gas-fired power generation: An opportunity for hyperscalers | Carbon Direct](#)

<sup>194</sup> Wang Y., Zh. Pan, W. Zhang, T.N. Borhani, R. Li, Zh. Zhang. 2022. Life cycle assessment of combustion-based electricity generation technologies integrated with carbon capture and storage: A review. Environmental Research. Volume 207, 1 May 2022, 112219 [Life cycle assessment of combustion-based electricity generation technologies integrated with carbon capture and storage: A review - ScienceDirect](#)

<sup>195</sup> Simon A.J., P. Smith, and J. Friedmann. 2025. Carbon Capture for Natural Gas-Fired Power Generation. Low-emissions power to meet rapid growth in electricity use. March 3, 2025. [Carbon Capture for Natural Gas-Fired Power Generation – Carbon Direct](#)

<sup>196</sup> Там же.

оценкам Carbon Direct, эта цифра составляет 70–100 долл. США/МВт-ч, что на многих рынках конкурентоспособно по сравнению с другими вариантами с гарантированной базовой нагрузкой, такими как новые атомные электростанции, ветро- и солнечная энергетика с резервным питанием от аккумуляторов.<sup>197</sup> По другим оценкам, для угольных ТЭС стоимость CCS равна 20-132 долл. США/тCO<sub>2</sub>, а для газовых – 49-150 долл. США/тCO<sub>2</sub>.<sup>198</sup>

Среднемировые значения удельных выбросов CO<sub>2</sub> на перспективу получаются как линейная комбинация базовых уровней выбросов CO<sub>2</sub> для ТЭС без CCUS и бенчмарков для ТЭС с системами CCUS. Ближе к 2050 г. единый бенчмарк может быть установлен на уровне 100-200 гCO<sub>2</sub>экв/Вт-ч или даже ниже при условии значимого прогресса в технологическом совершенствовании и удешевлении систем CCUS. В сценарии Чистые нулевые выбросы вся оставшаяся угольная генерация и 36% генерации на газовых ТЭС оснащены CCUS. Это и определяет резкое снижение удельных выбросов от топливных ТЭС в этом сценарии (рис. 10.7 и табл. 10.1). В сценарии Заявленная политика бенчмарк по удельным выбросам для угольных ТЭС может практически сохраняться на нынешнем уровне. В сценариях Объявленные обязательства и Чистые нулевые выбросы доля генерации на ТЭС с CCUS велика, поэтому в качестве бенчмарка может использоваться показатель удельных выбросов на уровне 100-200 гCO<sub>2</sub>экв/Вт-ч. Для газовых ТЭС в сценариях Заявленная политика и Объявленные обязательства доля генерации на станциях с CCUS невелика, поэтому бенчмарк мог бы соответствовать ТЭС с самым высоким КПД – 308 гCO<sub>2</sub>/Вт-ч. Однако трудно предположить, что бенчмарк для газовых ТЭС будет выше, чем для угольных.

### 10.3 Перспективные уровни бенчмарков по удельным выбросам ПГ на всех электростанциях

Агрегированные (по всем источникам генерации) удельные выбросы ПГ потенциально можно не только снизить до нуля, но и обеспечить их отрицательные значения при удалении CO<sub>2</sub> из атмосферы за счет использования технологии BECCS. В сценариях с ограничением глобального потепления уровнем 1,5оС этот потенциал реализуется полностью (см. табл. 10.2). В сценариях с более умеренным уровнем амбиций в части ограничения глобального потепления агрегированные (по всем источникам генерации) удельные выбросы ПГ могут к 2050 г. упасть ниже 200 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч. В большинстве прогнозов (кроме прогнозов МЭ США) среднемировое значение удельных выбросов CO<sub>2</sub> заметно снижается. Если исключить из рассмотрения прогнозы МЭ США, то получается, что среднемировое значение удельных выбросов к 2050 г. не превысит 205 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч (рис. 10.7).

**Таблица 10.2 Ориентиры по агрегированным удельным выбросам для электроэнергетики для сценариев с ограничением глобального потепления уровнем 1,5°С (гCO<sub>2</sub>/кВт-ч)**

Источник	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Transition Pathway Initiative (TPI) guidance for energy utilities		138		0		-5

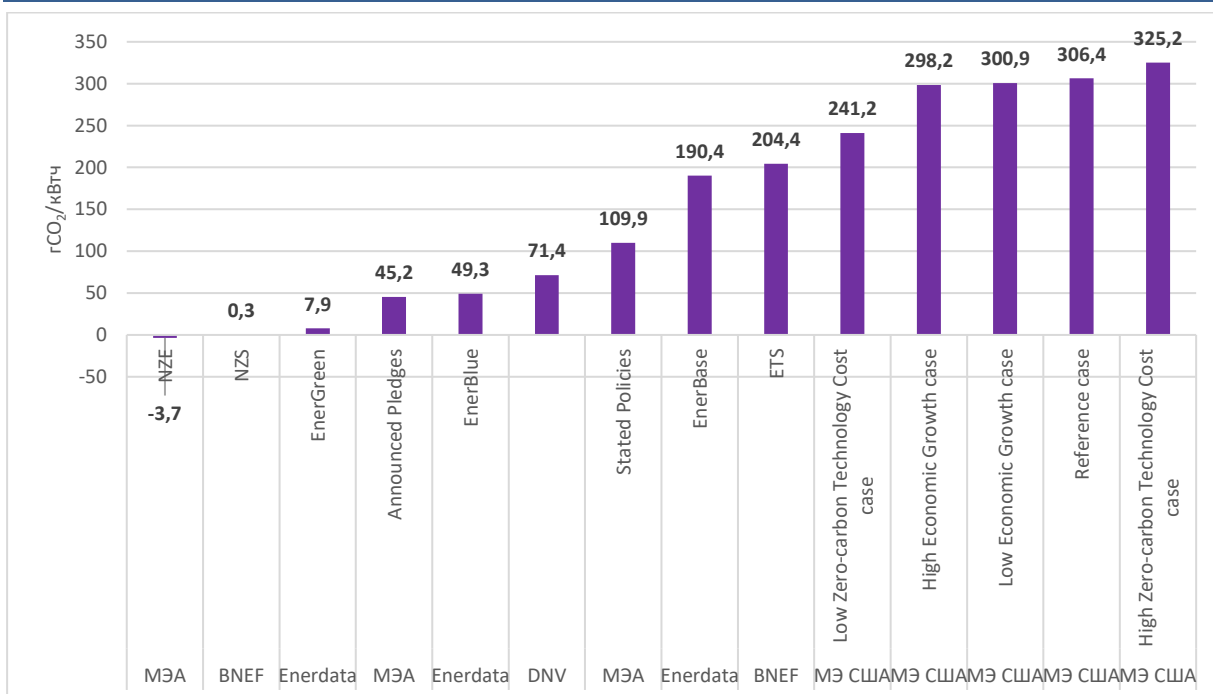
<sup>197</sup> Там же.

<sup>198</sup> Carbon Capture, Utilization, and Storage: Technologies and Costs in the U.S. Context. <https://www.belfercenter.org/publication/carbon-capture-utilization-and-storage-technologies-and-costs-us-context>

SBTi guidance for energy utilities 1.5°C compatible scenario, global scope (SBTi, 2020d, 2021f)	247	1		18		1
2023 Climate Action Tracker		48–80	15–19	2-6		0
2023 State of Climate Action for electricity generation		48-80		2-6		<0
2023 IEA Net Zero by 2050		186	48	3	0	-4
2023 One Earth Climate Model	272	132	53	23		0

Источник: New Climate Institute (2024). A repository of sector-specific decarbonization benchmarks informing 1.5°C-aligned corporate climate action. Version 1.0. April 2024.

**Рисунок 10.7 Сравнение прогнозов агрегированных удельных выбросов CO<sub>2</sub> в процессах генерации электроэнергии. Мир 2050 год**

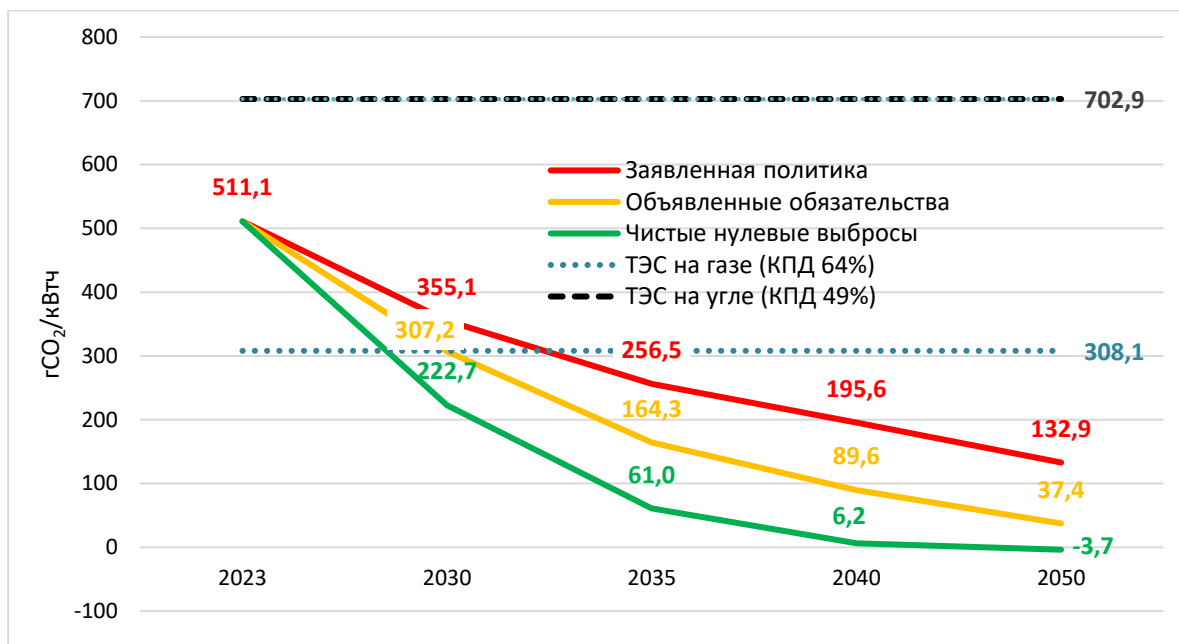


Источники: построено авторами по данным: IPCC, 2022: Climate Change 2022. Energy Systems [IPCC AR6 WGIII Chapter06.pdf](#); IEA, 2024. World Energy Outlook. 2024 (три сценария) [World Energy Outlook 2024](#); EIA. 2023. International Energy Outlook 2023 [International Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration \(EIA\)](#); BloombergNEF. 2025. New Energy Outlook 2025 [BloombergNEF NEO 2025 public dataset.xlsx](#); Enerdata. 2025. Global Energy & Climate Scenarios Through 2050 <https://eneroutlook.enerdata.net/total-electricity-generation-projections.html>; DNV. 2024. [Energy Transition Outlook 2024](#)

Даже в сценарии МЭА Заявленная политика агрегированные (по всем источникам генерации) удельные выбросы CO<sub>2</sub> при производстве электроэнергии снижаются в 2023-2050 годах в 3,8 раза. Во всех сценариях средние значения агрегированных удельных выбросов ПГ становятся ниже уровней бенчмарков удельных выбросов ПГ для лучших газовых ТЭС еще до 2035 г. В сценарии МЭА Объявленные обязательства агрегированные удельные выбросы CO<sub>2</sub> сокращаются на 50% к 2035 г. и более чем на 80% к 2050 г. за счет вытеснения ископаемого топлива – сокращения использования угля и природного газа для производства электроэнергии. В сценарии NZE (Чистые нулевые

выбросы) агрегированные удельные выбросы CO<sub>2</sub> сократятся на 80% к 2035 г. и достигнут нулевого уровня незадолго до 2045 г. (рис. 10.8). В сценариях с ограничениями глобального потепления уровнем 1.5°C во всех крупных странах агрегированные удельные выбросы CO<sub>2</sub> при производстве электроэнергии должны уже к 2040 г. упасть почти до нуля с очень резким снижением до 2030 г. (см. табл. 10.3).

**Рисунок 10.8 МЭА. Агрегированные (по всем источникам генерации) удельные выбросы CO<sub>2</sub> при производстве электроэнергии**



Источник: Построено ЦЭНЭФ-XXI по данным, приведенным в приложении А к IEA. 2024. World Energy Outlook.

**Таблица 10.3 Ориентиры по удельным выбросам CO<sub>2</sub> при производстве электроэнергии для выхода на траекторию 1,5°C (гCO<sub>2</sub>/кВт-ч)**

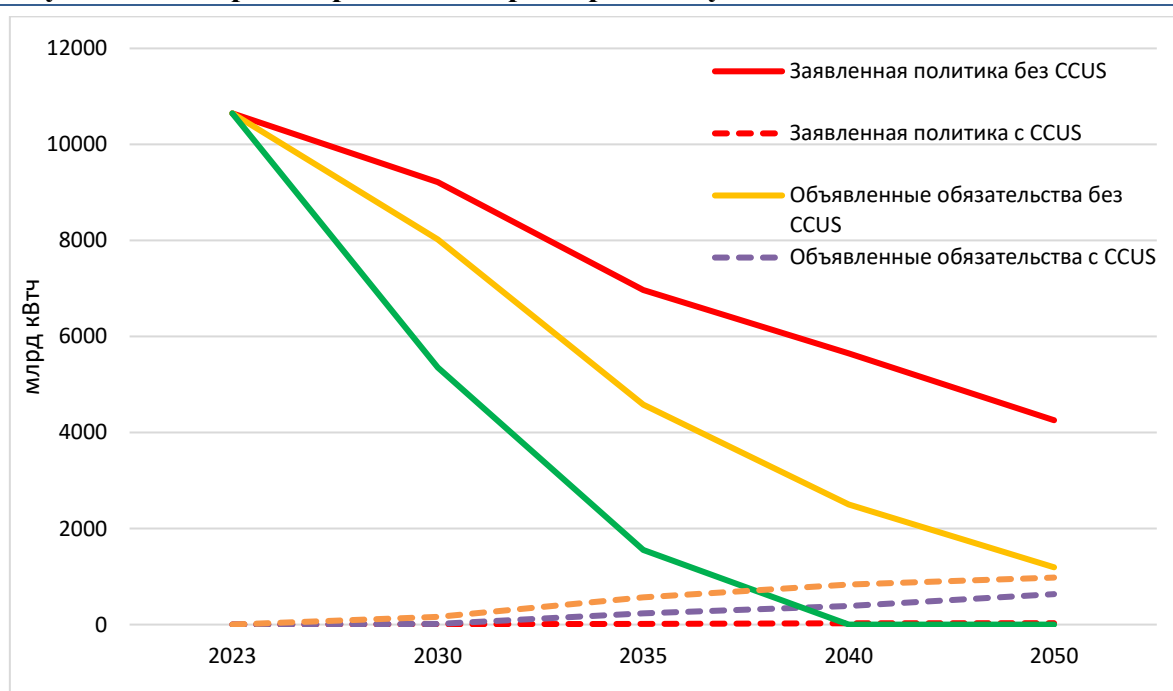
	2022	2030	2035	2040	2050
Global	436	48–80	15–19	2–6	0
USA	354	26–56	1–6	0–1	0
EU27	233	6–12	1	0–1	0
Japan	466	37	4	2	0
Germany	366	5–26	1–8	0–1	0
Australia	578	16–27	0	0	0
UK	195	7–10	0–3	0–3	0
UAE	460	179	5	2	0
China	536	68–82	6–30	0–9	0–5
India	708	182–228	15–57	0–4	0–2
Brazil	86	0–3	0–1	0	0
Indonesia	773	124–205	21–29	0–4	0–3
Mexico	429	31–112	5–71	2	0
Türkiye	410	33–77	6–46	1	1
South Africa	887	84–368	0–16	0–4	0–3
Chile	297	11–14	0–3	0–1	0–1
Morocco	717*	51–118	14–71	2	0–3

Источник: Climate Action Tracker | Paris-aligned benchmarks for the power sector. September 2023

## 10.4 Перспективы применения технологии CCS на ТЭС

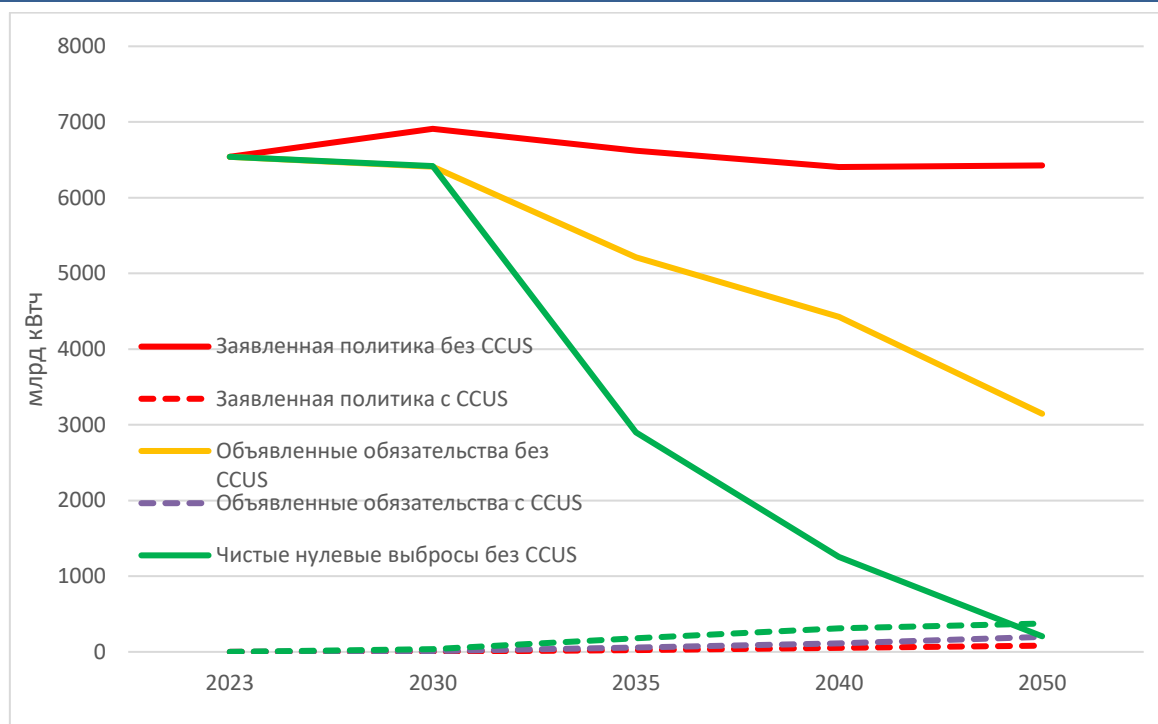
Задача декарбонизации решается в основном за счет развития безуглеродных источников генерации и замещения ими генерации на ископаемом топливе. Потребление угля в мире во всех секторах в сценариях ограничения глобального потепления уровнем 2°C сокращается наполовину и более в основном за счет снижения его использования в электроэнергетике (рис. 10.9). Оставшиеся установки, потребляющие уголь, к 2050 г. в основном оснащаются системами CCUS. По мере отказа от угля основным источником выбросов ПГ в электроэнергетике становится природный газ. Доля установок, использующих природный газ с системами CCUS, в 2050 г. существенно ниже, чем на угольных ТЭС. Даже в сценариях, ограничивающих потепление уровнем 1,5-2°C, она не превышает 60% (рис. 10.10).

Рисунок 10.9 Мир. Генерация электроэнергии на угольных ТЭС



Источник: Построено ЦЭНЭФ-XXI по данным, приведенным в приложении А к IEA. 2024. World Energy Outlook.

**Рисунок 10.10 Мир. Генерация электроэнергии на газовых ТЭС**



Источник: Построено ЦЭНЭФ-XXI по данным, приведенным в приложении А к IEA. 2024. World Energy Outlook.

Количество действующих объектов CCS в мире выросло до 50, а общее количество объектов, находящихся в стадии разработки, – до 628.<sup>199</sup> В их числе реализовано или намечено к реализации более 30 проектов по применению технологии CCUS в электроэнергетике<sup>200</sup> (табл. 10.4). В сценарии МЭА Заявленная политика генерация на ТЭС, оснащенных технологией CCUS, к 2050 г. растет до 111 млрд кВт-ч, в сценарии Объявленные обязательства – до 832 млрд кВт-ч, а в сценарии Чистые нулевые выбросы – до 1353 млрд кВт-ч.

В мире реализуется ряд пилотных проектов по применению технологии CCUS на ТЭС, но пока масштабы ее применения невелики (см. табл. 10.4), и для выхода на амбициозные траектории декарбонизации электроэнергетики требуется их многократное масштабирование. Например, в США все объекты с CCUS улавливают 20 Мт CO<sub>2</sub> в год. Всего на разных стадиях реализации находятся проекты CCUS суммарной мощностью по улавливанию 416 МтCO<sub>2</sub> в год.<sup>201</sup> При этом заметно растет число проектов с CCUS на ТЭС. Однако это все еще кратно меньше, чем необходимо для реализации стратегий достижения углеродной нейтральности. За последние 25 лет энергоснабжающие компании продемонстрировали, что электростанция, работающая на природном газе без использования CCS, может быть спроектирована и построена в течение 18 месяцев. При оснащении газовых ТЭС системами CCS потребуются еще 18–36 месяцев на закупку оборудования, подготовку инфраструктуры для транспортировки CO<sub>2</sub>, а также на получение разрешений и строительство скважин для хранения CO<sub>2</sub>.

<sup>199</sup> Global CCS Institute. 2025. The global status of CCS 2024. Australia. [Global-Status-Report-6-November.pdf](#); [Capturing Progress: The State of CCS in the Power Sector](#)

<sup>200</sup> IEA. Clean Energy Projects Database [Clean Energy Demonstration Projects Database – Data Tools - IEA](#). По другим данным, 50 проектов. [Capturing Progress: The State of CCS in the Power Sector](#)

<sup>201</sup> Global CCS Institute. 2025. The global status of CCS 2024. Australia. [Global-Status-Report-6-November.pdf](#)

Как и во всех других сферах низкоуглеродных технологий, лидерские позиции по улавливанию углерода на ТЭС захватывает Китай. Проект Boundary Dam 3 мощностью 115 МВт компании SaskPower в Саскачеване (Канада) стал первой в мире угольной электростанцией, успешно внедрившей технологию улавливания углерода в 2014 г. Проект включал модернизацию котла и замену старой паровой турбины на новую, интегрированную с механизмами удаления углекислого газа (CO<sub>2</sub>) и диоксида серы (SO<sub>2</sub>). С момента ввода в эксплуатацию электростанция способна улавливать до 1 Мт в год для повышения нефтеотдачи пластов и геологического хранения.<sup>202</sup> Кроме того, по состоянию на 2024 г. в мире было реализовано несколько проектов улавливания углерода на ТЭС:<sup>203</sup>

- Petra Nova Carbon Capture, США, 2017 – 1,4 Мт/год;
- China National Energy Guohua Jinjie, Китай, 2021 – 0,15 Мт/год;
- Huaneng Yangpu Gas-fired Carbon Capture Demo Project, Китай, 2023 – 0,002 Мт/год;

- China National Energy Taizhou, Китай, 2023 – 0,5 Мт/год.

На стадии строительства находятся следующие проекты:<sup>204</sup>

- Huaneng Longdong Energy Base, Китай, 2024 – 1,5 Мт/год;
- Xinjiang Jinlong Shenwu, Китай, 2024 – 0,2 Мт/год;
- Asnaes CHP Plant, Дания, 2026 – 0,28 Мт/год;
- Avedore CHP Plant, Дания, 2026 – 0,15 Мт/год;
- Entropy Glacier Gas Plant Phase 2, Канада, 2026 – 0,16 Мт/год.

---

<sup>202</sup> [Capturing Progress: The State of CCS in the Power Sector](#)

<sup>203</sup> Global CCS Institute. 2025. The global status of CCS 2024. Australia. [Global-Status-Report-6-November.pdf](#)

<sup>204</sup> Там же.

**Таблица 10.4 Реализуемые в мире пилотные проекты по применению CCUS на ТЭС**

Country	Technologies	Name	Status	Capacity	Timing	Public funding	Total funding
<b>Denmark</b>	Generation -Biomass --CCUS ---Post-combustion: chemical absorption (biomass with CCUS)	<u>Kalundborg Hub - Orsted</u>	Under construction	430 ktCO <sub>2</sub> /y	2026	1 185.537	
<b>Sweden</b>		<u>Växjö Energi CHP CCS</u> <u>Sandviksverket (BECCS</u> <u>Stockholm)</u>	Concept and Feasibility	180 ktCO <sub>2</sub> /y	2022-2028	194.685	658.531
<b>United Kingdom</b>		Drax BECCS Project	Under construction	4.3 MtCO <sub>2</sub> /y	2027		
<b>Austria</b>		CO <sub>2</sub> Abscheidung im Holzkraftwerk	Under construction		2024		
<b>United States</b>	Generation -Coal --CCUS ---Post-combustion: chemical absorption (coal with CCUS)	<u>Project Tundra - Dakota Carbon</u> <u>Center East Project</u>	Concept and Feasibility	4 MtCO <sub>2</sub> /y	2024-?	350	
<b>United States</b>		<u>Edwardsport Flex Fuel Integrated</u> <u>Capture for Indiana's ENergy</u> <u>Transition (EFFICIENT) - Duke</u> <u>Energy Indiana</u>	Concept and Feasibility	3.6 MtCO <sub>2</sub> /y	2024-?	8.2	17.2
<b>United States</b>		<u>Four Corners Power Plant</u> <u>Integrated Carbon Capture and</u> <u>Storage - Navajo Transitional</u> <u>Energy Company</u>	Concept and Feasibility	10 MtCO <sub>2</sub> /y	2024-?	6.55	13.1
<b>United States</b>		<u>Integrated Capture, Transport, and</u> <u>Geological Storage of CO<sub>2</sub></u> <u>Emissions from City Water, Light</u> <u>and Power - University of Illinois</u> <u>at Urbana-Champaign</u>	Concept and Feasibility	2 MtCO <sub>2</sub> /y	2024-?		

Country	Technologies	Name	Status	Capacity	Timing	Public funding	Total funding
United States	Generation -Coal --CCUS ---Post-combustion: solid adsorption (coal with CCUS)	<u>Carbon Capture Pilot at Dry Fork Power Station - TDA Research</u>	Concept and Feasibility	158 ktCO <sub>2</sub> /y	2024-?	49	
China	Generation -Coal --CCUS ---Oxy-fuelling (coal	GreenGen Tianjin Huaneng IGCC Project Phase II	Operational	60 ktCO <sub>2</sub> /y	2017		
Canada	Generation -Coal --CCUS ---Post-combustion: chemical absorption (coal with CCUS)	Boundary Dam CCS	Operational	1 MtCO <sub>2</sub> /y	2014		918.581
Japan		<u>ESCAPTM at Sumitomo Joint Electric Power Co., Ltd. (Nippon Steel)</u>	Operational	52 kt/y	2018		
China		CHN Energy Guohua Power Jinjie	Operational	150 ktCO <sub>2</sub> /y			
China		<u>Gansu million-tonne scale CCUS research and demonstration project</u>	Under construction	1.5 Mt/y			
United States	Generation -Natural gas --CCUS	8Rivers H2 (8RH2) (WY)	Concept and Feasibility				
Netherlands	---Post-combustion: chemical absorption	<u>TulipGreenCO2 Shell Moerdijk power plant</u>	Under construction	54 kt/y			

Country	Technologies	Name	Status	Capacity	Timing	Public funding	Total funding
United States	(natural gas with CCUS)	<u>Carbon Capture Pilot at Cane Run Generating Station - PPL Corporation</u>	Concept and Feasibility	67 ktCO <sub>2</sub> /y	2024-?	72	
United States		<u>Baytown Carbon Capture and Storage project - Calpine Texas CCUS Holdings</u>	Concept and Feasibility	2 MtCO <sub>2</sub> /y	2024-?	270	
United States		<u>Sutter Decarbonization Project - Sutter CCUS</u>	Concept and Feasibility	1.75 MtCO <sub>2</sub> /y	2024-?	270	
United States		<u>Lake Charles Power Station Integrated CO<sub>2</sub> Capture Project - Entergy Services, LLC</u>	Concept and Feasibility	2.5 MtCO <sub>2</sub> /y	2028-?	8.6	17.2
United States		<u>Polk Power Station Integrated CO<sub>2</sub> Capture Project - Tampa Electric Company</u>	Concept and Feasibility	3 MtCO <sub>2</sub> /y	2023-?	4.7	9.4
Italy		ENI Casalborgonetti (Ravenna phase 1)	Operational	25 kt/y	2024		
United Kingdom		Whitetail Clean Energy	Under construction	800 ktCO <sub>2</sub> /y	2025		
United States		CalCapture CCS+ (Formerly Cal capture) (CA)	Under construction	1.4 MtCO <sub>2</sub> /y	2024		
Canada		Frog Lake Power Plant (ALB)	Under construction	800 ktCO <sub>2</sub> /y	2025		
Japan	Generation -Biomass	Mikawa Power Plant BECCS Fukuoka Prefecture	Operational	180 ktCO <sub>2</sub> /y	2020		

Country	Technologies	Name	Status	Capacity	Timing	Public funding	Total funding
Norway	--CUS ---Post-combustion: chemical absorption (biomass with CCUS)	<u>Oslo Celsio</u>	Concept and Feasibility	400 ktCO <sub>2</sub> /y	2020-2025		

Источник: IEA. Clean Energy Demonstration Projects Database [Clean Energy Demonstration Projects Database – Data Tools - IEA](#)

Технологии улавливания углерода основаны на процессах, которые десятилетиями использовались в энергетической и химической промышленности. Однако до 2025 г. они не получили широкого распространения на электростанциях, работающих на природном газе. Следовательно, требуется отладка всей цепочки поставок ключевых компонентов, таких как абсорбционные башни, растворители, сорбенты и др.<sup>205</sup>

Используются три основные группы технологий CCS:

1. Улавливание после сжигания из дымовых газов электростанций с использованием растворителя, который затем регенерируется, включая абсорбционное, мембранное улавливание или криогенное разделение.

2. Кислородное сжигание топлива. Топливо сжигается в чистом кислороде вместо воздуха. Выделяющийся газ состоит в основном из CO<sub>2</sub> и водяного пара. После конденсации водяного пара путем охлаждения получается практически чистый поток CO<sub>2</sub>. Недостатком этого метода является потребность в относительно большом количестве кислорода, производство которого дорого и энергозатратно.

3. Улавливание до сжигания. Ископаемое топливо частично окисляется, например, в газификаторе. CO из получаемого синтез-газа (CO и H<sub>2</sub>) реагирует с добавленным паром (H<sub>2</sub>O) в реакторе конверсии и преобразуется в смесь CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>. Полученный CO<sub>2</sub> можно улавливать из относительно чистого потока отходящих газов. H<sub>2</sub> может использоваться в качестве топлива.

В исследовании по Китаю оценивалась экономическая эффективность использования систем накопления энергии (BESS) и гибкой угольной энергетики с CCS в зависимости от темпов проникновения ВИЭ и темпов роста спроса на электроэнергию. В нем получены следующие выводы:<sup>206</sup>

- В краткосрочной перспективе гибкая угольная энергетика с CCS имеет несколько более высокие затраты, чем BESS. Однако в долгосрочной перспективе угольная энергетика с CCS демонстрирует явное преимущество в стоимости перед BESS, особенно по мере того, как ВИЭ становятся доминирующим компонентом энергоснабжения.

- Рост использования ВИЭ приводит к увеличению излишков электроэнергии и учащению периодов работы «только ВИЭ». BESS играет решающую роль в предотвращении потерь этой избыточной электроэнергии, в то время как гибкая угольная энергетика с CCS обеспечивает резерв для обеспечения безопасности и стабильности энергосистемы.

- Угольные электростанции, оснащённые CCS, могут значительно способствовать реализации целей Китая по достижению углеродной нейтральности, особенно при интеграции в оптимальные гибкие энергетические стратегии.

---

<sup>205</sup> Simon A.J., P. Smith, and J. Friedmann. 2025. Carbon Capture for Natural Gas-Fired Power Generation. Low-emissions power to meet rapid growth in electricity use. March 3, 2025. [Carbon Capture for Natural Gas-Fired Power Generation – Carbon Direct](#)

<sup>206</sup> Lin B., Zh. Liu. Could coal-fired power plants with CCS be an effective way for carbon neutrality in China? Journal of Management Science and Engineering 9 (2024) 461e473 [\\*Could coal-fired power plants with CCS be an effective way for carbon neutrality in China?](#)

- Необходимо признать, что CCS может потребовать больших субсидий<sup>207</sup> в краткосрочной перспективе, чем BESS, в то время как стоимость BESS может со временем возрасти, и внедрить соответствующие рыночные механизмы и стратегии субсидирования с учетом своевременной корректировки.

- Постепенный отказ от угольной генерации можно реализовать путем поэтапного сокращения часов использования установленной мощности, повышения гибкости угольных ТЭС и интеграции в них систем CCS. Это экономически эффективный и осуществимый подход. Необходимо воздержаться от немедленного вывода из эксплуатации большого количества новых угольных электростанций.

- Эффективное управление спросом на электроэнергию приобретает первостепенное значение. Необходимо уделять большое внимание повышению энергоэффективности. Высокие темпы роста спроса на электроэнергию увеличивают общие затраты и затрудняют усилия по снижению зависимости от угольной энергетики. Темпы роста спроса на электроэнергию существенно влияют на стоимость перехода к низкоуглеродной системе, при этом CCS демонстрирует большую чувствительность к изменениям спроса на электроэнергию по сравнению с BESS.

---

<sup>207</sup> Законом о снижении инфляции 2022 года в США были предусмотрены налоговые льготы в размере 85 долл. США/тCO<sub>2</sub> без ограничения по лимиту с действием до 2033 года. [What is carbon capture and storage? EPA's new power plant standards proposal gives it a boost, but CCS is not a quick solution](#)

## **11 Прогнозы выбросов парниковых газов от производства энергии на ТЭС на перспективу до 2050-2060 гг. Россия и мир**

### **11.1 Российская Федерация**

#### **11.1.1 Перспективы развития производства энергии на тепловых электростанциях**

С 2022 года в Российской Федерации, а также за рубежом для Российской Федерации, появился спектр прогнозов долгосрочного развития энергетики в целом и электроэнергетики в частности. В порядке их появления это:

- ЦЭНЭФ-XXI. 2022 г. Russia's carbon neutrality: pathways to 2060 и Углеродная нейтральность в России: ухабистые траектории до 2060 года (три сценария);
- И. Башмаков. 2023 г. Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России. Долгосрочные перспективы (три сценария);
- Министерство энергетики США. 2023. International Energy Outlook 2023 International Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration (EIA);
- РЭА. 2024 г. Сценарии развития мировой энергетики до 2050 года (три сценария);
- ИНЭИ РАН. 2024 г. Прогноз развития энергетики мира и России 2024 (три сценария);
- Международное энергетическое агентство. 2024. World Energy Outlook 2024 (три сценария);
- Консорциум 5. «Экономика климата». 2024 г. Создание методики разработки сценариев и моделей оценки социально-экономических эффектов реализации климатической повестки и политики низкоуглеродного развития, включая меры по декарбонизации экономики и энергетики на уровне стран и регионов мира, а также экономики и энергетики Российской Федерации, обоснованы меры адаптации населения и экономики Российской Федерации к изменениям климата федерального уровня (два основных сценария и несколько дополнительных);
- Правительство РФ. 2025 г. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года (пять сценариев).

В этих работах с разным уровнем детализации рассмотрено более 15 сценариев, охватывающих, по-видимому, весь возможный спектр прогнозов производства электроэнергии на топливных ТЭС до 2050-2060 гг. Есть еще один официальный документ – Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (принята распоряжением Правительства РФ от 30 декабря 2024 года № 4153-р), – который, правда, имеет более короткий временной горизонт – до 2042 г. Тем не менее ниже также будет дана и его характеристика.

#### **11.1.2 Официальные прогнозы Правительства РФ**

Начнем анализ этих прогнозов в обратном порядке – с Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года. В ней отмечено, что «в вопросах развития электроэнергетики необходимо последовательно выступать за сохранение существующей структуры отрасли, основу которой составляют крупные электростанции, функционирующие в рамках Единой энергетической системы России». Приводится компактная таблица под амбициозным названием «Прогнозный топливно-энергетический баланс Российской Федерации» для разных сценариев. В ней не выделяется ни генерация по видам станций, ни потребление ими топлива. Потребление

всех видов энергоресурсов в ней отражено только одним показателем – «поставки на внутренний рынок». Какая часть топлива идет в электроэнергетику – не указано. Поставки газа на внутренний рынок растут с 496 млрд м<sup>3</sup> в 2023 году до 602-669 млрд м<sup>3</sup> в 2050 году, а угля – с 181 до 228-232 млн т. Такая динамика возможна только в случае заметного увеличения их использования в электроэнергетике. Отчасти потребление растет за счет показанной в Стратегии динамики удельного расхода топлива (УРУТ) на выработку электрической энергии. Этот показатель растет с 248 гут/кВт-ч в 2023 г. до 263 гут/кВт-ч в 2030 г. и только потом снижается до 239 гут/кВт-ч, или лишь на 9% за 27 лет.

Принятая в самом конце 2024 года Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года дает прогнозные оценки как генерации на топливных станциях, так и потребления ими топлива. Непонятно, почему тепловые электростанции показаны вместе с геотермальными. Выработка на последних ограничена, поэтому указанные в табл. 11.1 величины для показателя «тепловые электростанции, геотермальные электростанции» в основном представляют генерацию на тепловых станциях.

**Таблица 11.1 Структура производства электрической энергии по электроэнергетической системе России. Генсхема**

	2023 год (факт)		2036 год		2042 год	
	млн кВт-ч	%	млн кВт-ч	%	млн кВт-ч	%
<b>Электроэнергетическая система России, всего</b>	<b>1149983,6</b>	<b>100</b>	<b>1404842,6</b>	<b>100</b>	<b>1463857</b>	<b>100</b>
атомные электростанции	217696,7	18,9	279939,2	19,9	350824,2	24
гидроэлектростанции	200698,6	17,4	211004,8	15	216788,8	14,8
гидроаккумулирующие электростанции	1919,8	0,2	7782,5	0,6	7782,5	0,5
тепловые электростанции, геотермальные электростанции	720662,1	62,7	869635,9	61,9	840879,7	57,4
газ	534724,4	46,5	647606,1	46,1	651400,9	44,5
уголь	165008,8	14,3	196901,6	14	164317,2	11,2
прочее	20928,9	1,8	25128,2	1,8	25161,6	1,7
ветроэлектрические станции, солнечные электростанции	9006,4	0,8	36480,2	2,6	47581,8	3,3
Потребность тепловых электростанций в топливе <sup>1)</sup> (тыс. т у.т.)						
<b>Всего</b>	<b>3051138</b>	<b>100,0</b>	<b>348037</b>	<b>100,0</b>	<b>333836</b>	<b>100,0</b>
газ	224401	73,5	248333	71,4	246147	73,7
нефтепродукты	3975	1,3	1726	0,5	1634	0,5
торф	127	0,04	65	0,02	65	0,02
прочее топливо	3385	1,1%	17342	5,0	17291	5,2
уголь	73225	24,0	80571	23,2	68699	20,6
Выбросы ПГ от электростанций, функционирующих на основе использования органического топлива						
	2021 год (факт)		2036 год		2042 год	
				прирост <sup>2)</sup>		прирост**
<b>Всего, тыс. т CO<sub>2</sub></b>	<b>573</b>		<b>689</b>	20,2%	<b>652</b>	13,8%
на единицу приведенной энергии <sup>3)</sup> (гCO <sub>2</sub> /кВт-ч)	406		424	4,4%	408	0,5%
на единицу электроэнергии (гCO <sub>2</sub> /кВт-ч)	838		788	-6,0%	775	-7,5%

	2023 год (факт)		2036 год		2042 год	
	млн кВт-ч	%	млн кВт-ч	%	млн кВт-ч	%
на единицу топлива (тCO <sub>2</sub> /т)	1963		1979	0,8%	1952	-0,6%

<sup>1)</sup> Данные за 2023 г. приведены по форме 4-ТЭР, поскольку в Генсхеме они не приведены.

<sup>2)</sup> По отношению к 2021 году.

<sup>3)</sup> Сумма электрической и тепловой энергии, приведенная к единицам электрической энергии.

Источник: Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года

Анализ данных Генеральной схемы (табл. 9.1) позволяет сформулировать следующие выводы:

- доля ТЭС в суммарной генерации снижается на 5,3% к 2042 г. в основном за счет их вытеснения АЭС, доля которых растет на 5,1%. Небольшой рост доли ВЭС и СЭС только компенсирует снижение вклада ГЭС:
  - доля газовых ТЭС снижается на 2%, но генерация на них абсолютно растет на 22%;
  - доля угольных ТЭС снижается на 3,1%, а генерация на них остается на уровне 2023 г.;
- потребность ТЭС в топливе к 2042 г. растет на 10% от уровня 2023 г.; в газе она также растет на 10%, а в угле снижается на 6%;
- эффективность генерации электрической и тепловой энергии на ТЭС замораживается на 21 год.

При характеристике сценарных условий прогноза в Генеральной схеме указано, что они определены на основе базового сценария долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года. Однако этот прогноз Минэкономки России давно не обновлялся. В Энергетической стратегии даны только качественные характеристики сценарных условий: темпы роста ВВП до 2030 г. выше средних для развитых стран, а до 2050 г. – равны среднемировым или выше; сохранение в целом численности населения России на уровне 2023 года и долговременный характер введенных санкций. Отсутствие количественных значений осложняет анализ влияния отдельных факторов на динамику производства энергии на тепловых электростанциях.

### 11.1.3 Прогнозы институтов РАН

Следующая группа прогнозов сформирована в рамках работ по важнейшему инновационному проекту государственного значения (ВИП ГЗ) в отчете состоящего из институтов РАН Консорциума 5 «Экономика климата» под длинным названием «Создание методики разработки сценариев и моделей оценки социально-экономических эффектов реализации климатической повестки и политики низкоуглеродного развития, включая меры по декарбонизации экономики и энергетики на уровне стран и регионов мира, а также экономики и энергетики Российской Федерации, обоснованы меры адаптации населения и экономики Российской Федерации к изменениям климата федерального уровня». ИНП РАН координировал работу Консорциума 5, куда еще входят пять институтов: ИНЭИ РАН, ИМЭМО РАН, ИСЭМ СО РАН, ИЭОПП СО РАН и ОИВТ РАН. В этой работе в качестве основных рассматриваются Инерционный и Целевой сценарии, а кроме того, еще несколько вспомогательных сценариев.

В Целевом сценарии (см. табл. 11.2):<sup>208</sup>

- генерация электроэнергии на ТЭС на всем периоде выше уровня 2021 г. Она выходит на пик – 911 млрд кВт-ч в 2050 г. – и только потом снижается, оставаясь в 2060 г. на 4% выше значения 2021 г.;
- газовая генерация не выходит на пик до 2060 г., а угольная – выходит в 2025-2030 годах;
- использование ископаемого топлива на производство электрической и тепловой энергии растет к 2050 году до уровня, который на 6% выше значения 2021 года;
- использование природного газа на производство электрической и тепловой энергии растет к 2050 г. до уровня, который на 21% выше значения 2021 г.;
- УРУТ на газовых ТЭС растет и только к 2040 г. возвращается на уровень 2021 г. К 2060 г. он оказывается только на 7% ниже значения 2021 г.;
- использование твердых топлив (в основном угля) на производство электрической и тепловой энергии выходит на пик в 2025-2030 гг., а к 2060 г. оно падает на 65% от пикового значения;
- УРУТ на угольных ТЭС устойчиво снижается на 14% к 2060 г.;
- использование нефтепродуктов на производство электрической и тепловой энергии выходит на пик в 2025 г. и затем медленно снижается к 2060 г.

---

<sup>208</sup> Близкие оценки даны в работе сотрудников ИМП РАН: А.А. Широв, А.Ю. Колпаков. Целевой сценарий социально-экономического развития России с низким уровнем нетто-выбросов парниковых газов до 2060 года // Проблемы прогнозирования. 2023. № 6 (201). С. 53-66. DOI: 10.47711/0868-6351-201-53-66

**Таблица 11.2 Консорциум 5. Целевой сценарий. Производство электроэнергии, потребление топлива и удельные выбросы**

Показатели	2019	2020	2021	2025	2030	2035	2040	2050	2060
Производство всего, млрд кВт-ч	1121	1090	1159	1189	1268	1404	1567	1982	2397
ТЭС	714	656	715	744	793	838	875	911	744
ТЭС-Природный газ	536	491	543	552	601	656	706	782	641
ТЭС-Уголь	156	143	148	167	167	156	144	104	77
ТЭС-Прочие топлива	22	22	23	25	25	25	25	26	26
ГЭС	197	214	216	209	220	251	273	334	390
АЭС	209	216	223	223	235	272	342	484	706
ВИЭ	2	4	6	12	20	44	76	252	557
ВЭС	0	1	3	8	14	30	53	176	379
СЭС	1	2	2	4	5	14	23	75	178
ГеоЭС	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Использование топлива на производство электрической и тепловой энергии, тыс. т.т., в т.ч.:	371,6	374,4	402,1	388,9	403	406,4	423,5	425	357,6
Природный газ	279,7	287,9	311,6	293,3	308,5	320,7	347,1	375,3	321,8
Твердые топлива	82,0	77,3	81,3	84,1	84,0	76,0	67,0	41,4	29,0
Нефтепродукты	9,9	9,2	9,2	11,5	10,5	9,7	9,4	8,3	6,8
Удельный расход топлива, 2019 = 100, в т.ч.:									
Удельный расход газа на выработку электроэнергии	100	100	103	104	103	102	100	97	93
Удельный расход угля на выработку электроэнергии	100	99	96	96	95	94	93	90	86
Удельный расход топлива на выработку тепла на электростанциях	100	100	101	101	100	99	98	97	95
Удельные выбросы CO <sub>2</sub>									
Электроэнергия, тCO <sub>2</sub> экв/кВт-ч	358,2	337,5	344,5	356,4	351,3	324,7	294,8	225,9	145,4
Тепло, тCO <sub>2</sub> экв/Гкал	300,2	303,2	304,8	303,9	300,6	294,3	284,5	264,5	254,6
Тепло от электростанций, тCO <sub>2</sub> экв/Гкал	291,5	293,5	292,9	289,7	289,3	282,8	274,8	255,6	245,8
Тепло от котельных, тCO <sub>2</sub> экв/Гкал	308,9	312,4	316,2	318,3	313,5	307,7	296,0	275,0	266,2

Источник: Консорциум 5. «Экономика климата» Отчет по ВИП ГЗ. «Создание методики разработки сценариев и моделей оценки социально-экономических эффектов реализации климатической повестки и политики низкоуглеродного развития, включая меры по декарбонизации экономики и энергетики на уровне стран и регионов мира, а также экономики и энергетики Российской Федерации, обоснованы меры адаптации населения и экономики Российской Федерации к изменениям климата федерального уровня

В Инерционном сценарии (табл. 11.3):

- генерация электроэнергии на ТЭС устойчиво растет и к 2060 г. на 48% превышает уровень 2021 г.;
- газовая генерация к 2060 г. растет на 69%;
- угольная генерация выходит на пик к 2040 г., а затем снижается, и в 2060 г. она на 23% ниже уровня 2021 г.;
- использование ископаемого топлива на производство электрической и тепловой энергии растет к 2060 г. до уровня, который на 19% выше значения 2021 г.;
- использование природного газа на производство электрической и тепловой энергии растет на 28% к 2060 г.;
- УРУТ на газовых ТЭС только к 2040 г. возвращается к уровню 2021 г. К 2060 г. он оказывается лишь на 3% ниже значения 2021 г.;
- использование твердых топлив (в основном угля) на производство электрической и тепловой энергии выходит на пик в 2030 г., а к 2060 г. оно сокращается на 19% от пикового значения;
- УРУТ на угольных ТЭС устойчиво снижается – на 10% к 2060 г.;
- использование нефтепродуктов на производство электрической и тепловой энергии выходит на пик в 2030 г. и затем медленно снижается к 2060 г.

Согласно прогнозам ИНЭИ РАН, до 2050 года в России не будет декарбонизации электроэнергетики. Во всех сценариях топливная генерация растет. ИНЭИ РАН в работе Прогноз развития энергетики мира и России 2024 дает оценки генерации на ТЭС до 2050 г. для трех сценариев (табл. 11.4). Их сравнение с оценками Консорциума 5, в состав которого ИНЭИ РАН входит, показывает «родовую» связь. Угольная генерация в 2050 г. только в сценарии Ключ ниже уровня 2021 года (табл. 11.4 и рис. 11.1). В двух других сценариях она растет.

**Таблица 11.3 Консорциум 5. Инерционный сценарий. Производство электроэнергии, потребление топлива и удельные выбросы**

Показатели	2019	2020	2021	2025	2030	2035	2040	2050	2060
Производство всего, млрд кВт-ч	1121	1090	1159	1187	1260	1354	1452	1623	1750
ТЭС	714	656	715	742	792	836	892	986	1055
ТЭС-Природный газ	536	491	543	550	600	647	709	820	916
ТЭС-Уголь	156	143	148	167	167	164	157	141	114
ТЭС-Прочие топлива	22	22	23	25	25	25	25	25	25
ГЭС	197	214	216	209	220	242	250	273	285
АЭС	209	216	223	223	229	249	275	308	333
ВИЭ	2	4	6	12	19	27	36	56	77
ВЭС	0	1	3	8	14	20	27	43	60
СЭС	1	2	2	4	5	7	8	13	17
ГеоЭС	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Использование топлива на производство электрической и тепловой энергии, тыс. туг, в т.ч.:	371,6	374,4	402,1	388,4	403,9	410,3	438,9	468,6	477,3
Природный газ	279,7	287,9	311,6	292,8	306,9	317,6	344,8	378,9	397,6
Твердые топлива	82,0	77,3	81,3	84,1	85,9	81,8	82,7	78,1	68,5
Нефтепродукты	9,9	9,2	9,2	11,5	11,1	10,9	11,4	11,6	11,2
Удельный расход топлива, 2019 = 100, в т.ч.:									
Удельный расход газа на выработку электроэнергии	100	100	103	104	103	102	101	99	97
Удельный расход угля на выработку электроэнергии	100	99	96	96	95	94	93	92	90
Удельный расход топлива на выработку тепла на электростанциях	100	100	101	101	100	99	99	97	96
Удельные выбросы CO <sub>2</sub>									
Электроэнергия, тCO <sub>2</sub> экв/кВт-ч	358,2	337,5	344,5	356,2	352,9	339,8	329,9	312,0	295,5
Тепло, тCO <sub>2</sub> экв/Гкал	300,2	303,2	304,8	303,9	303,4	299,5	298,5	294,8	291,1
Тепло от электростанций, тCO <sub>2</sub> экв/Гкал	291,5	293,5	292,9	289,7	291,7	286,1	284,3	280,6	276,9
Тепло от котельных, тCO <sub>2</sub> экв/Гкал	308,9	312,4	316,2	318,3	316,5	314,6	314,8	311,0	307,3

Источник: Консорциум 5. «Экономика климата» Отчет по ВИП ГЗ. «Создание методики разработки сценариев и моделей оценки социально-экономических эффектов реализации климатической повестки и политики низкоуглеродного развития, включая меры по декарбонизации экономики и энергетики на уровне стран и регионов мира, а также экономики и энергетики Российской Федерации, обоснованы меры адаптации населения и экономики Российской Федерации к изменениям климата федерального уровня

Таблица 11.4 ИНЭИ РАН. Генерация электроэнергии по видам, млрд кВт-ч

	2021	Туман			Раскол			Ключ		
		2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %	2035	2050	Темпы роста 2021-2050, %
Нефтепродукты	9	6	4	-2,3	6	4	-2,4	6	4	-2,5
Газ	548	594	605	0,3	620	684	0,8	630	683	0,8
Уголь	154	162	156	0,1	170	173	0,4	157	142	-0,3
<b>Всего ископаемые топлива</b>	<b>711</b>	<b>762</b>	<b>765</b>	<b>0,3%</b>	<b>796</b>	<b>861</b>	<b>0,7%</b>	<b>793</b>	<b>829</b>	<b>0,5%</b>
Атомная энергия	223	240	265	0,6	251	291	0,9	280	355	1,6
Гидроэнергия	216	229	233	0,3	232	241	0,4	237	251	0,5
Биоэнергия	4	5	5	1	5	5	1,1	5	6	1,2
Солнечная энергия	2	5	11	5,8	4	8	4,6	10	26	8,8
Ветровая энергия	4	9	21	6,3	7	13	4,6	19	61	10,3
Прочие ВИЭ	0	1	1	3	1	1	3,4	1	1	3,8
<b>Всего</b>	<b>1159</b>	<b>1249</b>	<b>1303</b>	<b>0,4</b>	<b>1295</b>	<b>1422</b>	<b>0,7</b>	<b>1344</b>	<b>1528</b>	<b>1</b>

Источник: ИНЭИ РАН. 2024. Прогноз развития энергетики мира и России 2024

Рисунок 11.1 ИНЭИ РАН. Генерация электроэнергии по видам, млрд кВт-ч



Источник: ИНЭИ РАН. 2024. Прогноз развития энергетики мира и России 2024

### 11.1.4 Прогнозы РЭА

Ни в одном из сценариев РЭА потребление ископаемого топлива на цели генерации электроэнергии до 2050 г. не растет. В работе РЭА Сценарии развития мировой энергетики до 2050 года не приводятся данные о прогнозах выработки электроэнергии на ТЭС, но даются прогнозы потребления ископаемого топлива на ТЭС по основным видам (табл. 11.5). Даже в сценарии Все как встарь суммарное потребление топлива на ТЭС снижается, и только потребление природного газа остается на уровне 2020 г.

В сценариях Рациональный технологический выбор и Чистый ноль предусмотрена декарбонизация электроэнергетики. В сценарии Рациональный

технологический выбор потребление ископаемого топлива на ТЭС снижается к 2050 г. на 36%, а в сценарии Чистый ноль – на 61% (табл. 9.5).

**Таблица 11.5 РЭА. Использование ископаемого топлива на производство электроэнергии, тыс. тнэ**

	2020	2030	2040	2050	2050 г. от уровня 2020 г.
Все как встарь					
Жидкие топлива	5721	6057	6432	4826	84%
Природный газ	217318	218537	221257	216922	100%
Уголь	92223	85197	82444	73887	80%
Всего ископаемые топлива	315262	309791	310133	295635	94%
Рациональный технологический выбор					
Жидкие топлива	5721	1809	125	0	0%
Природный газ	217318	211275	202079	174881	80%
Уголь	92223	68632	43038	25406	28%
Всего ископаемые топлива	315262	281716	245242	200287	64%
Чистый ноль					
Жидкие топлива	5721	11590	2779	0	0%
Природный газ	217318	180394	127276	77614	36%
Уголь	92223	31449	37898	46278	50%
Всего ископаемые топлива	315262	223433	167953	123892	39%

Источник: РЭА. 2024. Сценарии развития мировой энергетики до 2050 года

### 11.1.5 Прогнозы ЦЭНЭФ-XXI

На общей картине также заметны траектории, описанные в работах ЦЭНЭФ-XXI.<sup>209</sup> В них решается задача достижения углеродной нейтральности для трех наборов сюжетных линий («три четверки»), охватывающих резко расширяющуюся зону неопределенности:

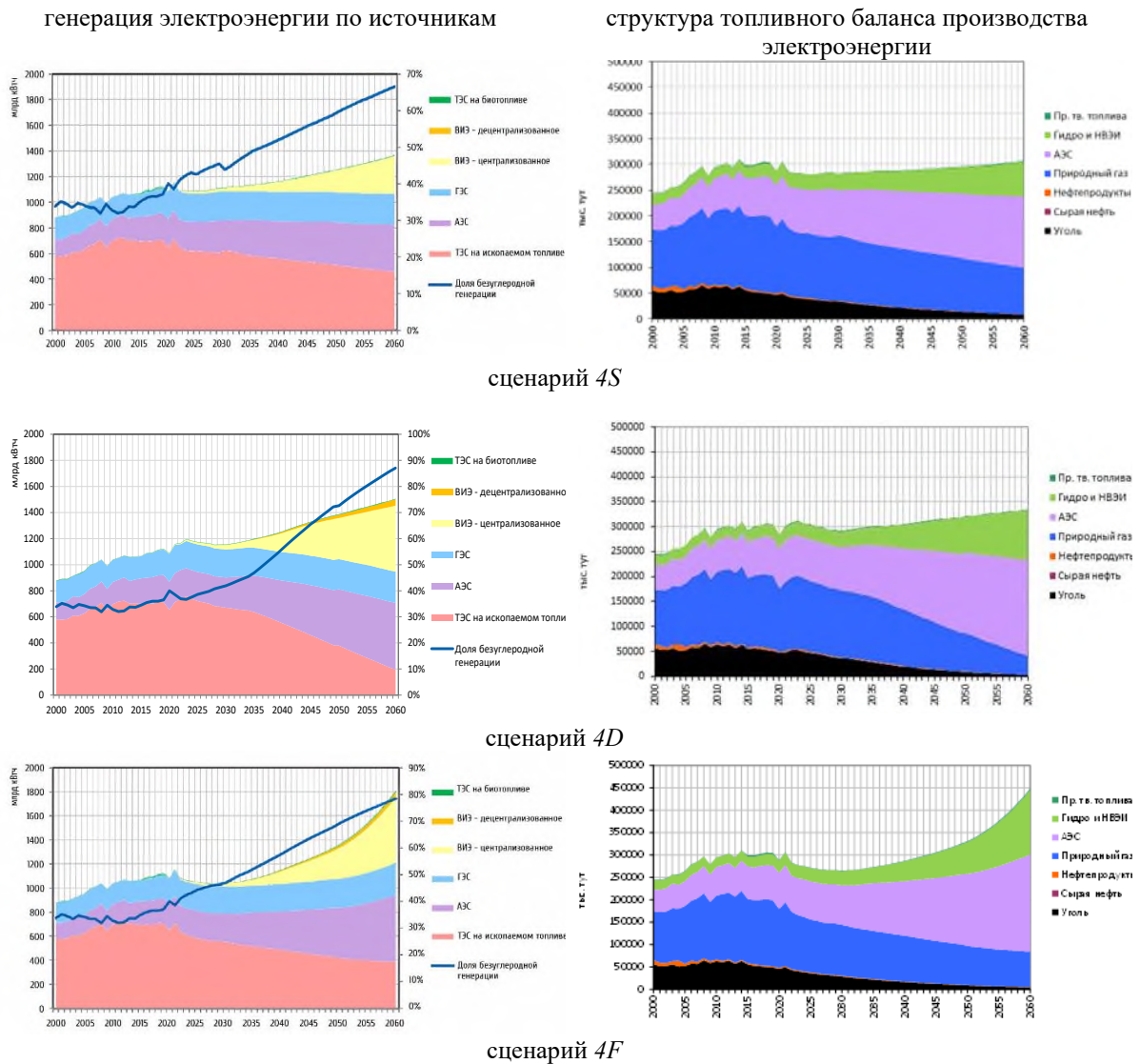
- 4S – Stagnation, Sanctions, Self-Sufficiency. Его можно также назвать Forward-to-the-Past (как аллюзия к «Back-to-the-Future»). Этот сценарий моделируется не как BAU, а как контрольный (reference) сценарий;
- 4D – Development Driven by Decarbonization and Democratization – открывает дверь для возврата в мировую экономику;
- 4F – Fossil Fuels for Feedstock – базируется на сценарии 4D и допускает более широкое использование ресурсов ископаемого топлива для неэнергетических целей, включая производство низкоуглеродного водорода и аммиака.

Во всех сценариях к 2060 году энергосистема еще не становится полностью декарбонизированной, но доля источников с низкими и нулевыми выбросами углерода заметно увеличивается с нынешних 40% до 67-85%. Во всех сценариях к 2060 г. генерация на ТЭС заметно снижается – до 457 млрд кВт-ч в сценарии 4S; 195 млрд кВт-ч в сценарии 4D и до 390 млрд кВт-ч в сценарии 4F, равно как и объемы использования ископаемого топлива при производстве электроэнергии (рис. 11.2).

<sup>209</sup> ЦЭНЭФ-XXI. 2022. Углеродная нейтральность в России: траектории до 2060 года (три сценария) и Russia's carbon neutrality: pathways to 2060; И. Башмаков. 2023 г. Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России. Долгосрочные перспективы; Башмаков И.А. Россия на траекториях движения к углеродной нейтральности: три четверки и одна двойка // Нефтегазовая вертикаль. – № 11, 2022. – С. 62-75; Башмаков И.А. Низкоуглеродное развитие и экономический рост // Нефтегазовая вертикаль. – №№ 19-20, 2021. – С. 52-62; Башмаков И.А. Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России. Долгосрочные перспективы // Нефтегазовая вертикаль. – №№ 11-12, 2023.

Сценарные оценки РЭА и ЦЭНЭФ-XXI могут оказаться заметно ближе к реальности, чем суперконсервативные оценки Генсхемы и РАН. Сетевая генерация электроэнергии на ВЭС и СЭС достигнет 332 млрд кВт-ч, или 24% от общей генерации в 2060 г. Конкурентоспособность ВЭС и СЭС будет расти, затраты на генерацию снизятся на фоне постоянно требуемого генерирующими компаниями роста цен на газ и повышения CAPEXов на модернизацию действующих ТЭС и на строительство новых.

**Рисунок 11.2 Структура генерация электроэнергии по источникам в сценариях ЦЭНЭФ-XXI**



Источники: ЦЭНЭФ-XXI. 2022. Углеродная нейтральность в России: траектории до 2060 года (три сценария) и Russia's carbon neutrality: pathways to 2060; И. Башмаков. 2023 г. Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России. Долгосрочные перспективы; Башмаков И.А. Россия на траекториях движения к углеродной нейтральности: три четверки и одна двойка // Нефтегазовая вертикаль. – № 11, 2022. – С. 62-75; Башмаков И.А. Низкоуглеродное развитие и экономический рост // Нефтегазовая вертикаль. – №№ 19-20, 2021. – С. 52-62; Башмаков И.А. Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России. Долгосрочные перспективы // Нефтегазовая вертикаль. – №№ 11-12, 2023.

### 11.1.6 Зарубежные прогнозы

Прогнозы МЭА относительно декарбонизации электроэнергетики России лишь немногим менее пессимистичны, чем прогнозы РАН. В сценарии «Действующие меры политики» доля генерации на угольных и газовых ТЭС снижается, абсолютные объемы

выходят на пик к 2035 г. и остаются там до середины века, поскольку некоторое снижение генерации на угольных ТЭС компенсируется ее ростом на газовых. В сценарии Объявленные меры политики доля ТЭС на ископаемом топливе (без учета нефтепродуктов) снижается до 46% в 2050 г., а абсолютное значение генерации в том же году снижается на 10% (табл. 11.6). В сценарии МЭА Net Zero географическая структура не представлена, и поэтому Россия не выделяется.

**Таблица 11.6 МЭА. Выработка электроэнергии на угольных и газовых ТЭС в России, млрд кВт-ч**

	2010	2022	2023	Stated Policies			Announced Pledges		
				2030	2035	2050	2030	2035	2050
Угольные ТЭС	166	188	196	186	187	166	162	153	124
Газовые ТЭС	521	519	529	582	593	609	575	563	528
ТЭС на угле и газе	687	707	725	768	780	775	737	716	652
Всего генерация	1036	1149	1163	1223	1279	1397	1201	1247	1404
Доля топливных ТЭС, %	66,3%	61,5%	62,3%	62,8%	61,0%	55,5%	61,4%	57,4%	46,4%
Выбросы от производства электроэнергии (MtCO <sub>2</sub> )	892	806	833	808	799	726	754	709	594

Источник: IEA. 2024. World Energy Outlook.

В прогнозе Министерства энергетики США<sup>210</sup> генерация на газовых ТЭС заметно растет во всех сценариях. Оценки генерации электроэнергии на ТЭС России (угольных, газовых и на жидком топливе) до 2050 г. в этой работе даны для шести сценариев (табл. 11.7).

**Таблица 11.7 МЭ США. Выработка электроэнергии на ТЭС на ископаемом топливе в России, млрд кВт-ч**

	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Среднегодовые темпы роста, 2022–2050
ТЭС на газе								
Reference case	499	502	589	661	716	771	823	1,8%
High Oil Price case	499	504	592	663	722	779	843	1,9%
Low Oil Price case	499	502	586	660	716	769	823	1,8%
High Economic Growth case	499	509	623	725	825	900	1016	2,6%
Low Economic Growth case	499	502	543	591	604	616	629	0,8%
High Zero-Carbon Technology Cost case	499	502	588	661	714	771	832	1,8%
Low Zero-Carbon Technology Cost case	499	502	589	662	717	773	824	1,8%
ТЭС на угле								
Reference case	184	186	148	122	121	121	121	-1,5%
High Oil Price case	184	188	148	123	121	121	121	-1,5%
Low Oil Price case	184	186	148	122	121	121	121	-1,5%
High Economic Growth case	184	188	152	129	150	188	188	0,1%
Low Economic Growth case	184	185	148	121	121	121	121	-1,5%
High Zero-Carbon Technology Cost case	184	187	148	122	121	121	121	-1,5%

<sup>210</sup> International Energy Outlook, 2023. International Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration (EIA)

Low Zero-Carbon Technology Cost case	184	187	148	122	121	121	121	-1,5%
ТЭС на жидком топливе								
Reference case*	17	16	6	2	2	1	1	-10,6%

\* одна траектория для всех сценариев

Источник: EIA DOE. 2023. International Energy Outlook. 2023. [International Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration \(EIA\)](#)

В сценарии Быстрого экономического роста она достигает 1016 млрд кВт-ч, несмотря даже на то, что исходное значение за 2022 г. заметно ниже указываемого в российских источниках. Это самое высокое значение из всех имеющихся прогнозных оценок. Генерация на угольных ТЭС во всех сценариях снижается до 2035 г., а затем в пяти из шести сценариев остается замороженной на уровне 121 млрд кВт-ч до 2050 г., а в сценарии Быстрого экономического роста возвращается к уровню 2025 г. – 188 млрд кВт-ч. Генерация на жидком топливе падает до 1 млрд кВт-ч к 2050 г. независимо от сценария.

В общедоступных описаниях результатов прогнозов bp, DNV, Enerdata и др. генерация на топливных станциях России не представлена.

### 11.1.7 Основные факторы, определяющие перспективную динамику потребления и производства электроэнергии на топливных ТЭС России

Основные факторы, определяющие перспективную динамику потребления и производства электроэнергии на топливных ТЭС в России, включают:

- масштабы экономической активности, как правило, отражаемые показателем роста ВВП;
- структурные сдвиги в экономике, отражающие влияние различий в скорости развития отдельных видов экономической активности с разными параметрами электроемкости;
- повышение эффективности использования электроэнергии у конечных потребителей;
- процессы электрификации в разных секторах (в промышленности, на транспорте, в зданиях);
- повышение энергоэффективности на источниках топливной генерации за счет внедрения нового оборудования с высокими КПД – ПГУ, угольные ТЭС на сверхкритических параметрах пара и др.;
- структурные сдвиги в топливном балансе электроэнергетики за счет:
  - реализации программ развития бестопливной генерации (АЭС, ГЭС, СЭС, ВЭС, ГеоТЭС, БиоТЭС и др.);
  - роста цен на электроэнергию на ископаемом топливе, в т.ч. за счет введения механизмов с ценой на углерод;
  - снижения затрат на генерацию электроэнергии на ВИЭ как за счет мер по ее субсидированию, так и за счет технического прогресса и эффекта масштаба;
- различия в подходах к моделированию перспектив развития электроэнергетики.

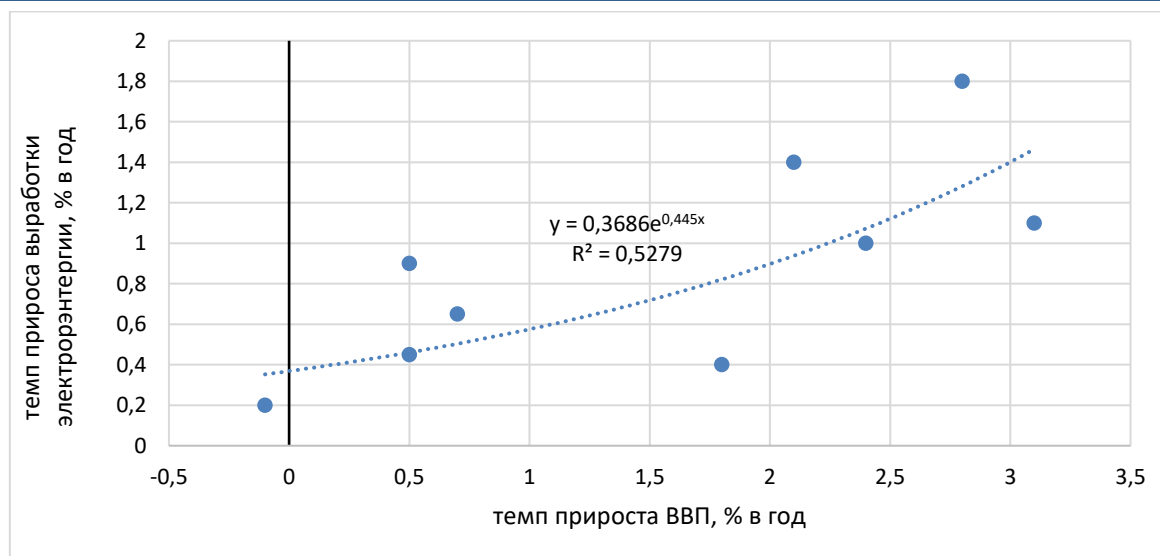
### 11.1.8 Параметры экономической активности

Зависимость темпов роста потребления электроэнергии от роста ВВП для России нетривиальна: чем выше темпы роста ВВП, тем за счет структурных сдвигов и

повышения энергоэффективности больше отставание роста электропотребления. Напротив, при низких темпах роста экономики потребление электроэнергии может расти так же, как ВВП, или даже его обгонять (см. рис. 11.3). В большинстве прогнозов можно оценить только суммарный эффект темпов роста ВВП, структурных сдвигов и повышения энергоэффективности. В Инерционном сценарии прогноза Консорциума 5 ВВП до 2060 г. растет на 3,1% в год, а электропотребление – на 1,1%, то есть коэффициент эластичности равен 0,34. В Целевом сценарии соответствующие параметры равны 2,8%, 1,8% и 0,63. В прогнозе ИНЭИ РАН ВВП до 2050 года растет на 1,8-2,4% в год, а электропотребление – на 0,4-1% в год, то есть коэффициент эластичности равен 0,22-0,48. Разница в темпах роста экономики дает диапазон прогноза на 2050 год 1303-1523 млрд кВт-ч, или разрыв в 17% (см. рис. 11.1). В сценариях 4D и 4S прогноза ЦЭНЭФ-XXI ВВП до 2060 года растет на 0,5% в год, а электропотребление – на 0,9% и на 0,45%, то есть коэффициент эластичности равен 0,9-1,8.

В прогнозе МЭА темп роста ВВП до 2050 г. равен 0,7%, а потребления электроэнергии – 0,65%. Коэффициент эластичности почти равен 1. В прогнозе МЭ США явно выделены сценарии с высокими и низкими темпами экономического роста. В первом случае потребление электроэнергии растет к 2050 г. до 1660 млрд кВт-ч, а во втором – до 1215 млрд кВт-ч. То есть разница в параметрах экономического роста дает разницу в объемах генерации 37%. Среднегодовой темп роста ВВП в первом случае равен 2,1%, во втором – (-)0,1%, а среднегодовые темпы роста электропотребления – соответственно 1,4% и 0,2%. То есть коэффициент эластичности роста потребления электроэнергии по ВВП для сценария быстрого роста равен 0,67, а для медленного – (-)2. Рост электропотребления при снижении ВВП в сценарии низкого роста отражает пусть медленную, но все же устойчивую электрификацию процессов потребления энергии во всех секторах. Точки на рис. 11.3 не ложатся на одну кривую, поскольку помимо динамики ВВП другие факторы также оказывают влияние на динамику потребности в электроэнергии. Например, структурные факторы, цены на электроэнергию, на которые влияют цены на углерод, активность в сфере повышения энергоэффективности и др. Обобщение этой зависимости показывает, что коэффициент эластичности является ассиметричным: чем выше темпы роста экономики, тем ниже его значение.

**Рисунок 11.3** Зависимость прогнозных темпов роста производства электроэнергии в России от темпов роста ВВП



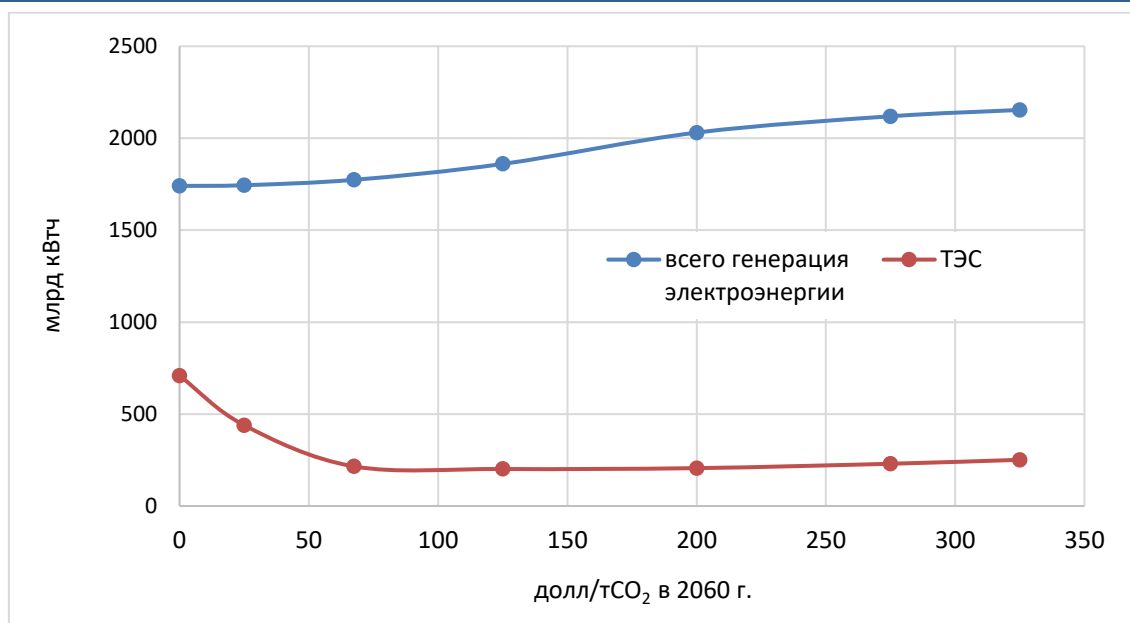
Источник: построено авторами по данным: [Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года](#) (Генсхема, принята распоряжением Правительства РФ от 30 декабря 2024 года №4153-р); Консорциум 5. «Экономика климата». 2024 г. Создание методики разработки сценариев и моделей оценки социально-экономических эффектов реализации климатической повестки и политики низкоуглеродного развития, включая меры по декарбонизации экономики и энергетики на уровне стран и регионов мира, а также экономики и энергетики Российской Федерации, обоснованы меры адаптации населения и экономики Российской Федерации к изменениям климата федерального уровня; ИНЭИ РАН. 2024 г. [Прогноз развития энергетики мира и России 2024](#) (три сценария); ЦЭНЭФ-XXI. 2022. [Углеродная нейтральность в России: ухабистые траектории до 2060 года](#) (три сценария) и [Russia's carbon neutrality: pathways to 2060](#); И. Башмаков. 2023. [Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России. Долгосрочные перспективы](#); IEA. [World Energy Outlook. 2024](#) (три сценария); EIA DOE. 2023. [International Energy Outlook. 2023. International Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration \(EIA\)](#)

### 11.1.9 Цены на электроэнергию и цены на углерод

В отчете Консорциума 5 рассмотрено семь сценариев с очень широким диапазоном цен на углерод. Они вводятся с 2030 г. и постепенно растут. На рис. 11.4 по горизонтали показаны их конечные значения на 2060 г. Консорциум 5 получил результат, который противоречит экономической логике. Введение цены на углерод, при прочих равных условиях, ведет к удорожанию электроэнергии. Это, в свою очередь, должно приводить к снижению, а не к росту (как получилось у Консорциума 5) потребления и производства электроэнергии. Рост мог получиться только в случае, если генерация на ВИЭ и АЭС заметно дешевле топливной. Тогда значительный рост доли этих видов генерации мог бы привести к снижению средневзвешенных затрат на генерацию электроэнергии. Однако Консорциум 5 считает генерацию на ВИЭ дорогостоящей (см. ниже про «цену переключения»), поэтому такая логика здесь не срабатывает, и полученный результат не выдерживает критики. Более логичным выглядит результат в отношении генерации электроэнергии на ТЭС (рис. 11.4). Получается, что при цене на углерод 67,5 долл./тCO<sub>2</sub> генерация на ТЭС достигает дна, которое более высокие цены на углерод пробить не могут. То есть повышать цены сверх этого уровня смысла не имеет. Это результат допущений расчетов, в которых выделен перечень

«неприкасаемых» ТЭС. В расчетах ЦЭНЭФ-XXI к 2060 г. цена на углерод растет до 108 долл./тCO<sub>2</sub>, и ее постепенное повышение дает эффект.<sup>211</sup>

**Рисунок 11.4** Зависимость прогнозных оценок производства электроэнергии в России в 2060 г. от цен на углерод в прогнозах Консорциума 5



Источник: построено авторами по данным: Консорциум 5. «Экономика климата». 2024 г. Создание методики разработки сценариев и моделей оценки социально-экономических эффектов реализации климатической повестки и политики низкоуглеродного развития, включая меры по декарбонизации экономики и энергетики на уровне стран и регионов мира, а также экономики и энергетики Российской Федерации, обоснованы меры адаптации населения и экономики Российской Федерации к изменениям климата федерального уровня

Конкурентоспособность низкоуглеродных технологий определяет скорость их проникновения на рынок и вытеснения топливных ТЭС. Одним, но далеко не единственным и даже не самым главным инструментом стимулирования их развития является введение цены на углерод. Ее добавление в формулу приведенных затрат на генерацию электроэнергии (LCOE) делает технологии на ископаемом топливе более дорогими и потому менее конкурентоспособными. Цена углерода, при которой LCOE источников на ископаемом топливе и на ВИЭ выходят на паритет, и называется ценой переключения.

На регулярной основе LCOE оцениваются и сравниваются в проектах Lazard и IRENA.<sup>212</sup> По оценкам Lazard, во многих случаях ВИЭ уже конкурентоспособны. Такой же вывод получен в самой авторитетной научной публикации по теме декарбонизации – Шестом оценочном докладе Рабочей Группы III МГЭИК,<sup>213</sup> в оценках МЭА,<sup>214</sup> IRENA и многих других аналитических центров. Кстати, ценовой паритет достигается в основном за счет снижения LCOE при увеличении масштабов применения ВИЭ (эффект обучения) и в существенно меньшей степени – за счет введения цены на углерод. Там, где сетевые

<sup>211</sup> Башмаков И.А. Россия на траекториях движения к углеродной нейтральности: три четверки и одна двойка // Нефтегазовая вертикаль. – № 11, 2022. – С. 62-75.

<sup>212</sup> Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis—Version 17.0. [Lazard LCOE+ \(June 2024\)](#) и [Renewable power generation costs in 2023: Executive summary](#)

<sup>213</sup> Глава 6, IPCC AR6 WGIII FullReport.pdf, в оценках МЭА (World Energy Outlook 2024 – Analysis - IEA)

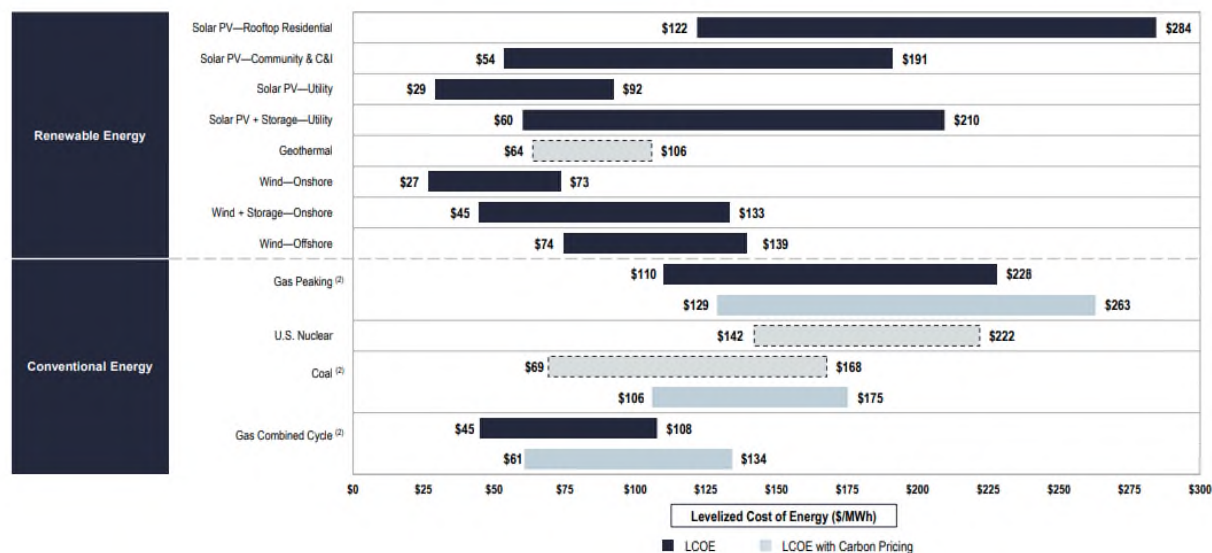
<sup>214</sup> [World Energy Outlook 2024 – Analysis - IEA](#)

СЭС и ВЭС на суше пока еще дороже, для выхода на ценовой паритет требуется введение цены на углерод в размере 40-60 долл./тCO<sub>2</sub> (рис. 11.5).

**Рисунок 11.5 Чувствительность стоимости генерации электроэнергии к ценам на углерод**

### Levelized Cost of Energy Comparison—Sensitivity to Carbon Pricing

Carbon pricing is one avenue for policymakers to address carbon emissions; a carbon price range of \$40 – \$60/Ton<sup>(1)</sup> of carbon would increase the LCOE for certain conventional generation technologies, as indicated below



\* Низкий и высокий диапазоны отражают LCOE выбранных традиционных технологий генерации, включая цену углерода в размере 40 долл. США/тCO<sub>2</sub> и 60 долл. США/тCO<sub>2</sub> соответственно.

Источник: Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis—Version 17.0. [Lazard LCOE+ \(June 2024\)](#)

С такими оценками кардинально несогласен Консорциум 5. В его отчете не приведены сами значения LCOE, но приведены значения цен переключения. Неясно также, используется ли в этих расчетах такой необходимый методологический элемент, как эффект обучения. Методологически только для новых станций имеет смысл сравнивать LCOE. По логике экспертов РАН получается, что для сетевых ВИЭ цена переключения по сравнению с новыми ПГУ равна 88-436 долл./тCO<sub>2</sub>. Это противоречит собственным результатам Консорциума 5, которые показывают, что при цене на углерод 67,5 долл./тCO<sub>2</sub> генерация на топливных ТЭС снижается в 2060 г. с 708 до 215 млрд кВт-ч. Для ПГУ с КПД 55% удельные выбросы равны 356 гут CO<sub>2</sub>/кВт-ч. Тогда при введении цены 88-436 долл./тCO<sub>2</sub> цена электроэнергии от ПГУ вырастет на 3-15 центов/кВт-ч, или на 3-12 руб./кВт-ч. Согласно оценкам АРВЭ, LCOE для сетевых СЭС и ВЭС в России устойчиво снижаются и уже сегодня примерно равны LCOE для новых ПГУ (см. рис. 11.6 и 11.7). Поэтому цена переключения уже близка к нулю и уж точно существенно ниже 88-436 долл./тCO<sub>2</sub>. Заметим, что серийного выпуска российских турбин для ПГУ еще нет, как нет и российской технологии для угольных ТЭС на суперкритических параметрах пара. Поэтому настоящих оценок удельных капитальных вложений и выверенных технологических параметров для этих технологий при использовании российского оборудования пока просто не существует. Эксперты РАН их и не приводят. Для новой угольной ТЭС с КПД 40% при цене на углерод 50 долл./тCO<sub>2</sub> LCOE прирастает на 4,3 центов/кВт-ч. Однако согласно данным АРВЭ, для них LCOE и

так выше, чем для сетевых ВЭС и СЭС (см. рис. 11.7), то есть цена переключения равна нулю.

### Рисунок 11.6 Ценовые параметры проектов СС и ВЭС



Источник: АРВЭ. 2024. РЫНОК ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ 202408 RREDA annual RES report.pdf

### Рисунок 11.7 LCOE для разных технологий генерации в России

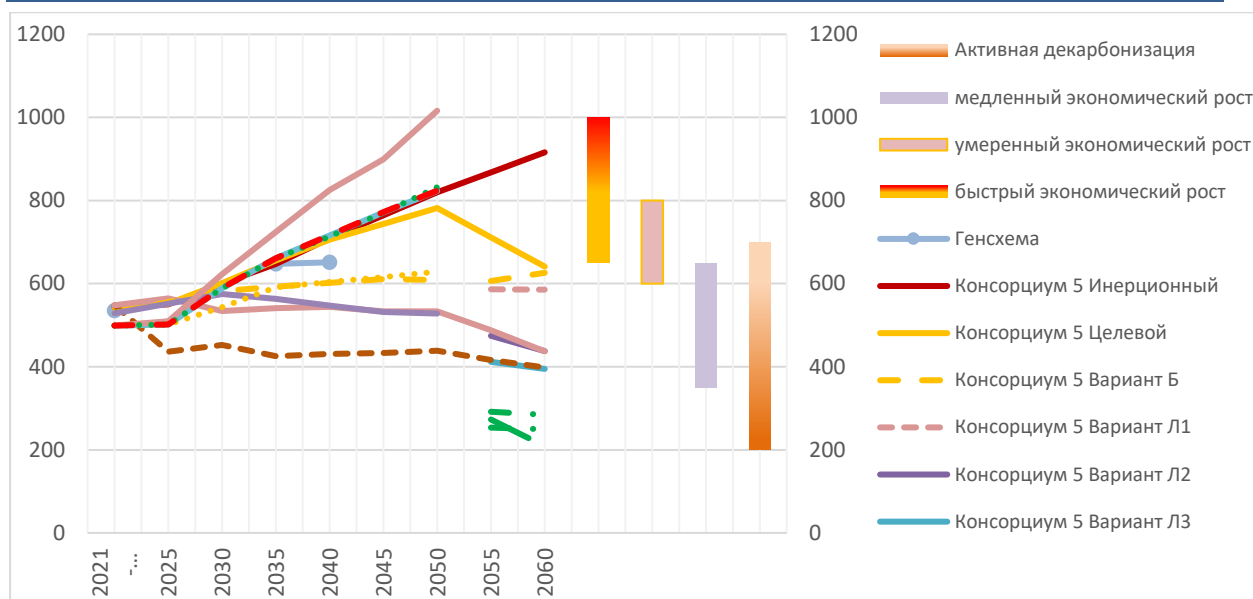


Источник: АРВЭ. 2024. РЫНОК ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ 202408 RREDA annual RES report.pdf

Рассмотренные выше прогнозы генерации электроэнергии на газовых ТЭС в России системно представлены на рис. 11.8. Самые высокие оценки получены для высоких темпов роста ВВП – рост на 2-3% в среднем до 2050 г. и до 2060 г. Такие темпы роста ВВП являются нереалистично высокими и недостижимыми в перспективе 30-40 лет в силу дефицита рабочей силы и низкой многофакторной производительности.<sup>215</sup>

<sup>215</sup> Башмаков И.А. Россия на траекториях движения к углеродной нейтральности: три четверки и одна двойка // Нефтегазовая вертикаль. – №11, 2022. – С. 62-75; Башмаков И.А. Низкоуглеродное развитие и экономический рост // Нефтегазовая вертикаль. – №№19-20, 2021. – С. 52-62; Башмаков И.А. Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России. Долгосрочные перспективы // Нефтегазовая вертикаль. – №№11-12, 2023.

**Рисунок 11.8 Прогнозы генерации электроэнергии на газовых ТЭС России в разных сценариях в зависимости от темпов экономического роста и интенсивности мер по декарбонизации**



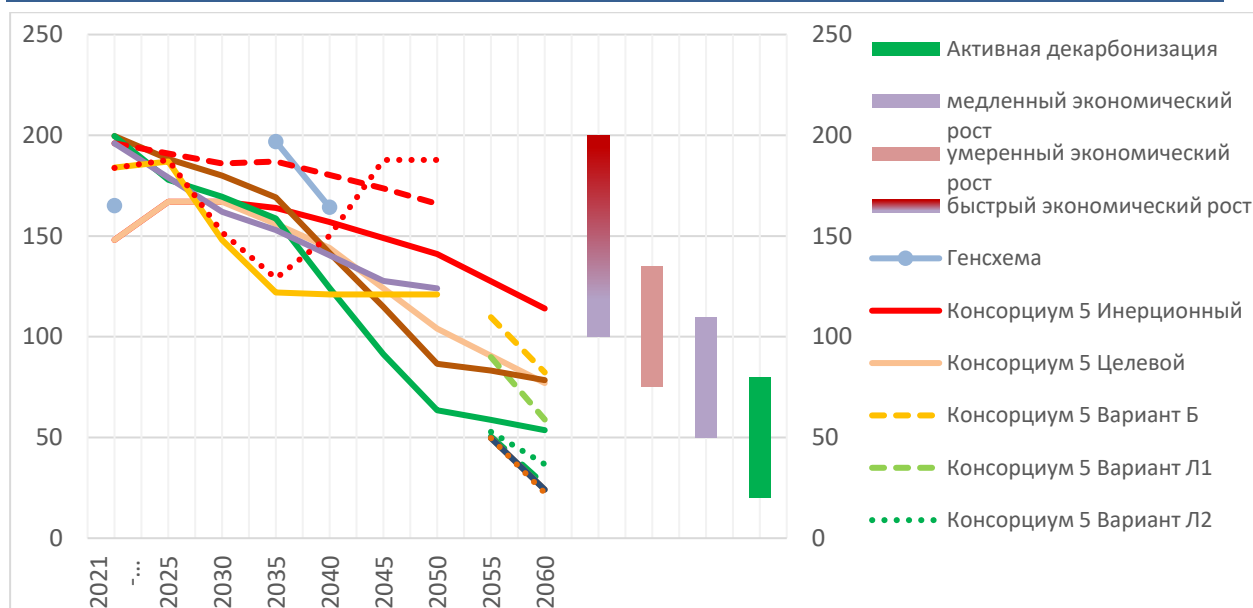
Источник: построено авторами по данным: Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (Генсхема, принята распоряжением Правительства РФ от 30 декабря 2024 года №4153-р); Консорциум 5. «Экономика климата». 2024 г. Создание методик разработки сценариев и моделей оценки социально-экономических эффектов реализации климатической повестки и политики низкоуглеродного развития, включая меры по декарбонизации экономики и энергетики на уровне стран и регионов мира, а также экономики и энергетики Российской Федерации, обоснованы меры адаптации населения и экономики Российской Федерации к изменениям климата федерального уровня; ИНЭИ РАН. 2024 г. Прогноз развития энергетики мира и России 2024 (три сценария); ЦЭНЭФ-XXI. 2022. Углеродная нейтральность в России: траектории до 2060 года (три сценария) и Russia's carbon neutrality: pathways to 2060; И. Башмаков. 2023 г. Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России; IEA. World Energy Outlook. 2024 (три сценария) World Energy Outlook 2024; EIA DOE. 2023. International Energy Outlook 2023 International Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration (EIA)

Самые низкие оценки получены для вариантов с высокими ценами на углерод. Пока нет оснований говорить о том, что Россия готова ввести сколь-либо значимые цены на углерод иликратно усилить поддержку развития ВИЭ. Строительство АЭС затратно и требует длительного времени. Поэтому при сохранении вектора обозначенной в Энергетической стратегии политики в перспективе до 2050 г. вероятный диапазон генерации на газовых ТЭС в России можно оценить в 500-700 млрд кВт-ч.

Аналогичная систематизация прогнозов по угольной генерации показана на рис. 11.9. Исходные значения угольной генерации за 2021-2023 гг. во многих источниках заметно различаются. Только в Генсхеме угольная генерация растет к 2036 г. Правда, затем она резко падает к 2042 году. В прогнозах Консорциума 5 она растет до 2025-2030 гг., а затем снижается. Практически все прогнозы согласны, что после 2035 г. угольная генерация будет заметно снижаться. Из общей логики выбивается прогноз МЭ США с высоким экономическим ростом, который предполагает формирование новой угольной волны после 2035 года. Если же ограничить диапазон прогнозных значений умеренными темпами экономического роста и умеренной политикой декарбонизации, то можно ожидать, что в 2060 г. объемы угольной генерации составят 75-150 млрд кВт-ч.

Для жидкого топлива МЭ США и ИНЭИ РАН дают диапазон 1-4 млрд кВт-ч на 2050 г.

**Рисунок 11.9 Прогнозы генерации электроэнергии на угольных ТЭС России в разных сценариях в зависимости от темпов экономического роста и интенсивности мер по декарбонизации**



Источник: построено авторами по данным: Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (Генсхема, принята распоряжением Правительства РФ от 30 декабря 2024 года №4153-р); Консорциум 5. «Экономика климата». 2024 г. Создание методик разработки сценариев и моделей оценки социально-экономических эффектов реализации климатической повестки и политики низкоуглеродного развития, включая меры по декарбонизации экономики и энергетики на уровне стран и регионов мира, а также экономики и энергетики Российской Федерации, обоснованы меры адаптации населения и экономики Российской Федерации к изменениям климата федерального уровня; ИНЭИ РАН. 2024 г. Прогноз развития энергетики мира и России 2024 (три сценария); ЦЭНЭФ-XXI. 2022. Углеродная нейтральность в России: траектории до 2060 года (три сценария) и Russia's carbon neutrality: pathways to 2060; И. Башмаков. 2023 г. Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России; IEA. World Energy Outlook. 2024 (три сценария) World Energy Outlook 2024; EIA DOE. 2023. International Energy Outlook 2023 International Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration (EIA)

Складывая вероятные нижние и верхние границы диапазонов для разных видов ископаемого топлива, получим 576-854 млрд кВт-ч в 2050 году против 720 млрд кВт-ч в 2023 году (от -20% до +19%). Все это означает, что при сохранении вектора обозначенной в Энергетической стратегии политики глубокая декарбонизация электроэнергетики не предусмотрена, а калькулятор для оценки углеродоемкости (бенчмаркинга) производства энергии на тепловых электростанциях в Российской Федерации будет оставаться востребованным на протяжении десятилетий.

## 11.2 Оценки перспективной динамики выбросов ПГ в России

### 11.2.1 Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года

В официальных документах Правительства РФ – Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года и Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года – декарбонизация электроэнергетики России до 2050 г. не предусмотрена. В Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года показатели выбросов ПГ отсутствуют. Анализ данных Генеральной схемы позволяет сформулировать следующие выводы:

- До 2042 г декарбонизации электроэнергетики России не ожидается. Следуя за динамикой использования ископаемого топлива, суммарные выбросы CO<sub>2</sub> от ТЭС растут

на 20% к 2036 г. Затем они снижаются, но в 2042 г. остаются на 14% выше уровня 2021 г.

- Удельные выбросы CO<sub>2</sub> на единицу используемого на ТЭС топлива, в целом, остаются довольно стабильными. К 2036 г. они растут на 0,8%. При снижении доли генерации на угле (см. главу 9) это возможно только за счет использования сортов угля с более высокими удельными выбросами CO<sub>2</sub>. К 2042 г. удельные выбросы снижаются и оказываются только на 0,6% ниже уровня 2021 г.

- Удельные выбросы CO<sub>2</sub> на единицу приведенной энергии (суммы электрической и тепловой энергии) к 2036 г. растут на 4,4%. К 2042 г. они снижаются, но все же остаются на 0,5% выше значения 2021 г. Это означает, что к 2036 г. ожидается снижение коэффициента полезного использования топлива на ТЭС России с последующим его возвращением к уровню 2021 г.

- Удельные выбросы CO<sub>2</sub> на единицу электроэнергии в Генеральной схеме рассчитываются по неверной методике: все использование топлива на ТЭС относится только на выработку электроэнергии. В результате:

- получаются одни из самых высоких в мире удельных выбросов CO<sub>2</sub> – 838 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч;

- снижение удельных выбросов к 2036 г. и 2042 г. в основном объясняется снижением доли выработки тепла на ТЭС. При выбранном методе расчета удельных выбросов это естественно.

## 11.2.2 Прогнозы институтов РАН

В отчете Консорциума 5 оценке перспектив декарбонизации электроэнергетики посвящен специальный раздел – Параметрический анализ влияния введения платы за выбросы парниковых газов на условия развития и декарбонизации электроэнергетики и централизованного теплоснабжения России. Рассмотрено семь сценариев с очень широким диапазоном цен на углерод. К сожалению, в этом разделе потребление топлива на ТЭС и на котельных не разделено.

**Таблица 11.8 Интегральная характеристика вариантов производства электроэнергии и централизованного тепла в России при различных уровнях платы за выбросы CO<sub>2</sub>. Консорциум 5**

показатели	варианты						
	Б	П1	П2	П3	П4	П5	П6
Плата за выбросы ПГ в 2060 г., долл./т CO <sub>2</sub>	0	25	67,5	125	200	275	325
Выбросы ПГ в 2060 г. – всего, в процентах от уровня 2019 г., в т. ч.:							
Котельные	86	67	50	44	38	34	33
ТЭС	51	60	57	45	30	23	20
Потребление топлива ТЭС и котельными в 2060 г., млн т у. т., в т. ч.:	96	70	48	44	40	37	37
газ	322,3	256,8	187,1	169,4	147,1	140,1	141,8
уголь	262,1	216,0	151,2	135,5	112,4	104,2	104,8
биотопливо	41,8	22,2	16,1	11,9	11,0	10,6	10,5
	0,0	0,0	1,3	5,0	8,0	9,9	11,0

Источник: Консорциум 5. 2024. Отчет по ВИП ГЗ. «Экономика климата» под длинным названием «Создание методики разработки сценариев и моделей оценки социально-экономических эффектов реализации климатической повестки и политики низкоуглеродного развития, включая меры по декарбонизации экономики и энергетики на уровне стран и регионов мира, а также экономики и

энергетики Российской Федерации, обоснованы меры адаптации населения и экономики Российской Федерации к изменениям климата федерального уровня»

При умеренных ценах на углерод (до 68 долл./тСО<sub>2</sub> в 2060 г.) потребление топлива на ТЭС и котельных к 2060 г. может упасть на 42%, а выбросы от ТЭС – на 50%. Более значительное снижение выбросов объясняется опережающим снижением сжигания на ТЭС угля – на 61%. Анализ данных табл. 11.8 показывает, что даже без введения цены на углерод в базовом сценарии при заметном росте выработки электроэнергии можно добиться снижения выбросов СО<sub>2</sub> на ТЭС к 2060 г. на 4%; при цене 67,5 долл./тСО<sub>2</sub> выбросы сокращаются на 52%, а при цене 125 долл./тСО<sub>2</sub> – на 56%. Затем эластичность снижения выбросов по цене на углерод резко падает и более значительный рост цен слабо сказывается на уровне выбросов, потому что доля безуглеродных источников упирается в непробиваемый потолок 88-90%, что зеркально формирует непробиваемый нижний предел потребления ископаемого топлива на ТЭС – 140 млн туг. То есть повышение цен на углерод за пределы 68-125 долл./тСО<sub>2</sub> не имеет смысла.

Еще одну серию расчетов Консорциум 5 провел для анализа влияния на параметры электроэнергетики углеродного регулирования в форме квотирования выбросов ПГ. Были также сформированы базовый вариант и еще шесть вариантов ограничений на ежегодные объемы выбросов СО<sub>2</sub> от электростанций и котельных. К сожалению, и в этом расчете котельные не отделены от ТЭС. В базовом сценарии производство электроэнергии на ТЭС растет до 2050 г. в основном за счет газовых КЭС и ТЭЦ, а затем довольно резко снижается в основном за счет угольных КЭС и ТЭЦ (см. табл. 11.9). То есть до 2050 г. в базовом сценарии декарбонизация электроэнергетики не предусмотрена, она начинается только после 2050 г. Снижение выбросов к 2060 г. для других вариантов составляет: 85%; 81,4%; 70%; 65%; 55%; 45% и 40%.

При жестких ограничениях на выбросы объемы топливной генерации динамично снижаются. В варианте с ограничением выбросов уровнем 40% от значения 2019 года выработка на ТЭС падает с 698 млрд кВт-ч в 2019 г. до 335 млрд кВт-ч в 2050 г. и до 244 млрд кВт-ч в 2060 г., или на 65%. Угольная генерация падает в 2019-2060 гг. на 89%, а газомазутная (в основном газовая) – на 60%. Топливная генерация замещается генерацией на АЭС и ВИЭ.

Две эти группы расчетных экспериментов Консорциума 5 показывают, что значительная декарбонизация электроэнергетики России возможна, и при ценах на углерод до 68 долл./тСО<sub>2</sub> выбросы от ТЭС можно сократить наполовину. Однако ни один из вариантов глубокой декарбонизации электроэнергетики не стал основой Целевого сценария.

**Таблица 11.9 Структура производства электроэнергии ЕЭС России при варьировании квот на выбросы ПГ**

Показатели	Факт	Вариант Б		Вариант Л1		Вариант Л2		Вариант Л3		Вариант Л4		Вариант Л5		Вариант Л6	
	2023	2050	2060	2050	2060	2050	2060	2050	2060	2050	2060	2050	2060	2050	2060
Всего производство, млрд кВт-ч, в т.ч.	1121,6	1501,0	1740,4	1499,8	1740,4	1502,0	1744,0	1504,4	1745,0	1519,1	1757,3	1735,2	1972,8	1768,7	2019,4
ГЭС-ГАЭС	192,2	280,0	297,4	308,1	326,7	319,6	327,9	324,1	327,5	327,2	328,8	342,9	342,9	343,5	344,8
ВИЭ	8,1	64,1	86,4	64,5	87,1	82,5	87,8	95,8	100,4	117,3	123,2	146,8	152,6	154,6	168,5
АЭС	223,4	440,6	648,1	450,9	682,2	572,6	854,0	618,3	892,0	723,8	987,5	931,5	1191,5	935,5	1261,8
ТЭС всего, в т.ч.:	697,9	716,2	708,4	676,4	644,4	527,3	474,3	466,3	425,2	350,7	317,8	314,1	285,8	335,1	244,3
ТЭЦ всего, в т.ч.:	408,2	445,9	381,4	435,5	381,7	359,4	316,1	331,7	296,2	268,2	237,7	237,7	205,8	261,9	196,9
газотепловые	321,8	382,7	345,5	378,8	348,2	323,5	289,4	292,8	273,5	224,8	210,3	192,7	175,7	215,4	167,6
угольные	86,4	63,2	35,8	56,6	33,4	35,9	26,6	34,9	18,8	34,1	18,0	34,1	18,0	34,1	16,4
биотопливо	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	3,9	3,9	9,3	9,4	10,9	12,1	12,5	12,9
КЭС всего, в т.ч.:	289,8	270,3	327,0	240,9	262,7	167,8	158,3	134,6	129,0	82,5	80,1	76,4	80,0	73,2	47,4
газотепловые	209,3	223,8	280,5	207,6	237,3	150,9	148,2	119,0	121,3	66,9	74,0	60,8	73,9	57,6	41,3
угольные	80,5	46,5	46,5	33,3	25,5	16,9	10,1	15,6	7,7	15,6	6,1	15,6	6,1	15,6	6,1

Источник: Консорциум 5. «Экономика климата» Отчет по ВИП ГЗ. «Создание методики разработки сценариев и моделей оценки социально-экономических эффектов реализации климатической повестки и политики низкоуглеродного развития, включая меры по декарбонизации экономики и энергетики на уровне стран и регионов мира, а также экономики и энергетики Российской Федерации, обоснованы меры адаптации населения и экономики Российской Федерации к изменениям климата федерального уровня».

Теоретические оценки возможного снижения выбросов на 50-67% в процессе декарбонизации электроэнергетики не нашли отражения в сценарных оценках Консорциума 5. В Инерционном сценарии Консорциума 5 выбросы от производства электроэнергии и тепловой энергии к 2060 году растут на 10%, в т.ч. на ТЭС – на 20% (табл. 11.10). Разница в динамике получается за счет котельных, где они снижаются на 18%. В Целевом сценарии выбросы все время ниже уровня 2021 г., а к 2060 г. они снижаются в сумме на 21%, на ТЭС – на 20%, а на котельных – на 24%.

**Таблица 11.10 Консорциум 5. Динамика выбросов CO<sub>2</sub> от производства электроэнергии и тепловой энергии**

Сценарий	2021	2025	2030	2035	2040	2050	2060	2060/ 2022
Производство электроэнергии и тепла								
Целевой	772,6	747,9	763,7	761,6	768,8	733,3	609,6	78,9%
Инерционный	772,6	747	767,8	775,8	813,5	849	851,2	110,2%
Электроэнергетика и теплоснабжение (в части производства тепла на ТЭЦ)								
Целевой	571,7	564,1	598,7	597,1	609,6	577,4	457,6	80,0%
Инерционный	571,7	562,7	598,8	607	643,9	679,8	686,2	120,0%
Котельные								
Целевой	200,9	183,8	165	164,5	159,2	155,9	152	75,7%
Инерционный	200,9	184,3	169	168,8	169,6	169,2	165	82,1%

\*Выбросы от котельных оценены как разница между выбросами от производства электроэнергии и тепла всего и от выбросов ТЭС.

Источник: Консорциум 5. «Экономика климата» Отчет по ВИП ГЗ. «Создание методики разработки сценариев и моделей оценки социально-экономических эффектов реализации климатической повестки и политики низкоуглеродного развития, включая меры по декарбонизации экономики и энергетики на уровне стран и регионов мира, а также экономики и энергетики Российской Федерации, обоснованы меры адаптации населения и экономики Российской Федерации к изменениям климата федерального уровня».

В Целевом сценарии Консорциума 5 также даны значения удельных выбросов ПГ на единицу электрической и тепловой энергии<sup>216</sup> (см. табл. 11.2). В отличие от данных Генсхемы, эти удельные показатели отнесены к электрической и тепловой энергии, вырабатываемой на всех электростанциях, а не только на ТЭС.

Согласно Целевому сценарию (см. табл. 11.2):

- удельные выбросы CO<sub>2</sub> на выработку электроэнергии начинают снижаться только после 2030 г. К 2060 г. они снижаются на 58% от значения 2021 г. – до 145,4 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч;
- удельные выбросы CO<sub>2</sub> на выработку тепловой энергии снижаются постоянно, но снижение невелико – на 17% в 2021-2060 гг. – и примерно равно для ТЭЦ и котельных.

В Инерционном сценарии (табл. 11.3):

- удельные выбросы CO<sub>2</sub> на выработку электроэнергии начинают снижаться только после 2035 г. К 2060 г. они снижаются на 14% от значения 2021 г. – до 295,5 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч;
- удельные выбросы CO<sub>2</sub> на выработку тепловой энергии снижаются постоянно, но очень медленно – на 4% в 2021-2060 гг.

В работе также описан «Оптимальный сценарий», в котором выбросы CO<sub>2</sub> от ТЭС снижаются только на 8%, а удельные выбросы – до 192 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч, что вдвое превышает

<sup>216</sup> Метод разнесения затрат топлива на электроэнергию и тепло на ТЭЦ в этой работе не указан.

нынешние удельные выбросы в Великобритании. Возможно, что в 2060 г. такие удельные выбросы окажутся самыми высокими в мире.

В работе Прогноз развития энергетики мира и России. 2024 ИНЭИ РАН не дает оценок выбросов ПГ, сопряженных с генерацией электроэнергии. Однако косвенно на основе приведенных в этой работе данных о структуре генерации можно сделать вывод о том, что небольшое снижение доли ископаемых топлив (с 60% в 2021 г. до 54% в 2050 г.) приведет к снижению удельных выбросов CO<sub>2</sub> на 10-15%. При этом рост генерации на 32% перекрывает это снижение. В итоге объем выбросов вырастет на 12-19%.

### 11.2.3 РЭА

РЭА считает возможным снижение выбросов CO<sub>2</sub> от электроэнергетики России на 43% к 2050 г. В работе РЭА (2024) приводятся данные по снижению выбросов ПГ от электроэнергетики. Для России в сценарии Рациональный технологический выбор, который РЭА считает реализуемым, они снижаются на 43%, а в сценарии Чистый ноль, который РЭА считает сложнореализуемым, – на 83%. На долю России приходится 6% от суммарного снижения выбросов ПГ от электроэнергетики мира в первом сценарии и только 1% – во втором. Абсолютные и удельные значения выбросов CO<sub>2</sub> от электроэнергетики России в этой работе не приводятся.

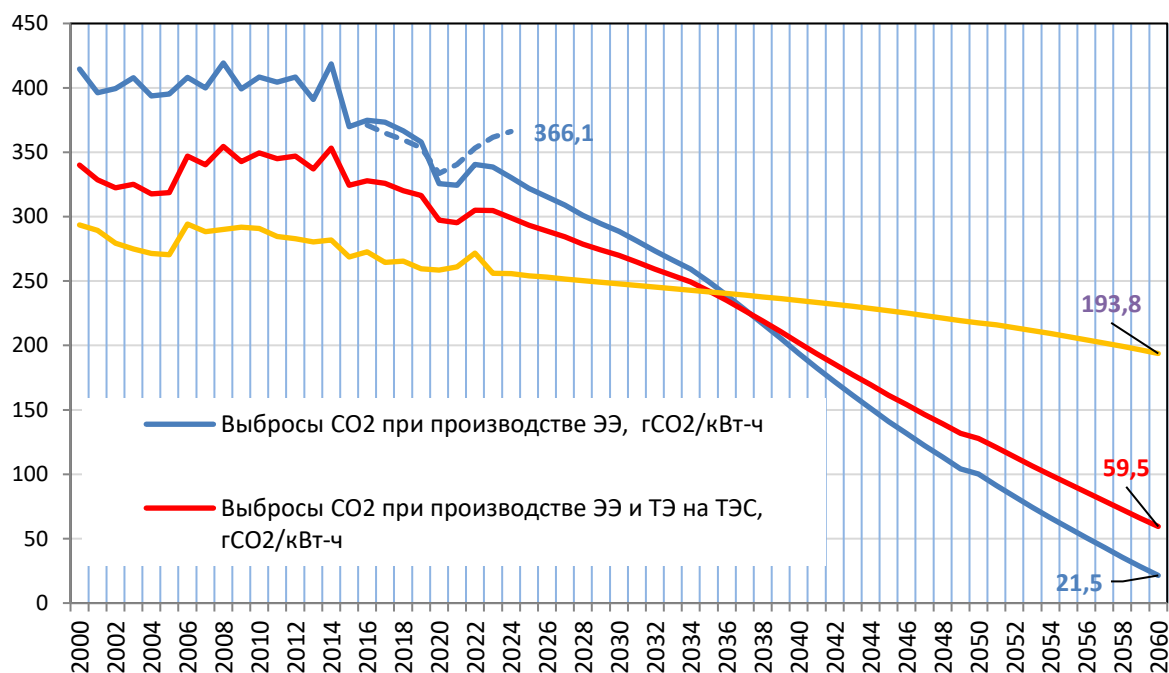
### 11.2.4 ЦЭНЭФ-XXI

Для достижения углеродной нейтральности к 2060 г. декарбонизация в российской электроэнергетике должна начаться немедленно, и удельные выбросы должны сократиться до 21,5 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч. В ряде работ ЦЭНЭФ-XXI<sup>217</sup> проведена оценка абсолютных и удельных выбросов ПГ отдельно от процессов генерации электрической и тепловой энергии, а также удельные выбросы CO<sub>2</sub> на единицу приведенной энергии для трех сценариев: 4S, 4D и 4F. В каждом из этих сценариев предполагается достижение углеродной нейтральности к 2060 г. В сценарии 4D для решения этой задачи удельные выбросы на единицу выработанной электроэнергии должны снизиться до 21,5 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч (в 16 раз от уровня 2022 г.), на единицу выработанной тепловой энергии – до 193,8 кгCO<sub>2</sub>/Гкал (в 1,4 раза), а на единицу выработанной приведенной энергии, производимой на электростанциях, – в 5 раз до 59,5 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч (рис. 11.10 и табл. 11.11). Такая динамика удельных выбросов позволяет сократить их суммарный объем при производстве электроэнергии в 12 раз – до 32,3 МтCO<sub>2</sub>; на электростанциях (с учетом выработки тепла) – почти в 5 раз, а на котельных – в 2 раза. Заметим, что если исходные оценки выбросов CO<sub>2</sub> от ТЭС Консорциума 5 и ЦЭНЭФ-XXI практически совпадают, то по котельным они заметно различаются. Заметим также, что оценки за 2022 г. удельных выбросов CO<sub>2</sub> на производство электроэнергии полученные ЦЭНЭФ-XXI и МЭА очень близки.

---

<sup>217</sup> ЦЭНЭФ-XXI. 2022 г. Углеродная нейтральность в России: ухабистые траектории до 2060 года (три сценария) Углеродная нейтральность в России: ухабистые траектории до 2060 года и Russia's carbon neutrality: pathways to 2060; И. Башмаков. 2023 г. (три сценария) Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России. Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России; Башмаков И.А. Россия на траекториях движения к углеродной нейтральности: три четверки и одна двойка // Нефтегазовая вертикаль. – №11, 2022. – С. 62-75; Башмаков И.А. Низкоуглеродное развитие и экономический рост // Нефтегазовая вертикаль. – №№19-20, 2021. – С. 52-62; Башмаков И.А. Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России. Долгосрочные перспективы // Нефтегазовая вертикаль. – №№11-12, 2023.

**Рисунок 11.10 ЦЭНЭФ-XXI. Выбросы CO<sub>2</sub> на производство электро- и теплоэнергии в сценарии 4D**



Источники: ЦЭНЭФ-XXI. 2022. Углеродная нейтральность в России: ухабистые траектории до 2060 года (три сценария) [Углеродная нейтральность в России: ухабистые траектории до 2060 года](#) и [Russia's carbon neutrality pathways to 2060](#); И. Башмаков. 2023 г. Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России. [Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России](#)

**Таблица 11.11 ЦЭНЭФ-XXI. Удельные выбросы CO<sub>2</sub> на производство электро- и теплоэнергии в сценарии 4D**

Годы	Электростанции			Котельные	Всего ЭЭ и ТЭ	Выбросы CO <sub>2</sub> при производстве		
	Всего	Электрическая энергия	Тепловая энергия			электроэнергии	электрической и тепловой энергии на ТЭС	тепловой энергии
2000	554,1	363,9	190,2	249,9	804,0	414,5	340,0	293,6
2022	572,9	397,3	175,6	170,5	743,4	340,5	305,0	271,8
2030	482,2	333,1	149,1	165,6	647,8	288,7	269,9	247,9
2040	371,2	243,7	127,5	152,7	523,9	194,0	202,2	234,9
2050	243,2	138,9	104,3	123,3	366,5	100,1	127,9	217,5
2060	117,2	32,3	84,9	88,9	206,1	21,5	59,5	193,8
2022/2060	4,9	12,3	2,1	1,9	3,6	15,8	5,1	1,4

Источники: ЦЭНЭФ-XXI. 2022. Углеродная нейтральность в России: ухабистые траектории до 2060 года (три сценария) [Углеродная нейтральность в России: ухабистые траектории до 2060 года](#) и [Russia's carbon neutrality: pathways to 2060](#); И. Башмаков. 2023 г. Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России. [Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России](#)

### 11.2.5 МЭА

МЭА оценивает динамику выбросов ПГ по России для сценариев Действующие меры политики и Объявленные меры политики. В первом случае выбросы от производства электро- и теплоэнергии к 2050 г. снижаются только на 10%, а во втором –

на 26%. К сожалению, МЭА не приводит объемов выработки тепла на ТЭС, поэтому корректно оценить динамику удельных выбросов CO<sub>2</sub> на приведенную энергию невозможно. Если отнести все выбросы только на производство электроэнергии, то они снижаются в этих сценариях на 24% и 40% соответственно.

### 11.2.6 МЭ США

В шести из семи сценариев прогноза Министерства энергетики США<sup>218</sup> выбросы ПГ от выработки электроэнергии в России растут на 5-35%, и только в сценарии дешевых низкоуглеродных технологий они снижаются на 11% (табл. 11.12). В модели МЭ США исходное значение за 2022 г. – 508 МтCO<sub>2</sub> – заметно отличается как от оценок ЦЭНЭФ-XXI, так и Консорциума 5. Сценарий Low Zero-Carbon Technology Cost case, видимо, можно трактовать как близкий к сценарию МЭА Объявленные меры политики или к Целевому сценарию Консорциума 5, поэтому и уровень снижения выбросов в этих сценариях получается сходным: 20-26% к 2050-2060 гг. от уровня 2021-2022 гг.

**Таблица 11.12 МЭ США. Выбросы CO<sub>2</sub> от электроэнергетики России, млн тCO<sub>2</sub>**

	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Среднегодовые темпы роста, 2022–2050
Reference case	508	507	472	471	495	516	534	0,20%
High Oil Price case	508	508	473	473	497	519	541	0,20%
Low Oil Price case	508	505	470	470	494	514	533	0,20%
High Economic Growth case	508	511	491	507	571	641	686	1,10%
Low Economic Growth case	508	504	456	441	445	448	451	-0,40%
High Zero-Carbon Technology Cost case	508	507	471	471	493	516	537	0,20%
Low Zero-Carbon Technology Cost case	508	507	472	471	495	516	534	0,20%

Источник: EIA DOE. 2023. International Energy Outlook. 2023. [International Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration \(EIA\)](#)

### 11.2.7 Основные факторы, определяющие перспективную динамику выбросов ПГ от генерации энергии на ТЭС в России

Рассмотренные прогнозы выбросов ПГ от генерации энергии на ТЭС в России системно представлены на рис. 10.2. Перечень основных факторов, определяющих широкий разброс перспективных траекторий выбросов ПГ от производства электроэнергии на ТЭС, включает:

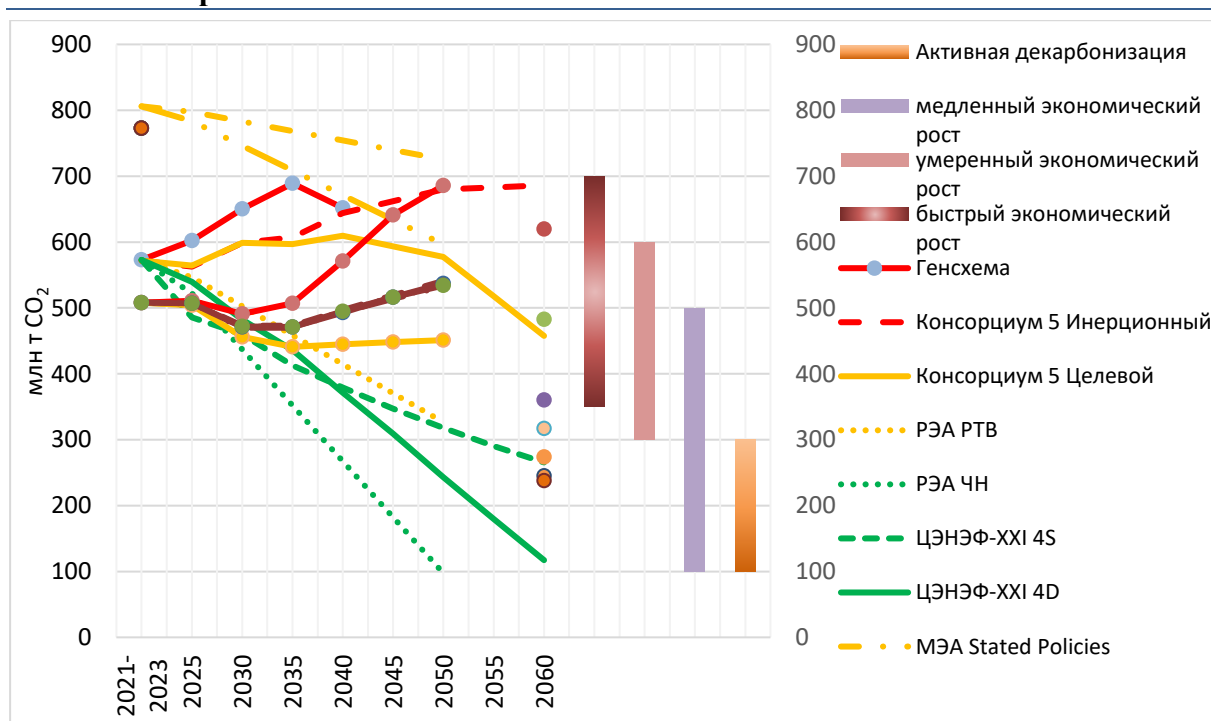
- объемы генерации электроэнергии;
- уровень энергоэффективности на источниках топливной генерации;
- набор мер политики по стимулированию электрификации и структурных сдвигов в балансе энергоносителей, используемых для выработки электроэнергии;
- качество топлива и удельные выбросы на единицу сжигаемого топлива;
- различия в подходах к моделированию перспектив развития электроэнергетики, включая отражение в моделях стоимостной конкуренции технологий генерации и эффектов от мер политики по поддержке разных видов генерации.

Связь выбросов ПГ с объемами генерации электроэнергии неоднозначна: в сценариях декарбонизации рост генерации сопровождается снижением выбросов, а в сценариях консервации нынешнего статус-кво – их ростом. Объемы генерации

<sup>218</sup> International Energy Outlook. 2023. [International Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration \(EIA\)](#)

определяются как темпами роста экономики (см. рис. 11.11). Консервация структуры производства и использования электроэнергии в России в прогнозах МЭ США и Инерционном сценарии Консорциума 5 становится мощным драйвером роста выбросов. Напротив, меры по активной декарбонизации позволяют снизить выбросы до 100-300 МтСО<sub>2</sub>. В прогнозе МЭ США не предполагается заметного изменения структуры электроэнергетики России до 2050 г., поэтому выбросы СО<sub>2</sub> почти линейно зависят от объемов генерации (рис. 11.12). В этих сценариях главным драйвером наращивания потребления электроэнергии является рост экономики. В Инерционном сценарии Консорциума 5 использована такая же логика. Однако для Целевого сценария Консорциума 5 и в сценариях ЦЭНЭФ-XXI зависимость обратная, поскольку в этих работах учтены эффекты электрификации на основе низкоуглеродных источников электроэнергии.

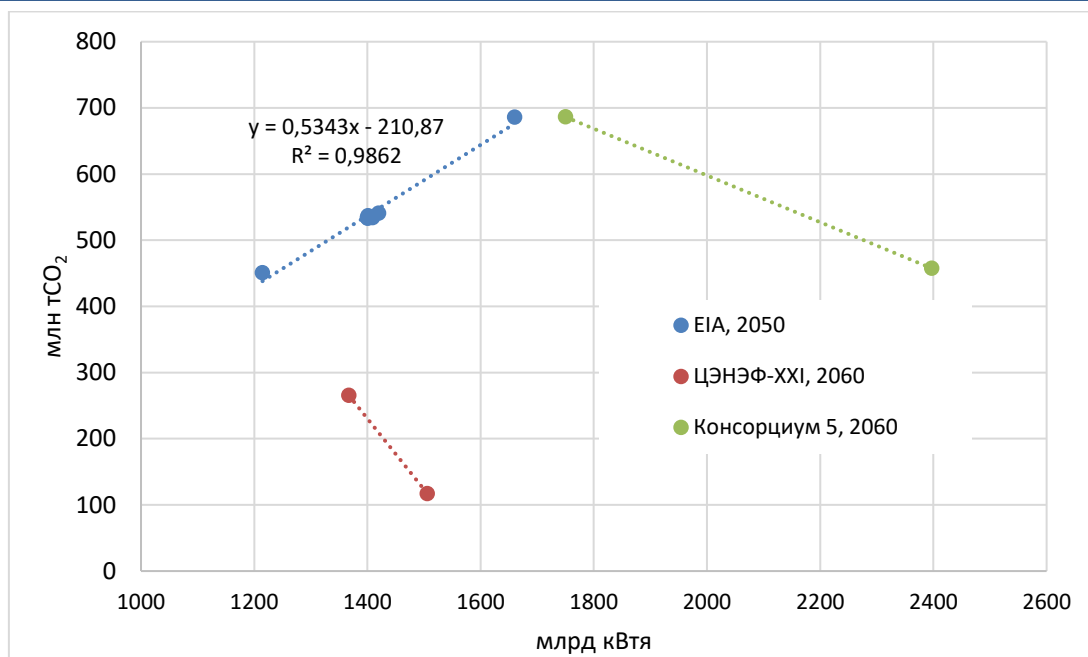
**Рисунок 11.11 Прогнозы выбросов СО<sub>2</sub> в процессах генерации электрической и тепловой энергии на ТЭС России\***



\* Исходные значения не совпадают, поскольку в отдельных источниках различается охват источников выбросов: только ТЭС или ТЭС и котельные.

Источник: построено авторами по данным: Генсхема (2025); Консорциум 5 (2024); ЦЭНЭФ-XXI (2022 и 2023), Башмаков (2023), РЭА (2024), IEA (2024), EIA DOE (2023).

**Рисунок 11.12** Зависимость выбросов CO<sub>2</sub> от объемов генерации электроэнергии в 2050 г. и 2060 г. в прогнозах разных аналитических центров

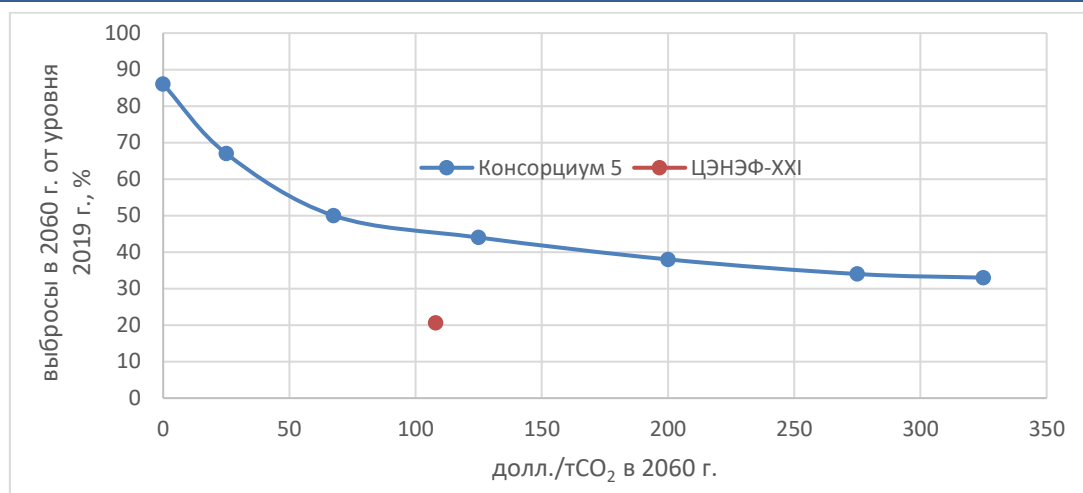


Источники: ЦЭНЭФ-XXI (2022 и 2023), EIA DOE (2023); Консорциум 5 (2024).

Повышение уровня энергоэффективности на источниках топливной генерации естественно (при прочих равных условиях) приводит к снижению потребности в топливе и снижению выбросов ПГ.

Меры по декарбонизации приводят к структурным сдвигам в пользу низкоуглеродных источников генерации и снижению выбросов. Одной из таких мер является введение цены на углерод. Чем она выше, тем значительнее снижение выбросов (рис. 11.13). Различия в подходах к моделированию перспектив развития электроэнергетики и к отражению в моделях стоимостной конкуренции технологий генерации и эффектов от мер политики по поддержке разных видов генерации дают ощутимо разные результаты: при цене на углерод в диапазоне 108-125 долл./тCO<sub>2</sub> в сценарии ЦЭНЭФ-XXI 4D выбросы почти в 2 раза ниже, чем оценивает Консорциум 5. Эта разница также определена существенно более широким пакетом мер по декарбонизации всех секторов в работе ЦЭНЭФ-XXI.

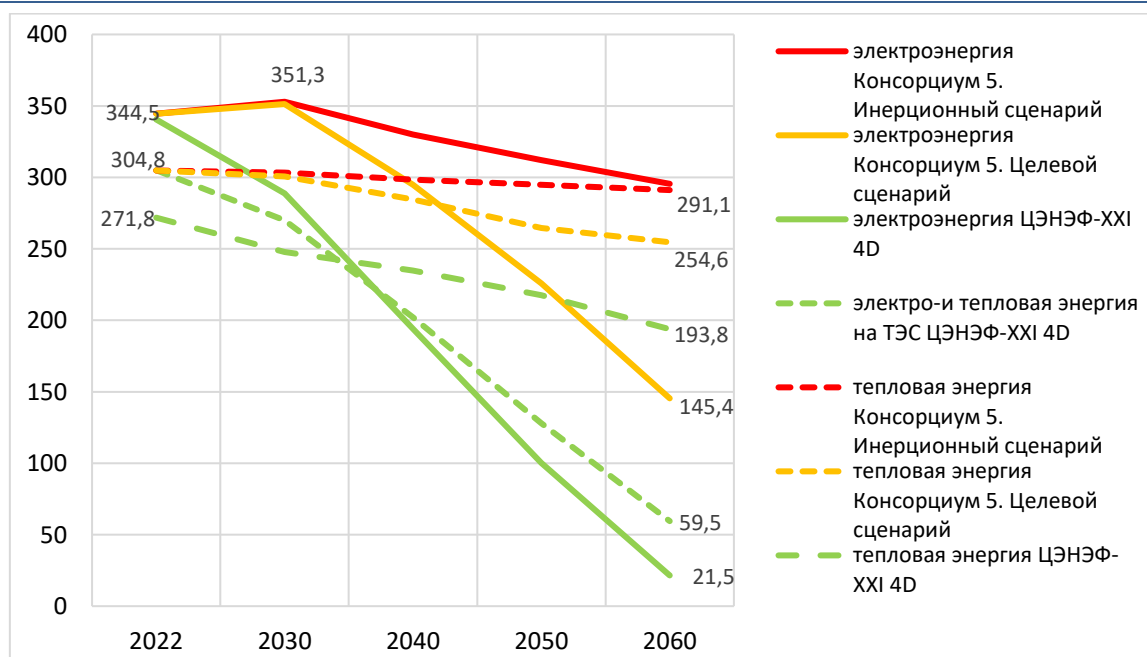
**Рисунок 11.13 Зависимость выбросов CO<sub>2</sub> в 2060 г. от уровня цен на углерод**



Источники: ЦЭНЭФ-XXI (2022 и 2023), Консорциум 5 (2024).

Актуальность бенчмаркинга ТЭС России по удельным выбросам ПГ сохраняется на протяжении десятилетий до 2060 г. и, по всей видимости, за его пределами. Динамика удельных выбросов CO<sub>2</sub> на единицу электрической и тепловой энергии приведена только в прогнозах ЦЭНЭФ-XXI и Консорциума 5 (рис. 11.14). В Инерционном сценарии Консорциума 5 удельные выбросы при производстве электроэнергии оказываются «замороженными» до 2060 г.; то есть в нем на 40 лет консервируется нынешняя структура электроэнергетики. В Целевом сценарии удельные выбросы снижаются, но только до 145 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч. Этого явно недостаточно для достижения углеродной нейтральности. По оценкам ЦЭНЭФ-XXI, для решения такой задачи удельные выбросы должны упасть до 22 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч.

**Рисунок 11.14 Прогнозы удельных выбросов CO<sub>2</sub> в процессах генерации электрической и тепловой энергии в России\***



\* Для электроэнергии, а также для электроэнергии и тепла от ТЭС – гCO<sub>2</sub>/кВт-ч, для тепловой энергии – кгCO<sub>2</sub>/Гкал.

Источники: ЦЭНЭФ-XXI (2022 и 2023), Консорциум 5 (2024).

Процессы декарбонизации централизованного производства тепловой энергии разворачиваются медленнее. В Инерционном сценарии Консорциума 5 они остаются замороженными до 2060 г. В Целевом сценарии снижаются до 255 кгСО<sub>2</sub>/Гкал, а в сценарии 4D ЦЭНЭФ-XXI – до 60 кгСО<sub>2</sub>/Гкал.

### **11.3 Оценки перспективной динамики выбросов ПГ в мире**

#### **11.3.1 Перспективы развития производства энергии на тепловых электростанциях**

В мире за последнее десятилетие потребление электроэнергии росло вдвое быстрее общего потребления энергии. Это опережение сохранится и в будущем, поскольку декарбонизация во многих секторах реализуется через их электрификацию. Поэтому на декарбонизации электроэнергетики сфокусированы значительные усилия многих правительств. В 2023 г. на долю ископаемого топлива пришлось 60% генерации электроэнергии в мире – это самая низкая доля за последние 50 лет. Из них 36% приходилось на угольные ТЭС, а 22% - на газовые ТЭС. Еще 9% пришлось на АЭС, а оставшиеся 30% - на ВИЭ, в т.ч. 13% - на ВЭС и СЭС.

Меры политики по переходу на чистую энергию нацелены на решение двух основных задач: стимулирование роста генерации на ВИЭ и АЭС и полное сворачивание генерации на угольных ТЭС или только на не оснащенных системами CCS.

Ниже рассмотрены только актуальные, разработанные в 2023-2025 гг. прогнозы, включая:

- Международное энергетическое агентство. 2024. World Energy Outlook. 2024 (три сценария) [World Energy Outlook 2024](#);
- Министерство энергетики США. 2023. International Energy Outlook 2023 [International Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration \(EIA\)](#);
- bp Energy Outlook 2024. [bp Energy Outlook 2024](#);
- BloombergNEF. 2025. New Energy Outlook 2025 [BloombergNEF NEO 2025 public dataset.xlsx](#);
- Enerdata. 2025. Global Energy & Climate Scenarios Through 2050 <https://eneroutlook.enerdata.net/total-electricity-generation-projections.html>;
- DNV. 2024. [Energy Transition Outlook 2024](#);
- РЭА. 2024 г. [Сценарии развития мировой энергетики до 2050 года](#) (три сценария);
- ИНЭИ РАН. 2024 г. [Прогноз развития энергетики мира и России 2024](#) (три сценария);
- Exxon Mobil, Equinor и IEEJ.

#### **11.3.2 Международное энергетическое агентство**

На перспективу до 2050 года МЭА рассматривает три сценария: Заявленная политика; Объявленные обязательства и Чистые нулевые выбросы. Объемы генерации на топливных ТЭС и выбросы СО<sub>2</sub> для этих сценариев показаны в табл. 11.13. Анализ этих сценарных оценок позволяет сформулировать следующие выводы:

- Генерация электроэнергии на ТЭС на ископаемых видах топлива будет снижаться во всех сценариях. Снижение составляет 39% в сценарии Заявленная политика, 71% в сценарии Объявленные обязательства и 93% в сценарии Чистые

нулевые выбросы. В последнем сценарии снижение генерации на ТЭС, не оснащенных системами CCS, равно 99%;

- Генерация электроэнергии на газовых ТЭС остается на полке сформировавшейся в 2022-2023 гг. в сценарии Заявленная политика, снижается на 49% в сценарии Объявленные обязательства и на 91% в сценарии Чистые нулевые выбросы. В последнем сценарии снижение генерации на ТЭС, не оснащенных системами CCS, равно 97%;

- Уголь не вернется! Закат эпохи угольной генерации. Генерация электроэнергии на угольных ТЭС будет снижаться во всех сценариях. Снижение составляет 59% в сценарии Заявленная политика, 83% в сценарии Объявленные обязательства и 94% в сценарии Чистые нулевые выбросы. В 2050 г. угольной генерации на источниках, не оснащенных системами CCS, не будет;

- Генерация электроэнергии на ТЭС на жидком топливе будет снижаться во всех сценариях. Снижение равно 84% в сценарии Заявленная политика, 92% в сценарии Объявленные обязательства, а в сценарии Чистые нулевые выбросы она падает до нуля.

**Таблица 11.13 МЭА. Выработка электроэнергии на ТЭС в мире, млрд кВт-ч**

	2022	2023	2030	2035	2040	2050
ТЭС на природном газе						
Заявленная политика	6515	6540	6914	6643	6457	6507
Объявленные обязательства	6515	6540	6416	5269	4538	3344
Чистые нулевые выбросы	6515	6540	6457	3079	1566	580
традиционные	6515	6540	6419	2899	1256	206
с CCUS			38	180	310	374
Угольные ТЭС						
Заявленная политика	10451	10648	9217	6986	5678	4284
Объявленные обязательства	10451	10648	8034	4814	2889	1827
Чистые нулевые выбросы	10452	10649	5479	1937	523	605
традиционные	10451	10648	5357	1551	0	0
с CCUS	1	1	122	386	523	605
ТЭС на жидком топливе						
Заявленная политика	800	753	379	295	221	126
Объявленные обязательства	800	753	292	190	122	61
Чистые нулевые выбросы	800	753	174	52	2	
Всего ископаемое топливо						
Заявленная политика	17766	17941	16510	13924	12356	10917
Объявленные обязательства	17766	17941	14742	10273	7549	5232
Чистые нулевые выбросы	17767	17942	12110	5068	2091	1185
традиционные	17766	17941	11950	4502	1258	206
с CCUS	1	1	160	566	833	979
Выбросы CO <sub>2</sub> от производства электро- и теплоэнергии (млн т)						
Заявленная политика	14943	15262	13311	10968	9469	7757
Объявленные обязательства	14943	15262	11760	7516	4894	2640
Чистые нулевые выбросы	14943	15262	8861	3054	384	-299

Источник: IEA. 2024. World Energy Outlook

Основными источниками генерации электроэнергии в 2050 г. будут СЭС и ВЭС (рис. 11.15). В развитии мировой электроэнергетики уже происходят тектонические

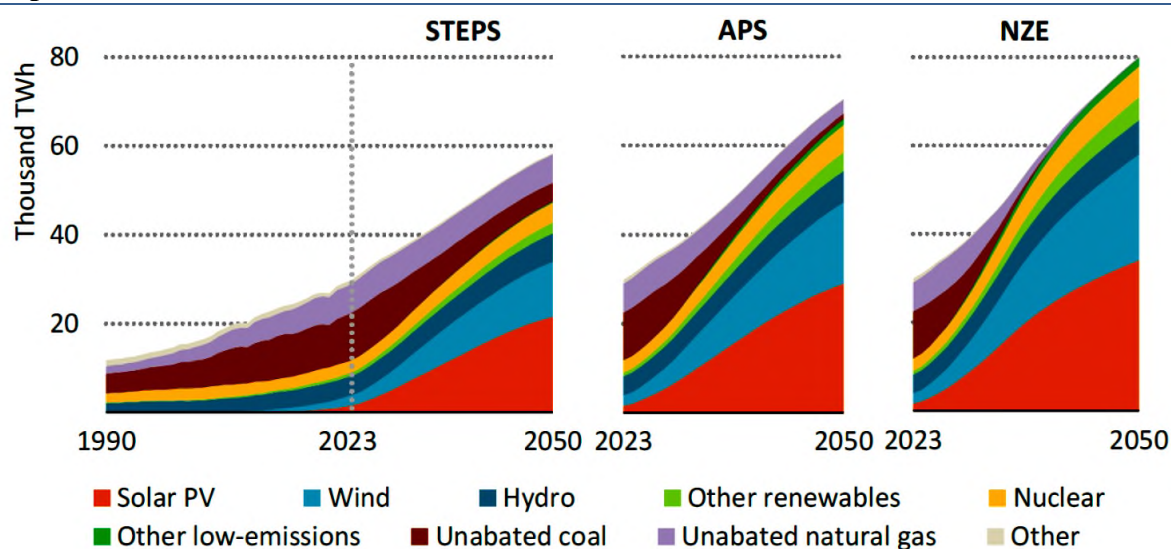
сдвиги за счет их динамичного развития. В ближайшие годы МЭА отмечает следующие вехи:<sup>219</sup>

- низкоуглеродные источники обеспечат 90-100% прироста спроса на электроэнергию до 2027 г., в т.ч. 50% за счет только СЭС;
- в 2024 г. генерация электроэнергии на СЭС и ВЭС вместе превзойдет ГЭС;
- в 2025 г. генерация электроэнергии на ВИЭ превзойдет угольную генерацию, и доля угля впервые за последние 100 лет опустится ниже 33%;
- в 2026 г. генерация на СЭС и ВЭС превзойдет АЭС;
- в 2027 г. генерация электроэнергии на СЭС превзойдет ВЭС;
- в 2029 г. генерация электроэнергии на СЭС превзойдет ГЭС и станет крупнейшим источником ВИЭ;
- в 2030 г. генерация электроэнергии на ВЭС превзойдет ГЭС.

---

<sup>219</sup> IEA. 2025. Electricity 2025. Analysis and forecast to 2027. February 2025; IEA. 2024. Electricity Mid-Year Update. July 2024.

**Рисунок 11.15 МЭА. Вклад отдельных источников в выработку электроэнергии. Мир\***



\* Прочие ВИЭ включают биоэнергию, геотермальную, концентрированную солнечную и морскую энергию. Прочие низкоэмиссионные ТЭС включают ископаемое топливо с CCUS, водород и аммиак. Прочие включают невозобновляемые отходы.

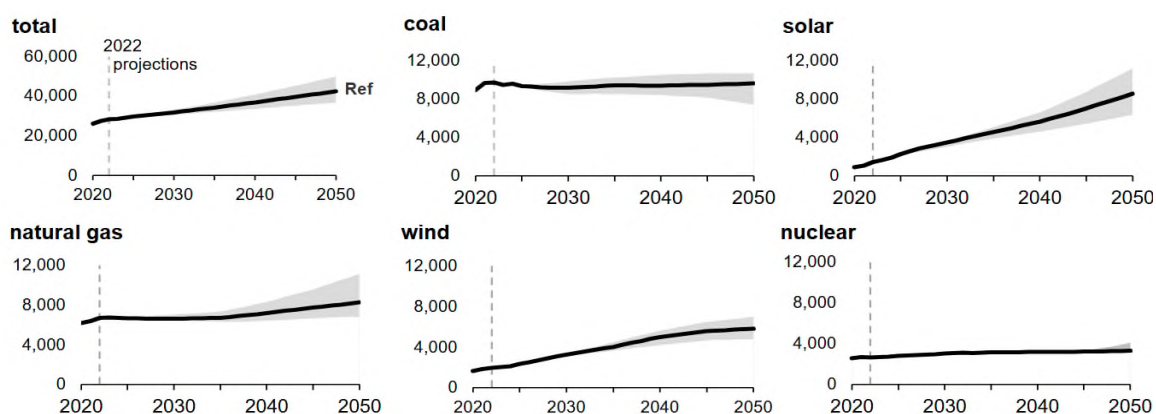
Источник: IEA. 2024. World Energy Outlook

### 11.3.3 Министерство энергетики США

Видение перспектив изменения генерации электроэнергии на ТЭС на ископаемом топливе МЭ США (рис. 11.16 и табл. 11.14) заметно отличается от видения МЭА. В сценариях МЭ США:

- генерация электроэнергии на ТЭС на ископаемых видах топлива снижается к 2050 г. на 12-17%, в сценариях с медленным экономическим ростом или дешевыми низкоуглеродными технологиями, а в остальных сценариях она растёт на 11-28%;
- генерация электроэнергии на газовых ТЭС либо остаётся на плато (в сценариях с медленным экономическим ростом или дешевыми низкоуглеродными технологиями), либо растёт на 23-66%;
- генерация электроэнергии на угольных ТЭС медленно растёт до 2035 г., а затем либо остаётся на плато около 10200-10700 млрд кВт-ч, либо снижается на 17-24% от уровня 2022 г. (в сценариях с медленным экономическим ростом или дешевыми низкоуглеродными технологиями);
- генерация электроэнергии на ТЭС на жидком топливе будет снижаться во всех сценариях более чем на 90% к 2050 г.

**Рисунок 11.16 МЭ США. Вклад отдельных источников в выработку электроэнергии. Мир, млрд кВт-ч**



Источник: U.S. Energy Information Administration, World Energy Projection System (2023) and Annual Energy Outlook 2023 (March 2023), [www.eia.gov/aeo](http://www.eia.gov/aeo). Note: Net generation to grid represents gross generation minus losses from thermal efficiency and parasitic load.

**Таблица 11.14 МЭ США. Выработка электроэнергии на ТЭС в мире, млрд кВт-ч**

	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Среднегодовые темпы роста в 2022–2050 гг.
<b>ТЭС на природном газе</b>								
Reference	6 699	6 664	6 638	6 726	7 187	7 750	8 266	0,8%
Low Economic Growth	6 699	6 610	6 453	6 308	6 441	6 662	6 890	0,1%
High Economic Growth	6 700	6 671	6 940	7 359	8 309	9 577	11 144	1,8%
High Zero-carbon Technology Cost	6 700	6 692	6 914	7 080	7 585	8 316	8 933	1,0%
Low Zero-carbon Technology Cost	6 700	6 634	6 481	6 453	6 811	6 880	6 772	0,0%
<b>ТЭС на угле</b>								
Reference	9 696	9 537	9 826	10 206	10 501	10 658	10 665	0,3%
Low Economic Growth	9 696	9 205	8 517	8 507	8 404	8 138	8 069	-0,7%
High Economic Growth	9 696	9 537	9 826	10 206	10 501	10 658	10 665	0,3%
High Zero-carbon Technology Cost	9 696	9 384	9 350	9 700	9 847	9 957	10 146	0,2%
Low Zero-carbon Technology Cost	9 696	9 324	9 066	9 036	8 664	8 152	7 404	-1,0%
<b>ТЭС на жидком топливе</b>								
Reference	733	737	378	203	107	69	56	-8,8%
Low Economic Growth	733	737	377	194	106	67	54	-8,9%
High Economic Growth	733	738	381	197	110	73	59	-8,6%
High Zero-carbon Technology Cost	733	737	380	196	108	70	57	-8,7%
Low Zero-carbon Technology Cost	733	737	379	195	106	69	55	-8,8%

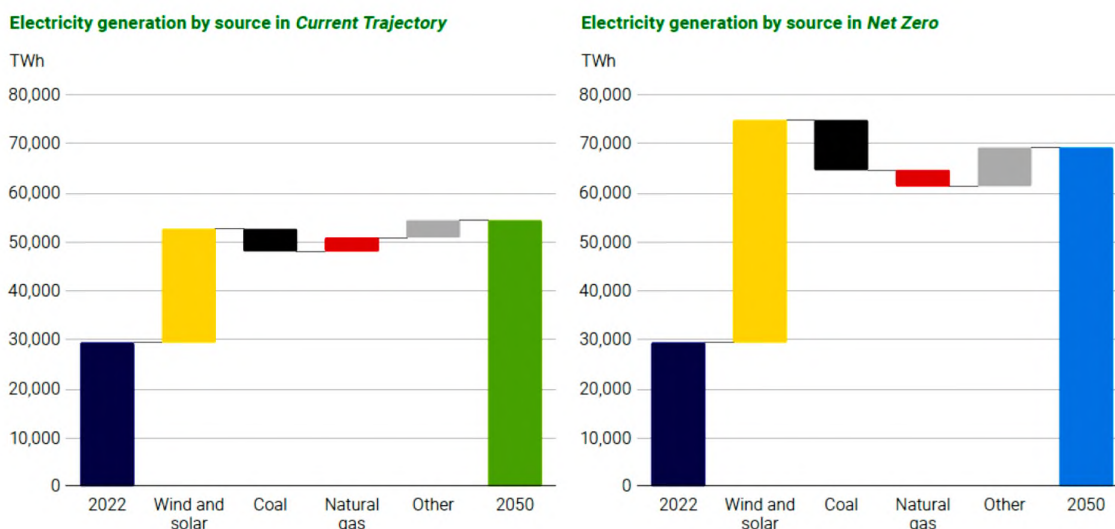
	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Среднегодо- вые темпы роста в 2022–2050 гг.
<b>Всего ТЭС на ископаемом топливе</b>								
Reference	17 129	16 938	16 843	17 135	17 795	18 478	18 987	0,4%
Low Economic Growth	17 129	16 552	15 347	15 009	14 950	14 868	15 014	-0,5%
High Economic Growth	17 129	16 946	17 148	17 763	18 920	20 308	21 868	0,9%
High Zero-carbon Technology Cost	17 129	16 813	16 644	16 976	17 539	18 343	19 135	0,4%
Low Zero-carbon Technology Cost	17 129	16 695	15 925	15 685	15 581	15 100	14 231	-0,7%

Источник: U.S. Energy Information Administration, World Energy Projection System (2023) and Annual Energy Outlook 2023 (March 2023), [www.eia.gov/aeo](http://www.eia.gov/aeo)

### 11.3.4 бр

Для двух сценариев (Текущая траектория и Чистый ноль) бр Energy Outlook 2024 показывает не траектории, а начальное (2022 г.) и конечное (2050 г.) состояние (рис. 11.17). В сценарии Текущая траектория угольная генерация снижается к 2050 г. на 43%, а газовая растет на 40%. В сценарии Чистый ноль угольная генерация снижается к 2050 г. на 98%, а газовая – на 50%. В сумме угольная и газовая генерация в сценарии Текущая траектория в 2022-2050 гг. снижается на 10% с 16993 до 15229 млрд кВт-ч, а в сценарии Чистый ноль – на 79%, до 3516 млрд кВт-ч.

**Рисунок 11.17 бр. Вклад отдельных источников в выработку электроэнергии. Мир, млрд кВт-ч**



Источник: бр Energy Outlook 2024. бр Energy Outlook 2024

### 11.3.5 BloombergNEF

В работе New Energy Outlook 2025 BloombergNEF приводит оценки перспектив генерации электроэнергии на ТЭС на ископаемом топливе для двух сценариев: ETS (Economic Transition Scenario) и NZS (Net Zero Scenario). Видение BloombergNEF можно отразить следующим образом (табл. 11.15):

- генерация на угольных ТЭС снижается для всех сценариев: в сценарии ETS – на 55%, в сценарии NZS – на 73%. При этом в последнем на установках без системы CCS она практически сходит на нет;
- генерация на ТЭС на жидком топливе снижается на 61-100%;
- тенденции генерации на газовых ТЭС наименее определены: в сценарии ETS она растет на 40%, а в сценарии NZS снижается на 20%, при этом почти все газовые ТЭС к 2050 г. оснащены установками CCS;
- равнодействующая этих трендов дает следующий результат: генерация на ТЭС на ископаемом топливе снижается на 19% в сценарии ETS и на 55% в сценарии NZS.

**Таблица 11.15 BNEF. Выработка электроэнергии на ТЭС в мире, млрд кВт-ч**

	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2050/2022
Угольные ТЭС								
ETS	9 801	9 786	7 422	6 178	5 738	5 291	4 405	-55%
традиционные	9 799	9 783	7 401	6 158	5 718	5 288	4 401	-55%
с CCUS	2	3	21	20	20	3	4	100%
NZS	9 764	9 220	7 561	2 863	3 030	5 125	2 636	-73%
традиционные	9 762	9 217	4 351	459	117	101	5	-100%
с CCUS	2	3	3 210	2 404	2 913	5 024	2 631	
Газовые ТЭС								
ETS	6 358	7 099	7 004	6 846	7 337	8 280	8 891	40%
традиционные	6 358	7 099	7 000	6 844	7 336	8 279	8 889	40%
с CCUS	-	-	4	2	1	1	2	
NZS	6 482	6 945	7 561	5 370	4 886	5 125	4 936	-24%
традиционные	6 482	6 945	4 351	1 140	326	101	34	-99%
с CCUS	-	-	3 210	4 230	4 560	5 024	4 902	
ТЭС на жидком топливе								
ETS	691	491	207	245	295	253	271	-61%
NZS	670	313	153	0	0	0	0	-100%
Всего ТЭС на ископаемом топливе								
ETS	16 850	17 376	14 633	13 269	13 370	13 824	13 567	-19%
NZS	16 916	16 478	15 275	8 233	7 916	10 250	7 572	-55%

ETS – Economic Transition Scenario (2025); NZS – Net Zero Scenario (2024). Исходные данные за 2022 г. в сценарии ETS в 2025 г. пересмотрены и не совпадают с данными сценария NZS, разработанного в 2024 г.

Источник: BloombergNEF. 2025. New Energy Outlook 2025 [BloombergNEF\\_NEO\\_2025\\_public\\_dataset.xlsx](#)

### 11.3.6 Enerdata

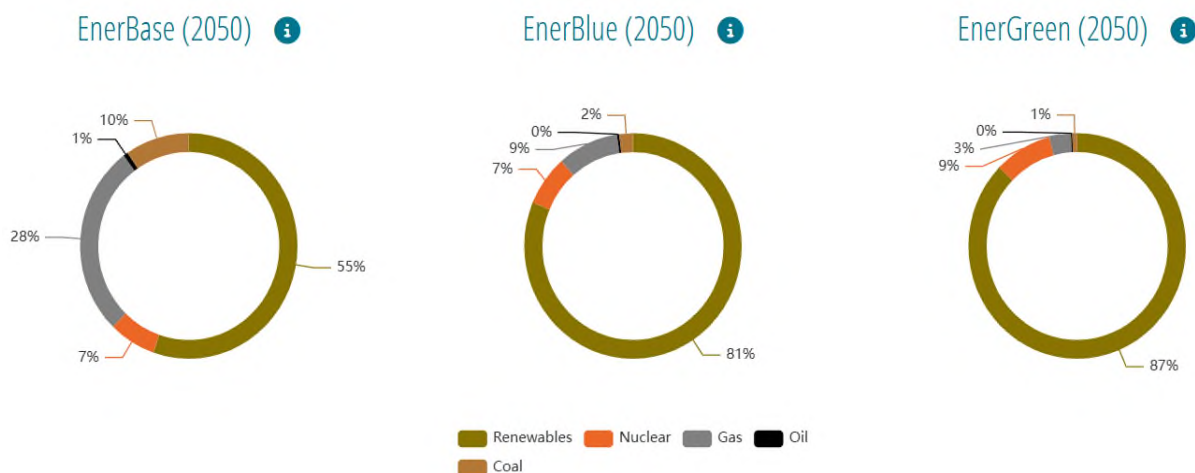
Enerdata рассматривает три сценария до 2050 г.:

- EnerBase: описывает мир, в котором существующие политики и исторические тенденции продолжают без каких-либо дальнейших климатических амбиций;
- EnerBlue: основан на успешном достижении NDC (национально определяемых вкладов) и других национальных обязательств;
- EnerGreen: исследует последствия более жесткой климатической политики, ведущей к ограничению глобального повышения температуры значительно ниже 2°C.

Структура генерации электроэнергии для них показана на рис. 11.18. В сценарии EnerBase доля ТЭС на угле в 2050 году равна 10%, на жидком топливе – 1%, на газе – 28%, а объем генерации на угольных ТЭС равен в 2050 году 5515 млрд кВт-ч, на газовых

ТЭС – 15442 млрд кВт-ч, на жидкотопливных ТЭС – 552 млрд кВт-ч. В сценарии EnerBlue – соответственно 2, 0 и 9%, 1217 млрд кВт-ч на угольных ТЭС и 5475 млрд кВт-ч на газовых ТЭС. В сценарии EnerGreen – 1,0 и 3%, 634 млрд кВт-ч угольных ТЭС и 1902 млрд кВт-ч на газовых ТЭС.

**Рисунок 11.18 Enerdata. Вклад отдельных источников в выработку электроэнергии. Мир, млрд кВт-ч**



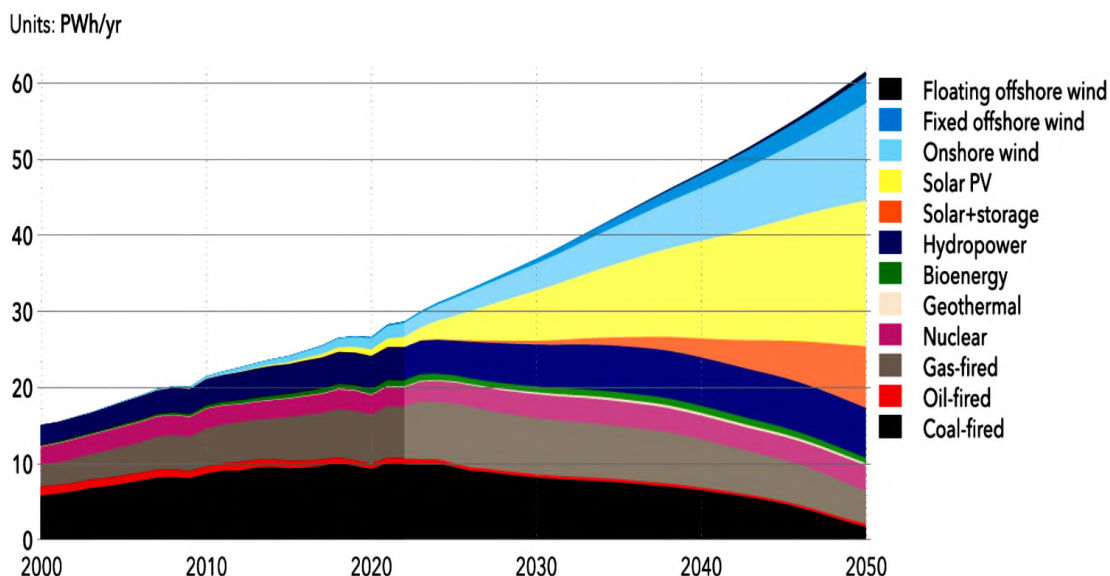
Источник: Enerdata. 2025. Global Energy & Climate Scenarios Through 2050 <https://eneroutlook.enerdata.net/total-electricity-generation-projections.html>

### 11.3.7 DNV

DNV в своем Energy Transition Outlook 2024 представляет один «лучший прогноз» энергетического будущего. Прогноз структуры генерации электроэнергии показан на рис. 11.19. В этой работе отмечается, что глобальный энергетический переход заключается не столько в замене одного источника энергии другим, сколько в фундаментальном изменении энергетического ландшафта. По мере роста роли СЭС и ВЭС переосмысливается роль традиционных электростанций: они больше не являются доминирующими источниками, а все больше обеспечивают критически важное резервирование и устойчивость. Производство электроэнергии на основе ископаемого топлива в этом прогнозе падает на 65% к 2050 г. до 6300 млрд кВт-ч, в т.ч. на угольных ТЭС – до 1700 млрд кВт-ч, на газовых – до 4100 млрд кВт-ч, 500 млрд кВт-ч на ТЭС на жидком топливе.

**Рисунок 11.19 DNV. Вклад отдельных источников в выработку электроэнергии. Мир, млрд кВт-ч**

**World grid-connected electricity generation by power station type**



Источник: DNV. 2024. Energy Transition Outlook 2024 [Energy Transition Outlook 2024](#)

### 11.3.8 ИНЭИ РАН

ИНЭИ РАН в работе [Прогноз развития энергетики мира и России 2024](#) оценивает структуру генерации электроэнергии в мире для трех сценариев (см. рис. 11.20).

**Рисунок 11.20 ИНЭИ РАН. Вклад отдельных источников в выработку электроэнергии. Мир 2050 г., млрд кВт-ч**



Источник: ИНЭИ РАН. 2024. [Прогноз развития энергетики мира и России 2024](#)

В сценариях Туман и Раскол генерация на угольных ТЭС в 2050 г. равна 10007-10472 млрд кВт-ч, а в сценарии Ключ – 7643 млрд кВт-ч. То есть угольная генерация в этих сценариях не растет (в 2021 г. показатель был равен 10252 млрд кВт-ч). Генерация на жидком топливе в 2050 г. во всех сценариях почти не отличается (481-488 млрд кВт-ч), и она значительно ниже уровня 2021 г. (723 млрд кВт-ч). Генерация на газовых ТЭС до 2035 г. растет во всех сценариях, а затем в сценариях Туман и Раскол снижается до 6331-6830 млрд кВт-ч, что близко к уровню 2021 г. (6556 млрд кВт-ч), а в сценарии Ключ рост продолжается до уровня 7825 млрд кВт-ч в 2050 г.

### 11.3.9 РЭА

РЭА в работе Сценарии развития мировой энергетики до 2050 года не приводит показатели генерации на разных видах энергии, но дает оценки потребления топлива на производство электроэнергии. В сценарии Все как встарь потребление жидкого топлива на эти цели снижается с 211 Мтнэ в 2020 г. до 197 Мтнэ в 2050 г.; потребление угля растет с 280 до 329 Мтнэ, а газа также растет (с 130 до 222 Мтнэ). В сценарии Рациональный технологический выбор потребление жидкого топлива снижается с 211 Мтнэ в 2020 г. до 0,3 Мтнэ в 2050 г., угля – с 280 до 176 Мтнэ, а газа – растет с 130 до 180 Мтнэ. В сценарии Чистый ноль потребление жидкого топлива снижается до 79 Мтнэ в 2050 г.; угля – до 164 Мтнэ, а газа растет до 438 Мтнэ.<sup>220</sup>

### 11.3.10 Сравнение объемов производства электроэнергии на ТЭС в мире для разных сценариев

В Zhu et al. (2025)<sup>221</sup> проведено сравнение 12 сценариев из шести энергетических прогнозов, опубликованных в 2024 г. Авторы добавили в этот список еще 12 прогнозов из четырех публикаций, итого сравнение проводится для 24 сценарных прогнозов из 10 публикаций. Это позволяет: (а) увидеть разброс прогнозных оценок, которые определяются принятыми допущениями и используемыми моделями; (б) выявить важнейшие факторы, которые влияют на полученные результаты. В совокупности эти 24 сценарных прогноза, по-видимому, описывают весь диапазон потенциальных траекторий. В табл. 11.16 и на рис. 11.21 все эти прогнозы проранжированы по доле генерации на нетопливных источниках.

**Таблица 11.16 Сравнение 24 сценарных прогнозов выработки электроэнергии на ТЭС на ископаемом топливе в мире в 2050 г., млрд кВт-ч**

	Уголь	Природный газ	Жидкие топлива	Ископаемые топлива	Доля ископаемых топлив	ГЭС	АЭС	Прочие ВИЭ	Всего
1990	4403	1752	1242	7397	62,3%	2142	2013	172	11864
2010	8671	4819	968	14458	67,2%	3455	2756	841	21511
2023	10648	6540	753	17941	60,1%	4249	2765	4908	29863
2050									
US DOE High Zero-carbon Technology Cost	10146	8933	57	19136	45,6%				41997
US DOE Reference	10665	8266	56	18987	44,9%				42298
US DOE High Economic Growth	10665	11144	59	21868	44,0%				49714
ИНЭИ РАН Туман	10007	6331	488	16826	42,7%	5215	3696	13662	39399
US DOE Low Economic Growth	8069	6890	54	15013	41,0%				36660
ИНЭИ РАН Раскол	10472	6830	482	17784	40,5%	5444	3997	16693	43918
IEEJ Reference	6963	11960	364	19287	40,2%	5781	3461	19427	47956
Enerdata EnerBase	5515	15443	551	21509	39,0%				55152

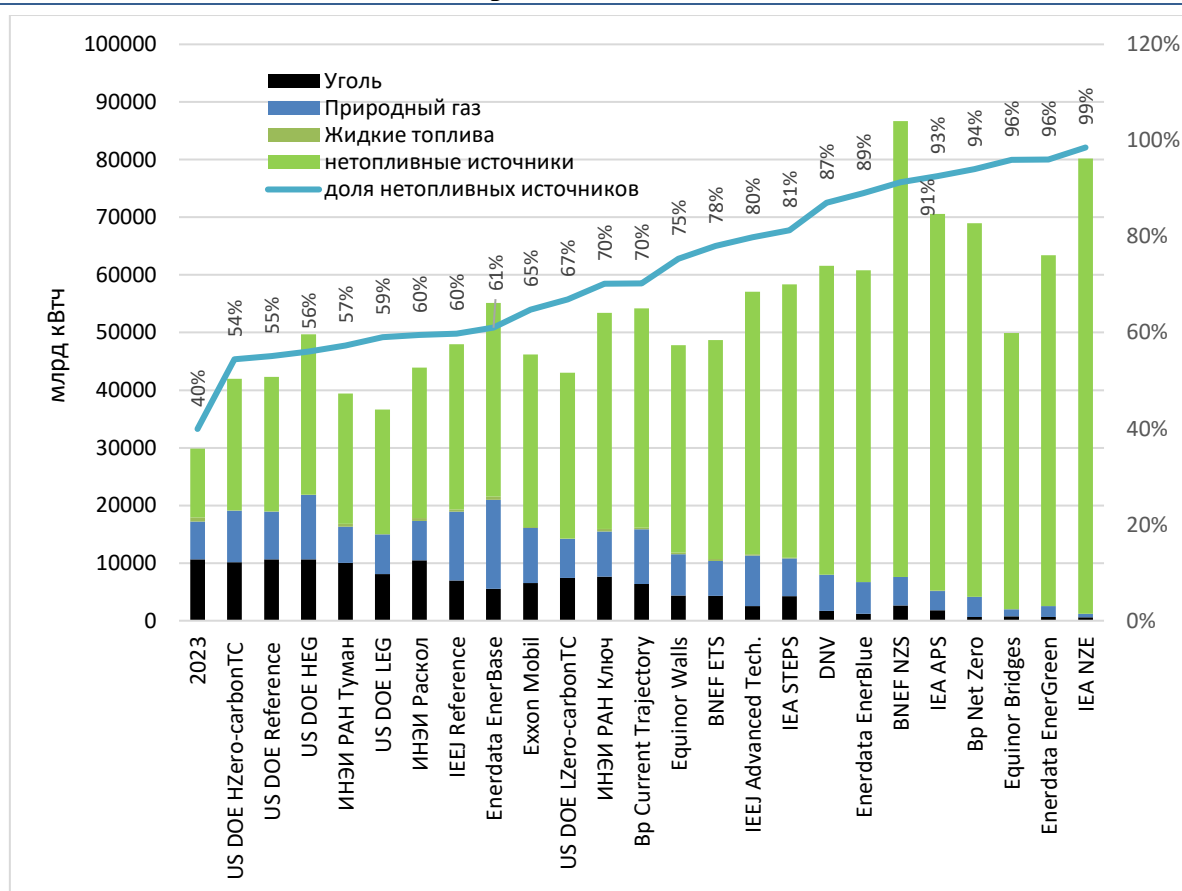
<sup>220</sup> РЭА 2025. Сценарии развития мировой энергетики до 2050 года

<sup>221</sup> Zhu Y., D. Raimi, E. Joiner, B. Holmes, and B.C. Prest. 2025. Resources for the Future. Global Energy Outlook 2025: Headwinds and Tailwinds in the Energy Transition. Report\_25-07.pdf; April 2025.

Exxon Mobil	6518	9547	197	16262	35,2%	5406	3927	20598	46194
US DOE Low Zero-carbon Technology Cost	7404	6772	55	14231	33,1%				43006
ИНЭИ РАН Ключ	7643	7825	481	15949	29,9%	5726	4408	27345	53428
Bp Current Trajectory	6370	9480	290	16140	29,8%	6090	4260	27690	54180
Equinor Walls	4379	7138	272	11789	24,6%	5578	3915	26544	47826
BNEF ETS	4296	6096	318	10710	22,0%	4833	3723	29415	48680
IEEJ Advanced Tech.	2524	8797	190	11511	20,2%	6619	5657	33304	57091
IEA STEPS	4284	6507	126	10917	18,7%	6399	4460	36575	58352
DNV	1700	6300		8000	13,0%				61600
Enerdata EnerBlue	1217	5474		6691	11,0%				60827
BNEF NZS	2636	4936	0	7572	8,7%	5858	8146	65093	86670
IEA APS	1827	3344	61	5232	7,4%	7032	6055	52245	70564
Bp Net Zero	630	3490	0	4120	6,0%	7630	5820	51400	68970
Equinor Bridges	751	1239	23	2013	4,0%	5002	3655	39219	49889
Enerdata EnerGreen	634	1902		2536	4,0%				63388
IEA NZE	605	579	0	1184	1,5%	7722	6969	64319	80194

Источник: составлено авторами на базе: Zhu et al., 2025; ИНЭИ РАН. 2024; Enerdata. 2025; DNV. 2024; US EIA, 2023.

**Рисунок 11.21 Сравнение сценарных прогнозов выработки электроэнергии на ТЭС на ископаемом топливе в мире в 2050 г.**



Источник: составлено авторами на базе: Zhu et al., 2025; ИНЭИ РАН. 2024; Enerdata. 2025; DNV. 2024; US EIA, 2023.

Анализ этих данных позволяет сформулировать следующие выводы для мира в целом:

- в сценариях глубокой декарбонизации суммарная выработка электроэнергии заметно (на 20-30 трлн кВт-ч) выше, чем в базовых сценариях. В них не только вся дополнительная электроэнергия генерируется на нетопливных источниках (преимущественно на СЭС и ВЭС), но эти источники замещают имеющуюся генерацию на топливных ТЭС (рис. 11.21). Генерация на топливных ТЭС кратно снижается. Этот феномен определяется необходимостью глубокой электрификации секторов конечного потребления энергии (промышленности, транспорта и зданий) на основе низкоуглеродных источников электроэнергии. В итоге зеленая зона безуглеродной генерации на рис. 11.21 имеет форму клюва;

- согласно всем 24 сценариям, в 2050 году будет доминировать нетопливная генерация;

- к 2050 г. ни в одном из рассмотренных 24 сценариев не ожидается полного сворачивания генерации на ископаемом топливе, но ни в одном из сценариев топливная генерация в 2050 г. не превышает уровень 2023 г. более чем на 20%. В сценариях с дополнительными мерами политики она может снизиться на 40%, а в сценариях глубокой декарбонизации – на 60% и более;

- роста генерации на угольных ТЭС не ожидается. Самые высокие оценки генерации на угольных ТЭС в 2050 г. дают МЭ США и ИНЭИ РАН: более 10 трлн кВт-ч. Они практически равны уровню 2023 г. Оценки прочих аналитических центров не превышают 7 трлн кВт-ч. Самые низкие оценки (менее 0,8 трлн кВт-ч, или снижение на 92% от уровня 2023 г.) получены в сценариях глубокой декарбонизации;

- на газовых ТЭС в базовых сценариях генерация может вырасти до 12-15 трлн кВт-ч, или практически удвоиться, однако во многих сценариях с реализацией дополнительных мер политики рост не превышает 10-20%. В сценариях глубокой декарбонизации генерация на газовых ТЭС может снизиться с нынешних 6,5 до 0,6-3,5 трлн кВт-ч в 2050 г.;

- на ТЭС, использующих жидкие топлива, ожидается снижение генерации во всех сценариях.

### **11.3.11 Основные факторы, определяющие перспективную динамику производства электроэнергии на ТЭС в мире**

Как уже указывалось выше в разделе для России, основными факторами, определяющими перспективную динамику производства электроэнергии на топливных ТЭС, являются:

- масштабы экономической активности;
- неравномерность экономического роста в отдельных регионах мира;
- структурные сдвиги в экономике, отражающие влияние различий в скорости развития отдельных видов экономической активности с разными параметрами электроемкости;
- повышение эффективности использования электроэнергии у конечных потребителей;
- процессы электрификации в промышленности, на транспорте, в зданиях;

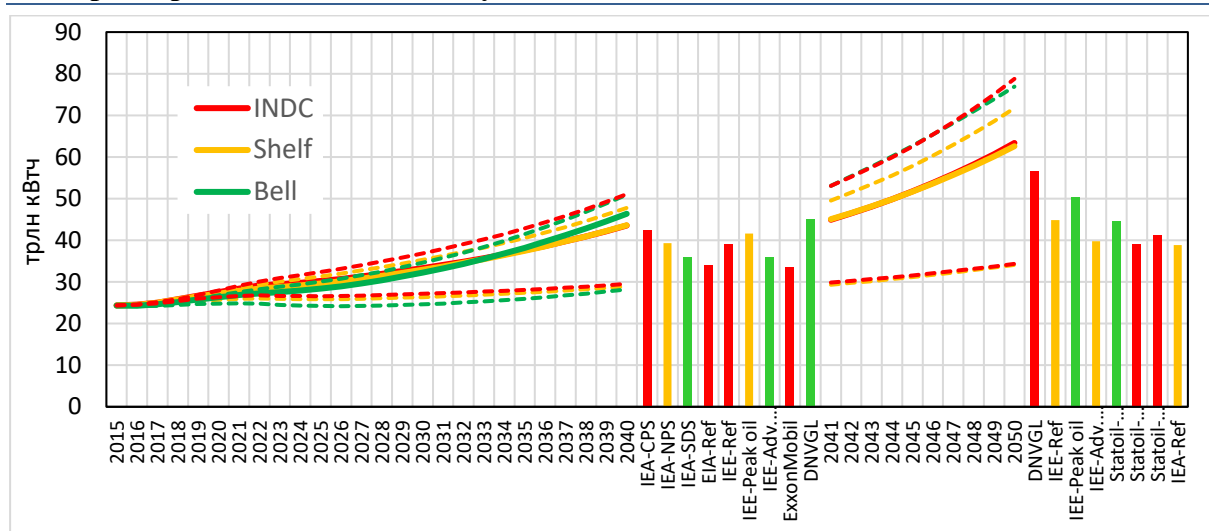
- необходимость обеспечения доступа к электроэнергии для 9% населения мира, которые пока этого доступа лишены;
- повышение энергоэффективности на источниках топливной генерации;
- реализация мер политики, стимулирующих сдвиги в топливном балансе электроэнергетики:
  - программ развития бестопливной генерации;
  - повышение цен на электроэнергию на ископаемом топливе, в т.ч. за счет введения механизмов с ценой на углерод;
  - снижение затрат на генерацию электроэнергии на ВИЭ как за счет субсидирования, так и за счет технического прогресса и эффекта масштаба;
- различия в подходах к моделированию перспектив развития электроэнергетики.

Более медленный рост населения и ВВП мира при высоких ценах на нефть приводит к снижению оценок производства электроэнергии в 2050 г. на 10-20 трлн кВт-ч, а генерации на ТЭС – на 5-10 трлн кВт-ч (табл. 11.14 и рис. 11.22). Роль таких факторов, как электрификация и допущения относительно экономического роста, можно показать на примере прогноза мировой энергетики, выполненного ЦЭНЭФ-XXI для НК «Роснефть» в 2018 г.<sup>222</sup> Зависимость результатов от сценарных условий расчета довольно существенная. Кстати, в этом прогнозе на 5-7 лет раньше прочих было показано, что для электрифицированного будущего миру в 2050 году может потребоваться не 40-50 трлн кВт-ч, а 70-80 трлн кВт-ч. В последние годы все больше аналитических центров дают сходные оценки (рис. 11.17). Сравнение прогнозных оценок МЭ США для сценариев с медленным и динамичным ростом экономики (см. табл. 11.14) показывает, что за счет ускорения экономического роста суммарное производство электроэнергии растет на 11 трлн кВт-ч, а топливная генерация – на 5 трлн кВт-ч. То есть ускорение экономической активности даже в этом консервативном прогнозе более чем наполовину обеспечивается электроэнергией от безуглеродных источников.

---

<sup>222</sup> Башмаков И.А. 2018. Энергетика мира: мифы прошлого и уроки будущего. Вопросы экономики. 2018;(4):49-75. <https://doi.org/10.32609/0042-8736-2018-4-49-75>; ЦЭНЭФ-XXI. 2018. ОТЧЕТ. Разработка долгосрочного сценарного прогноза влияния научно-технического прогресса, процессов цифровизации и электрификации в секторах потребления энергии, экологических ограничений и обязательств по переходу на низкоуглеродные траектории развития на динамику и структуру производства и потребления энергии в ключевых странах мира и мира в целом. Том 2. Сценарная оценка влияния технологического прогресса и мер политики ограничения выбросов ПГ на динамику и структуру генерации и использования электроэнергии и на параметры энергодбаланса для крупнейших стран мира на перспективу до 2050 года.

**Рисунок 11.22 Зависимость прогнозных оценок глобального потребления электроэнергии до 2050 г. от допущений\***



\* Сплошными линиями показан прогноз для базовых условий каждого сценария, а пунктирными – для низких темпов роста ВВП и населения и высоких уровней цен на нефть.

Источник: Башмаков И.А. 2018. Энергетика мира: мифы прошлого и уроки будущего. Вопросы экономики. 2018;(4):49-75. <https://doi.org/10.32609/0042-8736-2018-4-49-75>

Ускорение электрификации не приводит к росту генерации на ТЭС, поскольку дополнительная потребность в электроэнергии не только полностью обеспечивается безуглеродными источниками, но и сопровождается также активным вытеснением топливной генерации (форма «клюва» на рис. 11.17). Это происходит в основном по экономическим причинам: за счет цены на углерод ископаемое топливо дорожает на фоне удешевления генерации на ВИЭ и систем хранения энергии.

Реализация сценариев с дополнительными мерами политики декарбонизации приводит к снижению генерации на ТЭС на ископаемом топливе в среднем на 7,5 трлн кВт-ч, а при реализации сценариев, близких к Чистому нулю, она снижается в среднем еще на 6 трлн кВт-ч (табл. 11.13, 11.15, 11.16 и рис. 11.18). Значительная часть оставшихся ТЭС на угле и природном газе в низкоуглеродных сценариях оснащается установками CCS.

Для оценки перспектив генерации электроэнергии на ТЭС до 2050 г. необходимо использовать ансамбль моделей, разработанных разными научными группами. Это позволит избежать зависимости от единственной системы взглядов. Именно так, на базе анализа более 3000 сценариев от нескольких десятков исследовательских групп организована работа МГЭИК по анализу перспектив декарбонизации мировой экономики.<sup>223</sup> Используемые различными аналитическими центрами математические модели заметно различаются. В них могут использоваться разные коэффициенты эластичности спроса на электроэнергию по цене, разные алгоритмы отражения межтопливной конкуренции, разные уровни детализации технологической структуры, разные подходы к отражению феномена обучения (снижения удельных затрат на разные технологии выработки электроэнергии по мере их масштабирования) и др. Поэтому даже при сходных допущениях относительно экзогенных переменных этих моделей они могут

<sup>223</sup> IPCC. 2022. *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change*. Working Group III Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.

давать разные результаты. При переходе от базовых сценариев к низкоуглеродным, по оценкам МЭА на 2050 г., генерация на топливных ТЭС снижается на 9,7 трлн кВт-ч, в прогнозе bp – на 12 трлн кВт-ч, а в прогнозе Enerdata – на 19 трлн кВт-ч.

### 11.3.12 Оценки динамики выбросов от тепловых электростанций

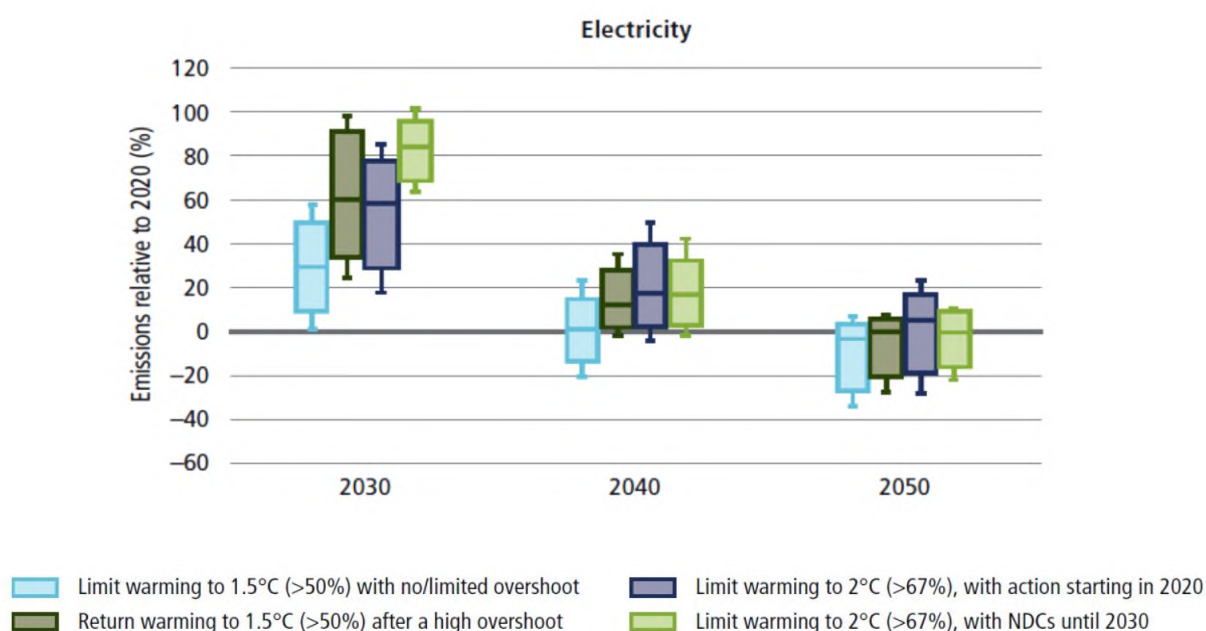
Мировая электроэнергетика является крупнейшим источником выбросов ПГ – 40% мировых выбросов CO<sub>2</sub> от сектора «энергетика» в 2023 г. (по данным МЭА). Ниже рассмотрены только актуальные, разработанные в 2023-2025 гг. прогнозы, в том числе:

- МГЭИК. IPCC, 2022: Climate Change 2022. Energy Systems [IPCC AR6 WGIII Chapter06.pdf](#);
- Международное энергетическое агентство. 2024. World Energy Outlook. 2024 (три сценария) [World Energy Outlook 2024](#);
- Министерство энергетики США. 2023. International Energy Outlook 2023 [International Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration \(EIA\)](#);
- BloombergNEF. 2025. New Energy Outlook 2025 [BloombergNEF\\_NEO\\_2025\\_public\\_dataset.xlsx](#);
- Enerdata. 2025. Global Energy & Climate Scenarios Through 2050 <https://eneroutlook.enerdata.net/total-electricity-generation-projections.html>;
- DNV. 2024. [Energy Transition Outlook 2024](#).

МГЭИК

В главе Энергетические системы отчета МГЭИК Climate Change 2022 показано, что для решения задачи ограничения глобального потепления уровнями 1,5-2°C как суммарные, так и удельные выбросы ПГ в электроэнергетике к 2050 г. должны снизиться до нуля (рис. 11.23).

**Рисунок 11.23 Сокращение в 2030-2050 годах выбросов CO<sub>2</sub> относительно уровней 2020 г. для сценариев, которые ограничивают потепление до 1,5°C (>50%) (или возвращают его к этим значениям) без или с ограниченным превышением (после значительного), и сценариев, которые ограничивают потепление до 2°C (>67%), при условии начала действий в 2020 году или NDC, действующих до 2030 года**



Прямоугольники обозначают 25-й и 75-й процентиля, а линии обозначают 5-й и 95-й процентиля.

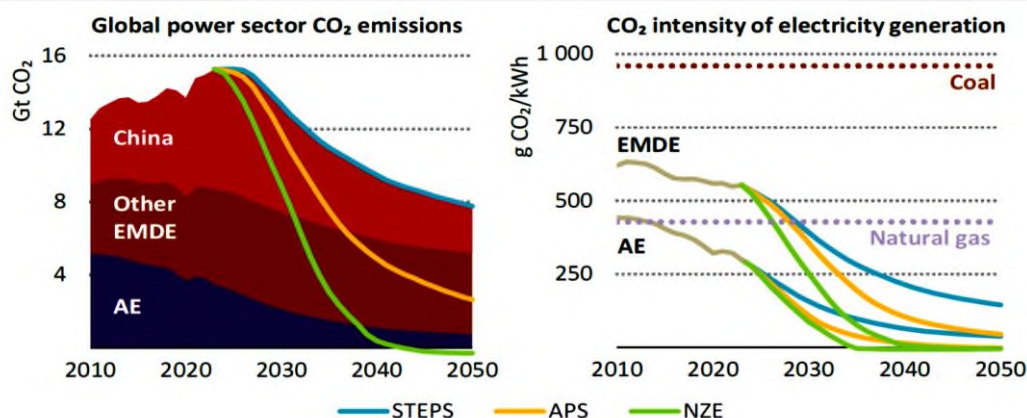
Источник: Clarke, L., Y.-M. Wei, A. De La Vega Navarro, A. Garg, A.N. Hahmann, S. Khennas, I.M.L. Azevedo, A. Löschel, A.K. Singh, L. Steg, G. Strbac, K. Wada, 2022: Energy Systems. In IPCC, 2022: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [P.R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley, (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA. doi: 10.1017/9781009157926.008.

#### Международное энергетическое агентство

На перспективу до 2050 года МЭА рассматривает три сценария: Заявленная политика; Объявленные обязательства и Чистые нулевые выбросы. Объемы выбросов CO<sub>2</sub>, сопряженных с генерацией электроэнергии на топливных ТЭС, для этих сценариев показаны на рис. 11.24. Анализ этих сценарных оценок МЭА позволяет сформулировать следующие выводы:

- во всех сценариях выбросы CO<sub>2</sub> устойчиво сокращаются за счет роста доли низкоуглеродных источников электроэнергии;
- в сценарии Заявленная политика к 2050 г. выбросы CO<sub>2</sub> снижаются почти в 2 раза – до 7,8 ГтCO<sub>2</sub>; в сценарии Объявленные обязательства – почти в 6 раз – до 2,6 ГтCO<sub>2</sub>, а в сценарии Чистые нулевые выбросы за счет масштабного использования технологии BECCS электроэнергетика становится нетто-стоком CO<sub>2</sub>;
- в международных системах бенчмарки по удельным выбросам CO<sub>2</sub> к 2050 г.кратно сократятся. Во всех сценариях в развитых странах удельные выбросы CO<sub>2</sub> к 2050 г. не превышают 100 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч, а в развивающихся – 200 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч;
- в сценарии Объявленные обязательства в развитых странах удельные выбросы CO<sub>2</sub> в 2050 г. близки к нулю, а в развивающихся – не превышают 100 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч;
- в сценарии Чистые нулевые выбросы нулевой уровень удельных выбросов в развитых странах достигается к 2035 г., а в развивающихся – к 2040 г.;
- все оценки для России, полученные в официальных прогнозах и прогнозах РАН, заметно превышают значения даже сценария МЭА Объявленные обязательства. Это означает, что при учете косвенных выбросов в системах углеродного регулирования (типа СВAM) конкурентные позиции электроемкой российской продукции заметно ухудшатся.

**Рисунок 11.24 Глобальные выбросы CO<sub>2</sub> в секторе электроэнергетики и интенсивность выбросов CO<sub>2</sub> при производстве электроэнергии по регионам и по сценариям, 2010-2050 гг.<sup>224</sup>**



EMDE = развивающиеся рынки и развивающиеся экономики; AE = развитые экономики. В сценарии NZE выбросы от сжигания ископаемого топлива уравниваются удалением углекислого газа с помощью биоэнергетики с улавливанием и хранением углерода. Интенсивность выбросов CO<sub>2</sub> для угля и природного газа сегодня является среднемировой.

Источник: IEA. 2024. World Energy Outlook

#### Министерство энергетики США

Видение МЭ США перспективной динамики выбросов от ТЭС на ископаемом топливе можно охарактеризовать следующим образом (табл. 11.17):

- заметной декарбонизации мировой электроэнергетики не ожидается: ни в одном из сценариев к 2050 г. выбросы CO<sub>2</sub> не снижаются более чем на 17%;
- выбросы снижаются только в двух из семи сценариев. В остальных пяти они растут на 3-18%;
- снижение удельных выбросов в расчете на отпуск всей электроэнергии ограничено 1,4% в год, и только в сценарии Low Zero Carbon Technology Cost case оно превышает 2% в год и снижается до 241 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч;
- диапазоны изменения удельных выбросов для мира в целом близки к оцененным в инерционных сценариях для России;
- снижение удельных выбросов в расчете на отпуск электроэнергии только от ТЭС на ископаемом топливе ограничено 0,2% в год и происходит в основном за счет роста доли генерации на газовых ТЭС при минимальном влиянии оснащения ТЭС установками CCUS.

Отметим, что данные МЭ США по выбросам CO<sub>2</sub> от электростанций за базовый 2022 г. заметно ниже как данных МЭА, так и данных BloombergNEF (см. ниже).

**Таблица 11.17 МЭ США. Абсолютные и удельные выбросы CO<sub>2</sub> от мировой электроэнергетики, млн тCO<sub>2</sub>**

	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Среднегодовые темпы роста в 2022–2050 гг.

<sup>224</sup> Emissions – Electricity 2025 – Analysis - IEA

выбросы CO <sub>2</sub> , млн тCO <sub>2</sub>								
Reference case	12 514	12 345	12 313	12 577	12	12	12	0,10%
High Oil Price case	12 514	12 222	12 235	12 640	12	12	13	0,10%
Low Oil Price case	12 514	12 468	12 416	12 685	12	12	12	0,10%
High Economic Growth case	12 514	12 550	13 117	13 541	13	14	14	0,60%
Low Economic Growth case	12 514	12 185	11 585	11 516	11	11	11	-0,40%
High Zero-carbon Technology Cost case	12 514	12 396	12 599	12 967	13	13	13	0,30%
Low Zero-carbon Technology Cost case	12 514	12 312	12 170	12 121	11	11	10	-0,70%
удельные выбросы CO <sub>2</sub> , отпущенной электроэнергии, гCO <sub>2</sub> /кВт-ч								
Reference case	443,1	417,3	387,9	367,8	341,1	321,5	306,4	-1,3%
High Economic Growth case	443,1	420,7	397,5	369,6	343,5	318,8	298,2	-1,4%
Low Economic Growth case	443,1	415,8	379,3	359,9	338,4	315,3	300,9	-1,4%
High Zero-carbon Technology Cost case	443,1	419,3	397,4	380,2	357,1	338,0	325,2	-1,1%
Low Zero-carbon Technology Cost case	443,1	413,9	383,3	353,5	317,4	280,3	241,2	-2,1%
удельные выбросы CO <sub>2</sub> , отпущенной электроэнергии от ТЭС на ископаемом топливе, гCO <sub>2</sub> /кВт-ч								
Reference	731	729	731	734	704	689	683	-0,2%
Low Economic Growth	731	736	755	767	759	746	735	0,0%
High Economic Growth	731	741	765	762	738	709	678	-0,3%
High Zero-carbon Technology Cost	731	737	757	764	747	727	714	-0,1%
Low Zero-carbon Technology Cost	731	737	764	773	754	741	729	0,0%

Источник: U.S. Energy Information Administration, World Energy Projection System (2023) and Annual Energy Outlook 2023 (March 2023), [www.eia.gov/aeo](http://www.eia.gov/aeo)

### BloombergNEF

В работе New Energy Outlook 2025 BloombergNEF приводит оценки перспектив динамики выбросов CO<sub>2</sub> от генерации электроэнергии на ТЭС на ископаемом топливе для двух сценариев: ETS (Economic Transition Scenario) и NZS (Net Zero Scenario). Видение BloombergNEF можно отразить следующим образом (табл. 11.18):

- даже в сценарии ETS выбросы от электроэнергетики к 2050 г. снижаются на 32% в основном за счет падения угольной генерации при росте генерации на природном газе и на безуглеродных источниках;
- в сценарии ETS удельные выбросы снижаются на 64% до 189 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч;
- в сценарии NZS выбросы к 2050 г. снижаются практически до нуля за счет генерации электроэнергии на безуглеродных источниках и оснащения ТЭС на ископаемом топливе установками CCUS. Это означает, что и удельные выбросы снижаются до нуля;
- удельные выбросы в расчете на объем генерации на разных видах топлива снижаются по мере роста оснащенности ТЭС установками CCUS. В сценарии NZS практически вся топливная генерация оснащается установками CCUS, поэтому удельные выбросы на всех ТЭС на ископаемом топливе снижаются практически до нуля;

- в каждом из сценариев BloombergNEF бенчмарки по удельным выбросам ПГ (как по генерации в целом, так и только по топливной генерации) снижаются до отметок существенно более низких, чем показатели официальных прогнозов и прогнозов РАН для России. При такой динамике Россия будет постепенно утрачивать свои конкурентные преимущества на многих рынках, имеющих системы ценового углеродного регулирования.

**Таблица 11.18 BNEF. Выбросы CO<sub>2</sub> от мировой электроэнергетики, млн тCO<sub>2</sub>**

	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2050/2022
ETS								
ТЭС на угле	10449	10272	7966	6939	6575	6134	5199	49,8%
ТЭС на газе	3582	3808	3588	3522	3769	4229	4545	126,9%
ТЭС на жидком топливе	626	402	185	204	231	199	208	33,2%
Всего	14658	14482	11740	10665	10575	10562	9951	67,9%
NZS								
ТЭС на угле без CCUS	10315	9626	2621	455	119	25	5	0,1%
ТЭС на газе CCUS	3637	3616	2032	524	154	50	18	0,5%
ТЭС на жидком топливе CCUS	580	239	114	0	0	0	0	0,0%
Всего	14532	13480	4767	980	273	75	23	0,2%
удельные выбросы, гCO <sub>2</sub> /кВтч								
Всего	535,2	450,2	126,2	20,2	4,3	1,0	0,3	0,1%
Угольные ТЭС								
ETS	1066	1050	1073	1123	1146	1159	1180	
NZS	1056	1044	347	159	39	5	2	
Газовые ТЭС								
ETS	563	536	512	514	514	511	511	
NZS	561	521	269	98	31	10	4	
ТЭС на жидком топливе								
ETS	906	818	894	835	784	785	766	906
NZS	866	764	747					866

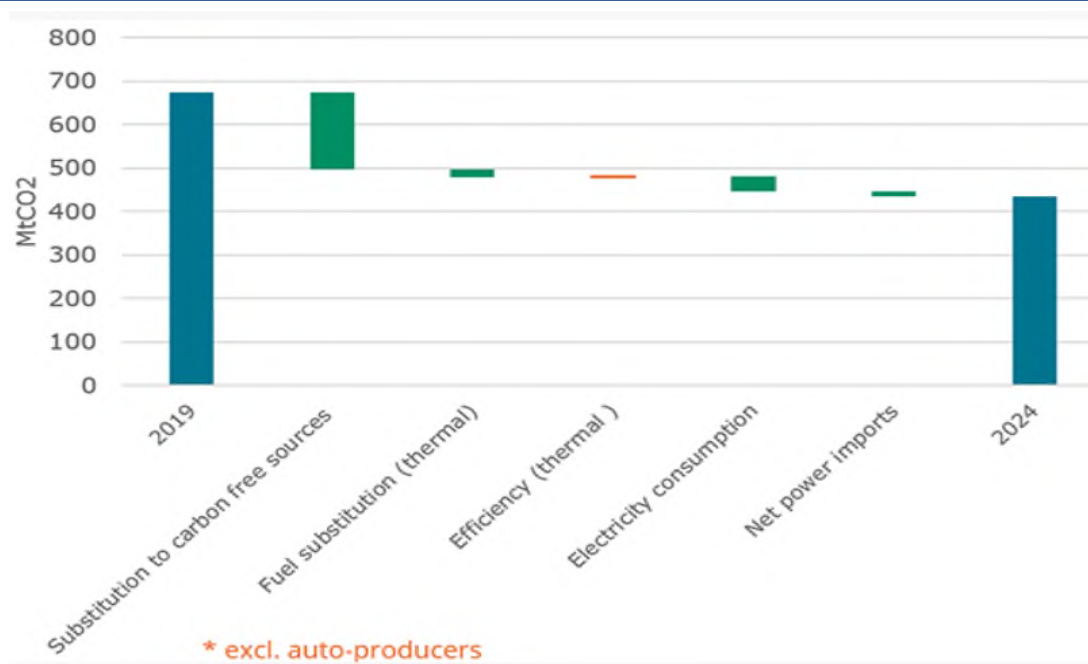
ETS – Economic Transition Scenario (2025); NZS – Net Zero Scenario (2024). Исходные данные за 2022 г. в сценарии ETS в 2025 г. пересмотрены и не совпадают с данными сценария NZS, разработанного в 2024 г. Источник: BloombergNEF. 2025. New Energy Outlook 2025 [BloombergNEF\\_NEO\\_2025\\_public\\_dataset.xlsx](#)

#### Enerdata

Enerdata показывает, что главным фактором снижения выбросов ПГ от электроэнергетики в 2019-2024 гг. был рост генерации на безуглеродных источниках (рис. 11.25). Enerdata рассматривает три сценария до 2050 г.: EnerBase; EnerBlue и EnerGreen. В сценарии EnerBase выбросы от электроэнергетики выходят на пик (14,3 Гт CO<sub>2</sub>) до 2030 г., а затем снижаются до 10,5 Гт CO<sub>2</sub>, или на 27%. В сценарии EnerGreen выбросы падают до 0,5 Гт CO<sub>2</sub>, или на 97%.

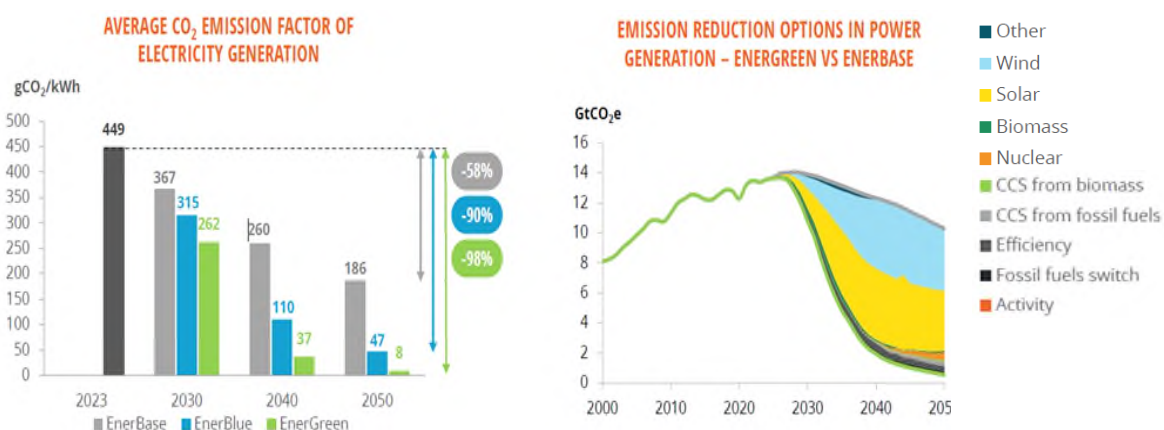
Удельные выбросы к 2050 г. снижаются по всех сценариях: с 449 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч в 2023 г. до 186 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч в EnerBase; до 47 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч в EnerBlue и до 8 гCO<sub>2</sub>/кВт-ч в EnerGreen (рис. 11.26). Удельные выбросы в базовом 2023 г. ближе к значениям МЭА и МЭ США, чем к значениям BloombergNEF.

**Рисунок 11.25 Факторы, определявшие динамику выбросов от объемов генерации электроэнергии в ЕС в 2019-2024 гг.**



Источник: Global energy trends 2025 : consolidated energy statistics & world trends

**Рисунок 11.26 Enerdata. Выбросы CO2 от мировой электроэнергетики**

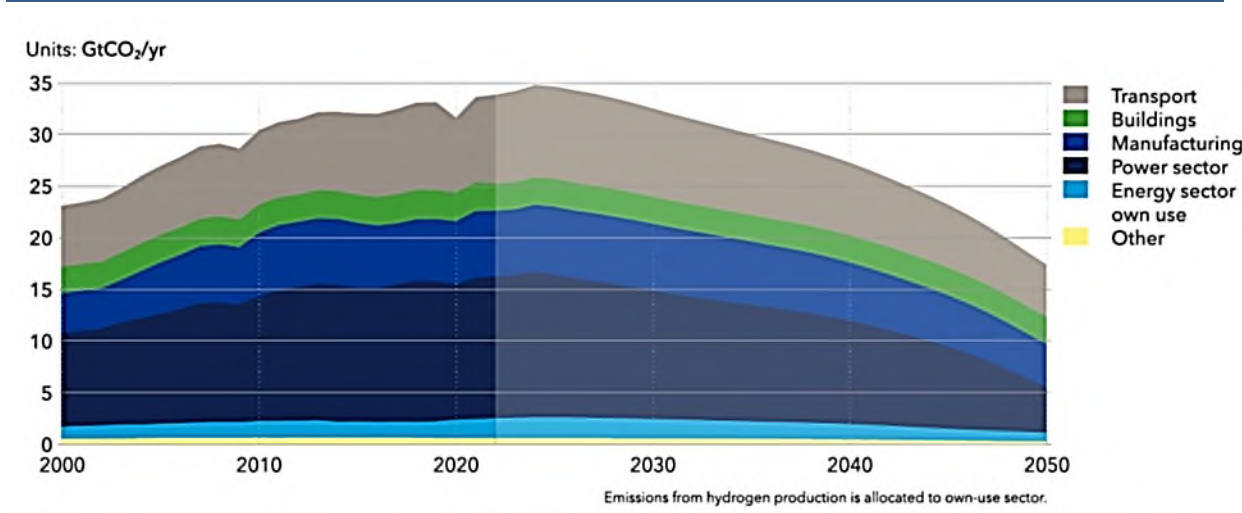


Источник: Enerdata. 2025. Global Energy & Climate Scenarios Through 2050 <https://eneroutlook.enerdata.net/total-electricity-generation-projections.html>

DNV

DNV в своем Energy Transition Outlook 2024 представляет один «лучший прогноз» энергетического будущего. Согласно этому прогнозу, выбросы от мировой электроэнергетики снизятся с 13,8 Гт CO<sub>2</sub> в 2023 г. до 4,4 Гт CO<sub>2</sub> в 2050 г., или в 3,1 раза (рис. 11.27). Поскольку в этом прогнозе объем генерации электроэнергии удваивается, удельные выбросы CO<sub>2</sub> снижаются более чем в 6 раз.

**Рисунок 11.27 DNV. Мир. Выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания топлива по секторам**



Источник: DNV. 2024. Energy Transition Outlook 2024 [Energy Transition Outlook 2024](#)

#### ИНЭИ РАН

ИНЭИ РАН в работе [Прогноз развития энергетики мира и России 2024](#) приводит только суммарные оценки выбросов ПГ от сжигания топлива. Выбросы от электроэнергетики в этой работе не выделяются.

#### РЭА

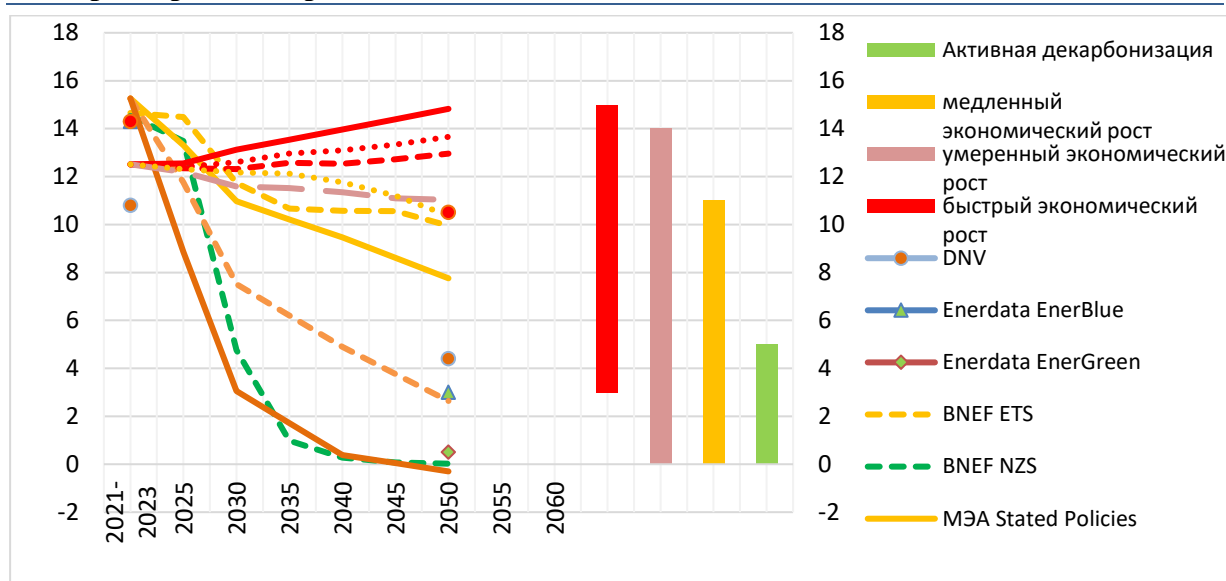
РЭА в работе [Сценарии развития мировой энергетики до 2050 года](#) также приводит только суммарные оценки выбросов ПГ от сжигания топлива. Выбросы от электроэнергетики в этой работе не выделяются.

### 11.3.13 Сравнение прогнозных оценок выбросов ПГ от генерации электроэнергии на ТЭС для мира

Рассмотренные прогнозы выбросов ПГ от генерации энергии на ТЭС в мире сведены вместе на рис. 11.28 и 11.29. Анализ этих данных позволяет сделать следующие выводы:

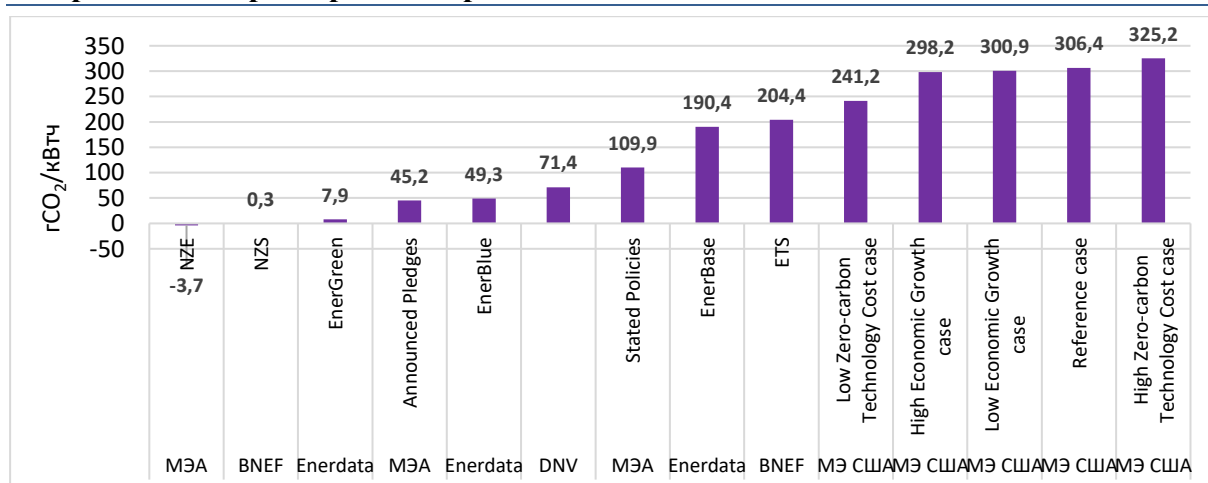
- для базовых сценариев возможен как рост, так и снижение выбросов ПГ при широком разбросе оценок: 8-15 ГтCO<sub>2</sub>экв;
- для низкоуглеродных сценариев диапазон оценок выбросов варьирует от отрицательных значений (прогноз МЭА NZE) до 4,4 ГтCO<sub>2</sub>экв (прогноз DNV);
- вероятные значения выбросов ПГ могут лежать в диапазоне от 5 до 12 ГтCO<sub>2</sub>экв;
- в большей части прогнозов (кроме части прогнозов МЭ США) среднемировое значение удельных выбросов к 2040 году, или ранее оказывается ниже средних полученных оценок для России. Это значит, что по данному параметру Россия будет проигрывать конкурентную борьбу на мировых рынках электроемких товаров с механизмами, подобными СВМ.

**Рисунок 11.28 Сравнение прогнозов выбросов CO<sub>2</sub> в процессах генерации электроэнергии. Мир**



Источники: построено авторами по данным: IPCC, 2022: Climate Change 2022. Energy Systems [IPCC AR6 WGIII Chapter06.pdf](#); IEA, 2024. World Energy Outlook. 2024 (три сценария) [World Energy Outlook 2024](#); EIA. 2023. International Energy Outlook 2023 [International Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration \(EIA\)](#); BloombergNEF. 2025. New Energy Outlook 2025 [BloombergNEF NEO 2025 public dataset.xlsx](#); Enerdata. 2025. Global Energy & Climate Scenarios Through 2050 <https://eneroutlook.enerdata.net/total-electricity-generation-projections.html>; DNV. 2024. [Energy Transition Outlook 2024](#)

**Рисунок 11.29 Сравнение прогнозов удельных выбросов CO<sub>2</sub> в процессах генерации электроэнергии. Мир**



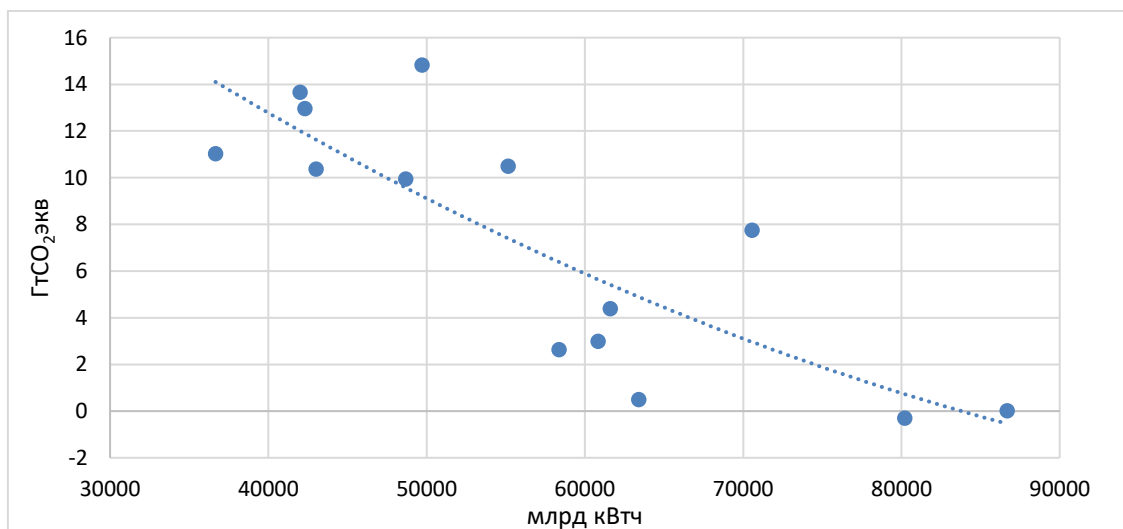
Источники: построено авторами по данным: IPCC, 2022: Climate Change 2022. Energy Systems [IPCC AR6 WGIII Chapter06.pdf](#); IEA, 2024. World Energy Outlook. 2024 (три сценария) [World Energy Outlook 2024](#); EIA. 2023. International Energy Outlook 2023 [International Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration \(EIA\)](#); BloombergNEF. 2025. New Energy Outlook 2025 [BloombergNEF NEO 2025 public dataset.xlsx](#); Enerdata. 2025. Global Energy & Climate Scenarios Through 2050 <https://eneroutlook.enerdata.net/total-electricity-generation-projections.html>; DNV. 2024. [Energy Transition Outlook 2024](#)

### 11.3.14 Основные факторы, определяющие перспективную динамику выбросов ПГ от производства электроэнергии на ТЭС в мире

Широкий разброс прогнозных оценок выбросов ПГ от генерации электроэнергии на ТЭС в мире определяется различием допущений относительно:

- темпов роста экономики, которые, согласно оценкам МЭ США, могут определять различия в выбросах ПГ в 2050 г. примерно на 4 ГтСО<sub>2</sub>экв;
- объемов генерации электроэнергии. Связь выбросов ПГ с объемами генерации электроэнергии обратная (рис. 11.30). В сценариях декарбонизации рост генерации сопровождается снижением выбросов, поскольку в них существенно выше доля безуглеродных источников генерации;
- набора мер политики по стимулированию безуглеродной электрификации и структурных сдвигов в балансе энергоносителей, используемых для выработки электроэнергии, включая цены на углерод и уровни субсидирования ВИЭ. Для низкоуглеродных сценариев оценки выбросов на 2050 г. на 8-10 ГтСО<sub>2</sub>экв ниже, чем для базовых;
- доли безуглеродных источников генерации (СЭС, ВЭС, ГЭС, АЭС и др.);
- масштабов применения технологии CCUS на оставшихся источниках топливной генерации;
- уровня энергоэффективности на источниках топливной генерации;
- качества топлива и удельных выбросов на единицу сжигаемого топлива;
- стоимости генерации (LCOE) на топливных и безуглеродных источниках энергии.

**Рисунок 11.30** Зависимость выбросов СО<sub>2</sub> от объемов генерации электроэнергии в 2050 г. в прогнозах по миру



Источники: построено авторами по данным: IPCC, 2022: Climate Change 2022. Energy Systems [IPCC\\_AR6\\_WGIII\\_Chapter06.pdf](#); IEA, 2024. World Energy Outlook. 2024 (три сценария) [World Energy Outlook 2024](#); EIA. 2023. International Energy Outlook 2023 [International Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration \(EIA\)](#); BloombergNEF. 2025. New Energy Outlook 2025 [BloombergNEF\\_NEO\\_2025\\_public\\_dataset.xlsx](#); Enerdata. 2025. Global Energy & Climate Scenarios Through 2050 <https://eneroutlook.enerdata.net/total-electricity-generation-projections.html>; DNV. 2024. [Energy Transition Outlook 2024](#)

Кроме того, широкие диапазоны оценок определяются различиями в подходах к моделированию перспектив развития электроэнергетики, включая отражение в моделях стоимостной конкуренции технологий генерации, эффектов обучения – удешевления технологий ВИЭ по мере их масштабирования, эффектов от мер политики по поддержке разных видов генерации.

## **12 Программный комплекс «Бенчмаркинг производства энергии на тепловых электростанциях»**

### **12.1 Описание программного комплекса «Бенчмаркинг производства энергии на тепловых электростанциях»**

Программный комплекс «Бенчмаркинг производства энергии на тепловых электростанциях» (далее – «Бенчмаркинг – ТЭС») создан для:

- обеспечения сопоставимости удельных выбросов ПГ и удельных расходов энергии при производстве электрической и тепловой энергии на ТЭС России как между собой, так и с эталонными значениями;
- определения эталонных технологий и производственных практик (НДТ и НПТ) и выявления потенциала снижения удельных выбросов ПГ и удельных расходов энергии при производстве электрической и тепловой энергии на основе бенчмаркинга;
- определения степени соответствия показателей удельных выбросов ПГ предприятий и установок по производству электрической и тепловой энергии индикативным показателям Справочника ИТС 38-2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»;
- оценки косвенных выбросов охвата 2 при оценке углеродного следа продукции промышленности, транспорта, для зданий и других секторов;
- определения целевых заданий (пороговых значений) по экономии энергии и снижению выбросов ПГ в системах углеродного регулирования на ТЭС (принцип «кто меньше сделал, тому большее задание»);
- определения предприятиями по производству электрической и тепловой энергии прямых удельных выбросов ПГ, а также предприятиями по производству углеродоемкой промышленной продукции косвенных удельных выбросов ПГ в рамках отчетности при экспорте из России продукции, подпадающей под требования их регистрации в центральной базе данных по СВМ ЕС или отчетности в рамках аналогичных механизмов в других странах;
- формирования пакетов мер политики и предложений по технологическим решениям для расширения рыночных ниш наиболее эффективных технологий;
- выделения бесплатных квот в системах торговли квотами на выбросы или в системах торговли квотами на экономию энергии;
- разработки и согласования отраслевых планов и дорожных карт по повышению энергоэффективности и декарбонизации;
- разработки корпоративных стратегий и дорожных карт для повышения энергоэффективности и ускорения декарбонизации;
- определения степени достижения целевых показателей удельных выбросов ПГ в государственных системах углеродного регулирования, а также намеченных в корпоративных Стратегиях и Планах по декарбонизации;
- мониторинга достижения целевых показателей, установленных корпоративными или отраслевыми стратегиями и дорожными картами;
- организации сбыта низкоуглеродной электроэнергии и тепла (для этого требуется сопоставимость удельных выбросов ПГ для обеспечения добросовестной конкуренции);

- оценки конкурентных позиций по отдельным показателям за счет сопоставления с аналогичными производствами и маркетинга продукции с низким углеродным следом (необходимо обеспечение сопоставимости определения удельных выбросов для обеспечения справедливой конкуренции);

- выбора поставщиков с низким углеродным следом для государственных и корпоративных закупок при стремлении потребителей продукции производителей энергии снизить углеродный след;

- выдачи сертификатов экологических характеристик для низкоуглеродных материалов;

- установления критериев для низкоуглеродной продукции в таксономиях для принятия финансовых решений по проектам энергоэффективности или декарбонизации.

Программный комплекс (калькулятор) «Бенчмаркинг-ТЭС» воплощает набор алгоритмов для определения выбросов парниковых газов от производства электрической и тепловой энергии на ТЭС и позволяет сверять результаты с полученными результатами по другим (в т.ч. зарубежным) системам бенчмаркинга по выбросам ПГ при производстве электрической и тепловой энергии.

Развитие программного комплекса предполагает совершенствование методологии, расширение функций, повышение охвата ТЭС, на базе которых сформированы кривые бенчмаркинга, актуализацию данных по бенчмаркам, используемым в зарубежных системах углеродного регулирования.

Результаты, полученные с применением программного комплекса, являются надежной основой для оценки потенциала сокращения выбросов ПГ от ТЭС России. Для этого проводится сравнение с эталонами – передовыми практиками для основных видов продукции: электрической и тепловой энергии.

Программный комплекс может широко использоваться для выявления лучших технологий и практик производства, которые могут служить в качестве эталона: ВАТ (наилучшие имеющиеся технологии), НДТ (наилучшие доступные технологии), ВРТ (наилучшие практически используемые технологии).

Программный комплекс «Бенчмаркинг-ТЭС» разработан Центром энергоэффективности – XXI век (ЦЭНЭФ – XXI) для ФГАУ «НИИ «ЦЭПП».

Программный комплекс «Бенчмаркинг-ТЭС» разработан в среде MS Excel.

Пользовательский интерфейс «Бенчмаркинг-ТЭС» состоит из 7 разделов (листов):

1. Титульный лист

2. Лист «Содержание»

3. Лист «Ввод исходных данных»

4. Лист «Расчет абсолютных значений выбросов ПГ»

5. Листы «Расчет удельных значений выбросов ПГ» в зависимости от основного вида топлива, в т.ч.:

- 5.1. основной вид топлива – уголь;

- 5.2. основной вид топлива – газ;

- 5.3. основной вид топлива – жидкое топливо;

- 5.4. основной вид топлива – отходы;

- 5.5. основной вид топлива – биотопливо;

- 5.6. смешанный вид топлива.

6. Лист «Проведение бенчмаркинга по аналогам в РФ» в зависимости от основного вида топлива, в т.ч.:

- 6.1. основной вид топлива – уголь;
- 6.2. основной вид топлива – газ;
- 6.3. основной вид топлива – жидкое топливо.

7. Лист «Проведение бенчмаркинга по аналогам за рубежом» в зависимости от основного вида топлива, в т.ч.:

- 7.1. основной вид топлива – уголь;
- 7.2. основной вид топлива – газ;
- 7.3. основной вид топлива – жидкое топливо;
- 7.4. основной вид топлива – отходы;
- 7.5. основной вид топлива – биотопливо;

8. Лист «Справочные данные»

В «Бенчмаркинг-ТЭС» осуществляется расчет углеродоемкости и энергоемкости продукции предприятий по производству энергии на тепловых электростанциях, который позволяет провести сравнения результатов, полученных как на основе использования утвержденных в России методик, так и международных методик, используемых МЭА или в Китае.

Программный комплекс «Бенчмаркинг-ТЭС» базируется на данных:

- Национальной инвентаризации парниковых газов МГЭИК;
- Федеральной службы государственной статистики (Росстат);
- ИТС 38-2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»;
- полученных от предприятий по производству энергии на тепловых электростанциях на основе вопросников, подготовленных ЦЭНЭФ-XXI и ФГАУ «НИИ «ЦЭПП»;
- схем теплоснабжения муниципальных образований, в которых приведены фактические эксплуатационные показатели работы тепловых электростанций за 2021-2023 гг.;
- годовых отчетов российских генерирующих компаний;
- отчеты по устойчивому развитию российских генерирующих компаний;
- схем и программ развития электроэнергетических систем России.
- зарубежных источников для определения эталонных значений системы бенчмаркинга.

«Бенчмаркинг-ТЭС» представляет собой файл MS Excel, который может быть открыт на большинстве ПК. Необходимо использовать версии MS Excel не ранее 2007 г. Работающий с программным комплексом должен обладать базовыми знаниями и навыками пользователя MS Excel. Перед началом работы с файлом необходимо создать резервную копию на случай ошибки при вводе данных или при записи файла. В процессе работы необходимо регулярно производить сохранение файла во избежание утери введенных данных.

Комплекс «Бенчмаркинг-ТЭС» не защищен системой паролей для повышения безопасности, однако простая система безопасности может быть дополнительно установлена на него при соответствующем запросе.

Комплекс требует использования макросов. Чтобы разрешить запуск макросов в Excel, можно либо нажать «Включить содержимое» на желтой панели сообщений, которая появляется при открытии файла, либо изменить настройки безопасности в параметрах Excel, выбрав Файл > Параметры > Центр управления безопасностью > Параметры центра управления безопасностью > Параметры макросов и выбрав нужный вариант.

На титульном листе указана версия программного комплекса «Бенчмаркинг-ТЭС», с которой работает пользователь, а также содержится информация о его разработчике. На этом листе не нужно производить ввод исходных данных.

На этом листе «СОДЕРЖАНИЕ» приведены названия рабочих листов «Бенчмаркинг-ТЭС» и даны гиперссылки, по которым пользователь может зайти на любой интересующий его лист (рис. 12.1). С любого листа по гиперссылке можно вернуться на лист «Содержание». На этом листе не нужно производить ввод исходных данных.

На листе «ВВОД ИСХОДНЫХ ДАННЫХ» выполняется основная работа пользователя, от которого требуется осуществить ввод фиксированного объема данных. Формат ввода исходных данных и вывода результатов расчета на этих листах является типовым. В начале рабочего листа для пользователя приведена легенда с подсказками по заполнению таблиц (рис. 12.2). Белым цветом отмечены поля для ввода информации. Розовым – поля, недоступные для заполнения (значения рассчитываются на основе вводимых исходных данных). Светло-серым отмечены поля и блоки, по которым информацию вводить необязательно. Поля со справочной информацией выделены светло-зеленым цветом. В первую очередь в ячейках «B2»...«B6» заполняется общая информация по ТЭС (рис. 12.3). Общая информация включает: название предприятия; год составления отчета; годы ввода в эксплуатацию всех блоков; суммарную среднегодовую установленную электрическую и тепловую мощность группы. В анонимных системах бенчмаркинга эта информация может не вводиться или не показываться.

Далее в ячейках «G9»...«AA16» заполняются энергетические характеристики ТЭС всего и группам установок (рис. 12.4). Общая информация включает: объем выработки электрической энергии, электроэнергия на собственные нужды, отпуск электрической энергии с шин электростанций, объем выработки тепловой энергии, тепловая энергия на собственные нужды, отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭС.

В базовой версии программного комплекса «Бенчмаркинг-ТЭС» стоят значения расчетного примера. При вводе данных нужно:


- либо постепенно заменять их на данные предприятия по годовым объемам потребления по каждому входному потоку топлива, сырья и энергетических характеристик, которые приведены в ячейках «C15»...«AA 105» и выделены белой заливкой (рис. А.6);
- либо сформировать в заданном формате вектор ввода информации и скопировать его на место значений условного примера.

После ввода данных по топливу и энергетических характеристик автоматически активируется блок выбора основного вида топлива, отображаемый в строках 22-29 (рис. 12.6).

При нажатии на кнопку «Обновить основное топливо» активируется макрос, который скрывает все листы по расчету выбросов и формированию кривых бенчмаркинга, которые не относятся к основному виду топлива. В строках 93-98 автоматически сформируется блок расчета удельных характеристик, которые позволяют определить ключевые энергические показатели работы как отдельных групп установок, так и ТЭС в целом (рис 12. 7). В ячейках C29-F29 автоматически высвечивается основной вид топлива.

Рисунок 12.1 Общий вид листа «Содержание»

**Рабочие листы в модели проведения бенчмаркинга по удельным выбросам парниковых газов при производстве энергии на тепловых электростанциях**

<p>Титульный лист</p> <p>1 Ввод исходных данных</p> <p>2 Модуль расчета абсолютных и удельных выбросов ПГ</p> <p>2_1 Расчет абсолютных значений выбросов ПГ</p> <p>2_2 Расчет удельных значений выбросов ПГ</p> <p style="font-size: small;">основной вид топлива - уголь основной вид топлива - газ основной вид топлива - жидкое топливо основной вид топлива - отходы основной вид топлива - биотопливо смешанный вид топлива</p> <p>3 Проведение бенчмаркинга по аналогам в РФ</p> <p style="font-size: small;">основной вид топлива - уголь основной вид топлива - газ основной вид топлива - жидкое топливо</p> <p>4 Проведение бенчмаркинга по аналогам в мире</p> <p style="font-size: small;">основной вид топлива - уголь основной вид топлива - газ основной вид топлива - жидкое топливо основной вид топлива - отходы основной вид топлива - биотопливо</p> <p>5 Справочные данные</p> <p>6 Руководство пользователя</p> <p style="font-size: x-small;">Составитель: ЦЭНЭФ-XXI</p> <p style="font-size: x-small;">Границы систем учета выбросов ПГ на ТЭС</p>	<p style="color: blue; text-decoration: underline;">Титул</p> <p style="color: blue; text-decoration: underline;">Исходные данные</p> <p style="color: blue; text-decoration: underline;">Расчеты абсолютных значений ПГ</p> <p style="color: blue; text-decoration: underline;">Расчеты удельных значений ПГ</p> <p style="color: blue; text-decoration: underline;">Расчеты удельных значений ПГ</p> <p style="color: blue; text-decoration: underline;">Расчеты удельных значений ПГ</p> <p style="color: blue; text-decoration: underline;">Расчеты удельных значений ПГ</p> <p style="color: blue; text-decoration: underline;">Расчеты удельных значений ПГ</p> <p style="color: blue; text-decoration: underline;">Расчеты удельных значений ПГ</p> <p style="color: blue; text-decoration: underline;">Бенчмаркинг аналогов в РФ</p> <p style="color: blue; text-decoration: underline;">Бенчмаркинг аналогов в РФ</p> <p style="color: blue; text-decoration: underline;">Бенчмаркинг аналогов в РФ</p> <p style="color: blue; text-decoration: underline;">Бенчмаркинг аналогов зарубежом</p> <p style="color: blue; text-decoration: underline;">Бенчмаркинг аналогов зарубежом</p> <p style="color: blue; text-decoration: underline;">Бенчмаркинг аналогов зарубежом</p> <p style="color: blue; text-decoration: underline;">Бенчмаркинг аналогов зарубежом</p> <p style="color: blue; text-decoration: underline;">Бенчмаркинг аналогов зарубежом</p> <p style="color: blue; text-decoration: underline;">Справочник</p> <p style="font-size: x-small;">—вход по двойному щелчку мыши—&gt;&gt;&gt;&gt;&gt;&gt;</p> <p style="font-size: x-small;">Границы процессов</p>	<p style="color: green; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">Бенчмаркинг-ТЭС</p>  <div style="border: 1px solid green; width: 40px; height: 15px; margin: 10px auto;"></div>
--	---	--


Центр энергоэффективности - XXI век ЦЭНЭФ-XXI

РУКОВОДСТВО ПОЛЬЗОВАТЕЛЯ

программного комплекса

Бенчмаркинг углеродоемкости и энергоемкости при производстве энергии на тепловых электростанциях

«Бенчмаркинг-ТЭС»



Москва, октябрь 2025 г.

выбросы на предшествующих стадиях технологической цепочки

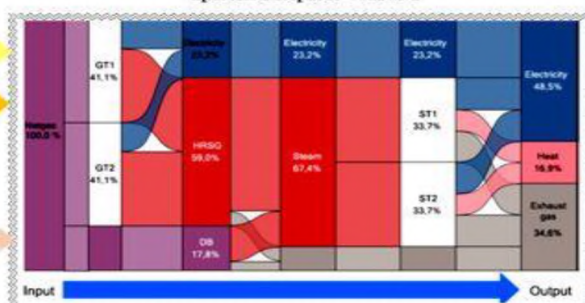
косвенные выбросы – охват 2

Добыча и переработка топлива

Транспортировка топлива

воплощенные выбросы – охват 3

Выбросы воплощенные в конструкциях ТЭС и связанные с выводом ТЭС из эксплуатации



Input → Output

Источник: ЦЭНЭФ-XXI на базе Leisen R., J. Radek, C. Weber, 2024. Modeling combined-cycle power plants in a detailed electricity market model. Energy 298 (2024) 131246. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.131246>;  
 Benchmarking Air Emissions of the 100 largest power producers in the United States: Chapter3.pdf: Life Cycle

Титул

Содержание

1 ВВОД ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

2\_1 расчет выбросов

2\_2 расчет уд. выбросов биомасс

Рисунок 12.2 Подсказки по заполнению таблиц (лист «ввод исходных данных»)

Цветовая кодификация	
	Поля для ввода информации
	Поля не заполняются
	Поля, значения которых рассчитываются на основе введенной информации

	Поля, соответствующие данным по выработке тепловой энергии
	Поля, соответствующие данным по выработке электрической энергии
	Поля, соответствующие данным по выработке тепловой и электрической энергии

Рисунок 12.3 Общая информация по производству на ТЭС

	A	B	C	D	E	F
1	<b>Производство энергии на тепловых электростанциях</b>					<a href="#">назад в оглавление</a>
2	Название предприятия	Среднеуральская ГРЭС (город Екатеринбург, ПАО "ЭЛ5-Энерго")				
3	Год составления отчета (календарный)	2023				
4	Годы ввода в эксплуатацию всех блоков	2020				
5	Суммарная тепловая мощность группы оборудования	1 222			Гкал/ч	
6	Суммарная среднегодовая установленная электрическая мощность группы	1 599			МВт	

Рисунок 12.4 Энергетические характеристики производства тепловой энергии на ТЭС

7	Показатели		Всего, в т.ч. по группам установок	По группам установок 24 МПа > ПСУ > 13 МПа	По группам установок 9 МПа < ПСУ < 13 МПа
8	<b>Энергетические характеристики</b>				
9	Объем выработки электрической энергии	млн. кВт-ч	7157,9	7157,9	
10	Электроэнергия на собственные нужды, в т.ч.	млн. кВт-ч	354,5	354,5	0,0
11	на выработку электрической энергии	млн. кВт-ч			
12	на выработку тепловой энергии	млн. кВт-ч			
13	Отпуск электрической энергии с шин электростанций	млн. кВт-ч	6803,4	6803,4	
14	Объем выработки тепловой энергии	тыс. Гкал	2257,6	2257,6	
15	Тепловая энергия на собственные нужды	тыс. Гкал	106,7	106,7	0,0
16	Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭС	тыс. Гкал	2150,9	2150,9	

Рисунок 12.5 Фрагмент таблицы «Ввод исходных данных». Ввод топливных данных

Показатели	Единицы измерения	Всего, в т.ч. по группам установок				По группам установок 24 МПа > ПСУ > 13 МПа				По группам установок 9 МПа < ПСУ < 13 МПа			
		Объем потребления (производства)				Объем потребления (производства)				Объем потребления (производства)			
		Пропорциональный метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Пропорциональный метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Пропорциональный метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ	
Тепловая энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Электрическая энергия		
<b>Основной вид топлива</b>		<b>Природный газ</b>				<b>Обновить основное топливо</b>							
1.1. Природный газ	тут / год	343 075	1 951 887	0	0	343 075	1 951 887						
1.2. Уголь, в т.ч.	тут / год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
уголь донецкий	тут / год	0	0	0	0								
уголь кузнецкий	тут / год	0	0	0	0								
1.3. Торф топливный	тут / год	0	0	0	0								
1.4. Гранулы топливные (пеллеты) из отходов деревопереработки	тут / год	0	0	0	0								
1.5. Древесина топливная	тут / год	0	0	0	0								
1.6. Биотопливо (отходы древесины (щепа, опилки), отходы сельскохозяйственного производства (остатки зерновых культур, водоросли, лузга), отходы от деятельности животноводства (навоз, помет, кормовые остатки).	тут / год	0	0	0	0								
1.7. Нефть, включая газовый конденсат	тут / год	0	0	0	0								
1.8. Бензины	тут / год	0	0	0	0								
1.9. Дизельное топливо	тут / год	0	0	0	0								

**Рисунок 12.6** Фрагмент таблицы «Ввод исходных данных». Блок автоматического выбора основного вида топлива

17	На входе		Объем потребления (производства)				Объем потребления (производства)				Объем потребления (производства)			
18		Единицы измерения	Пропорциональный метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Пропорциональный метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Пропорциональный метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ	
19			Тепловая энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Электрическая энергия
20			<b>Ячейки для ввода данных для расчетов</b>											
21														
22	<b>1. Топливо</b>													
23	Расход топлива всего, в т.ч.	тут/год / %	343 075	1 951 887	0	0	343 075	1 951 887	0	0	0	0	0	0
24	на природном газе	100%	343 075	1 951 887	0	0	343 075	1 951 887	0	0	0	0	0	0
25	на угле	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	на жидком топливе	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	на отходах	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	на биомассе	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Основной вид топлива		<b>Природный газ</b>				<b>Обновить основное топливо</b>							
30	1.1. Природный газ	тут /год	343 075	1 951 887	0	0	343 075	1 951 887						

**Рисунок 12.7** Фрагмент таблицы «Ввод исходных данных». Блок автоматического расчета ключевых удельных характеристик

7	Показатели		Всего, в т.ч. по группам установок				По группам установок 24 Мпа >ПСУ >13 Мпа				По группам установок 9 МПа < ПСУ <13 Мпа			
18		Единицы измерения	Пропорциональный метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Пропорциональный метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Пропорциональный метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ	
19			Тепловая энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Электрическая энергия
20														
92	<b>2. Прочие показатели</b>													
93	УРУТ на отпуск 1 кВт*ч электроэнергии	г.у.т/кВт*ч	286,9				286,9							
94	УРУТ на выработку 1 кВт*ч электроэнергии	г.у.т/кВт*ч	272,7				272,7							
95	УРУТ на отпуск 1 Гкал тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	159,5				159,5							
96	УРУТ на выработку 1 Гкал тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	152,0				152,0							
97	Коэффициент полезного использования топлива (КПИТ)	%	52,4%				52,4%							
98	Доля расходов электроэнергии на собственные нужды ТЭС	%	5,0%				5,0%							

На листе «РАСЧЕТ АБСОЛЮТНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ВЫБРОСОВ ПГ» производится расчет углеродоемкости для основных видов продукции отрасли (тепловой и электрической энергии). В таблице «РАСЧЕТЫ» расчеты производятся автоматически, и в ней не нужно производить ввод данных. Расчеты проводятся отдельно для каждой группы установок (и для ТЭС в целом) по физическому и по пропорциональному методу разнесения затрат топлива на ТЭЦ для следующих систем бенчмаркинга:

- методика, описанная в главе 8, которая базируется на Приказе Минприроды № 371

- метод МЭА
- метод Китай
- также справочно предоставляются данные с расчетами самого предприятия (при наличии).

Таблица «Расчеты» состоит из пяти частей.

«Прямые выбросы – охват 1» (рис. 12.8). В этой части таблицы для входных и выходных потоков определяются выбросы CO<sub>2</sub>, непосредственно возникающие при сжигании топлива.

«Косвенные выбросы – охват 2» (рис. 12.9). В этой части таблицы рассчитываются выбросы CO<sub>2</sub>, порождаемые процессами добычи, переработки и транспортировки топлива на ТЭС (выбросы топливного цикла), по видам ископаемого топлива. Расчеты проводятся отдельно для каждой группы установок (и для ТЭС в целом) по физическому и по пропорциональному методу разнесения затрат топлива на ТЭЦ согласно методологии, изложенной в главе 8.

«Воплощенные выбросы, охват 3» (рис. 12.10). В этой части таблицы вычисляются выбросы CO<sub>2</sub> по охвату 3, воплощенные в исходном сырье, материалах и побочной продукции. В основном это касается покупного сырья. Расчеты проводятся отдельно для каждой группы установок (и для ТЭС в целом) по физическому и по пропорциональному методу разнесения затрат топлива на ТЭЦ согласно методологии, изложенной в главе 8.

**Рисунок 12.8** Фрагмент таблицы «Расчеты» («Прямые выбросы – охват 1»)

11 <b>Расчеты</b>		12 <b>верх</b>							
13 Показатель	14 Единицы измерения	Всего, в т.ч. по группам установок				По группам установок 24 Мпа > ПСУ > 13 Мпа			
		Пропорциональный метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Пропорциональный метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ	
		Выбросы ПГ, т CO <sub>2</sub>		Выбросы ПГ, т CO <sub>2</sub>		Выбросы ПГ, т CO <sub>2</sub>		Выбросы ПГ, т CO <sub>2</sub>	
		Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии
15 <b>1. Прямые выбросы CO<sub>2</sub> - Охват 1</b>	т CO <sub>2</sub>	545 489	3 103 500	0	0	545 489	3 103 500	0	0
16 <b>1.1. Выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания топлива</b>	т CO <sub>2</sub>	545 489	3 103 500	0	0	545 489	3 103 500	0	0
17 <b>1.1.1. Традиционное топливо</b>	т CO <sub>2</sub>	545 489	3 103 500	0	0	545 489	3 103 500	0	0
18 <b>Прямые выбросы ПГ - энергетические выбросы от сжигания ископаемого топлива</b>	т CO <sub>2</sub>	545 489	3 103 500	0	0	545 489	3 103 500	0	0
19 <b>1.1. Природный газ</b>	т CO <sub>2</sub> экв	545 489	3 103 500	0	0	545 489	3 103 500	0	0
20 <b>1.2. Уголь, в т.ч.</b>	т CO <sub>2</sub> экв	0	0	0	0	0	0	0	0
21 <b>уголь донецкий</b>	т CO <sub>2</sub> экв	0	0	0	0	0	0	0	0
22 <b>уголь кузнецкий</b>	т CO <sub>2</sub> экв	0	0	0	0	0	0	0	0
23 <b>уголь карагандинский</b>	т CO <sub>2</sub> экв	0	0	0	0	0	0	0	0
24 <b>уголь подмосковный</b>	т CO <sub>2</sub> экв	0	0	0	0	0	0	0	0
25 <b>уголь воркутинский</b>	т CO <sub>2</sub> экв	0	0	0	0	0	0	0	0
26 <b>уголь итатский</b>	т CO <sub>2</sub> экв	0	0	0	0	0	0	0	0
27 <b>1.3. Торф топливный</b>	т CO <sub>2</sub> экв	0	0	0	0	0	0	0	0
56 <b>1.4. Гранулы топливные (пеллеты) из отходов деревопереработки</b>	т CO <sub>2</sub> экв	0	0	0	0	0	0	0	0

**Рисунок 12.9** Фрагмент таблицы «Расчеты» («Косвенные выбросы – охват 2»)

11 <b>Расчеты</b>		вверх								
12	Показатель	Единицы измерения	Всего, в т.ч. по группам установок				По группам установок 24 Мва >ПСУ >13 Мва			
			Пропорциональный метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Пропорциональный метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ	
			Выбросы ПГ, т CO2		Выбросы ПГ, т CO2		Выбросы ПГ, т CO2		Выбросы ПГ, т CO2	
			Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии
13										
14										
15										
73	<b>2. Косвенные выбросы CO2 порождаемые процессами добычи, переработки и транспортировки топлива на ТЭС (выбросы топливного цикла) по видам ископаемого топлива - Охват 2</b>	т CO2 экв	69 713	396 623	0	0	69 713	396 623	0	0
74	природный газ	т CO2 экв	69 713	396 623	0	0	69 713	396 623	0	0
75	уголь	т CO2 экв	0	0	0	0	0	0	0	0
76	нефтепродукты	т CO2 экв	0	0	0	0	0	0	0	0
77	отходы	т CO2 экв	0	0	0	0	0	0	0	0
78	биомасса	т CO2 экв	0	0	0	0	0	0	0	0

**Рисунок 12.10** Фрагмент таблицы «Расчеты» («Воплощенные выбросы, область охвата 3»)

11 <b>Расчеты</b>		вверх								
12	Показатель	Единицы измерения	Всего, в т.ч. по группам установок				По группам установок 24 Мва >ПСУ >13 Мва			
			Пропорциональный метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Пропорциональный метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ	
			Выбросы ПГ, т CO2		Выбросы ПГ, т CO2		Выбросы ПГ, т CO2		Выбросы ПГ, т CO2	
			Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии
13										
14										
15										
79	<b>3. Воплощенные выбросы CO2 - Охват 3</b>	т CO2 экв	7 765	27 213	0	0	7 765	27 213	0	0
80	природный газ	т CO2 экв	7 765	27 213	0	0	7 765	27 213	0	0
81	уголь	т CO2 экв	0	0	0	0	0	0	0	0
82	нефтепродукты	т CO2 экв	0	0	0	0	0	0	0	0
83	отходы	т CO2 экв	0	0	0	0	0	0	0	0
84	биомасса	т CO2 экв	0	0	0	0	0	0	0	0
85	<b>Итоговые значения выбросов ПГ</b>	т CO2	622 967	3 527 337	0	0	622 967	3 527 337	0	0

«Итоговые результаты» (рис. 9.11). В этой таблице основные результаты автоматически принимаются из таблицы «Расчеты» и не нужно производить ввод данных. В таблице представлены итоговые результаты для разных систем бенчмаркинга. Кроме того, в таблице «Итоговые результаты» представлен расчет выбросов CO<sub>2</sub> по охватам 1 и 3 согласно требованиям ЕС. Область охвата 1 и 3 включает как прямые, так и воплощенные выбросы парниковых газов, но исключает косвенные выбросы CO<sub>2</sub> от потребления электрической и тепловой энергии, поставляемых от внешних источников энергоснабжения. В этой же таблице отражаются (при наличии) объемы захвата углерода.

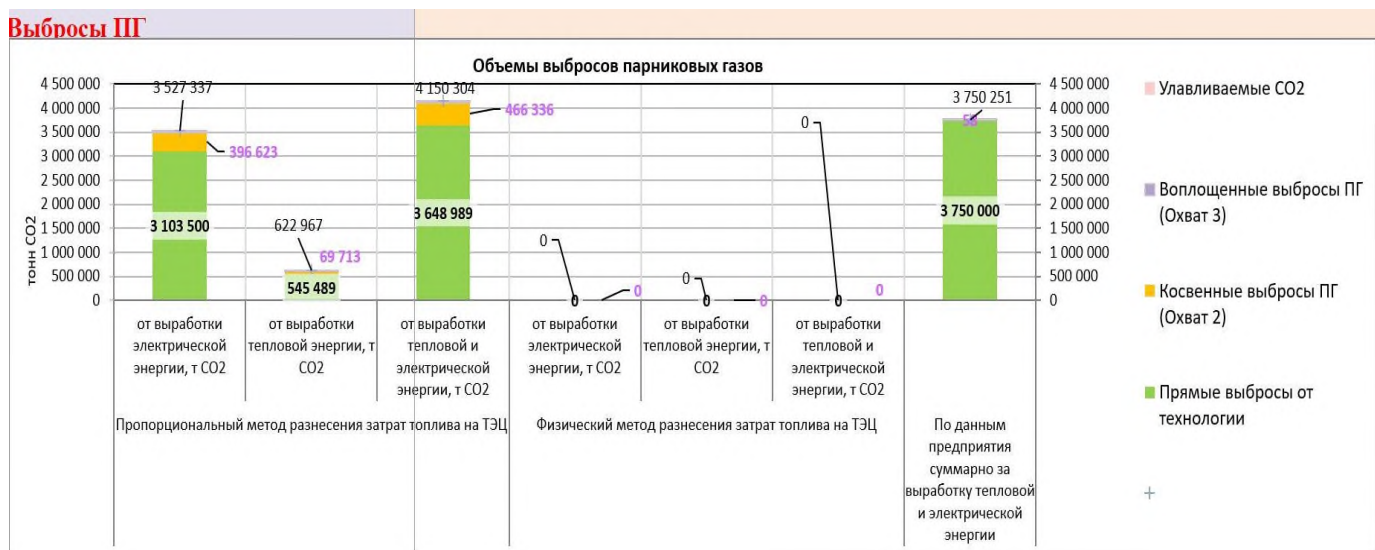
Программный комплекс «Бенчмаркинг-ТЭС» позволяет провести расчеты по любой из этих схем. Для целей бенчмаркинга необходимо принять решение об использовании одного из этих четырех методов. Дополнительно в этой таблице появляются результаты выбросов не только CO<sub>2</sub>, но и CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O и расчет сумму ключевых парниковых газов по охватам 1,2,3 с учетом возможного улавливания.

**Рисунок 12.11 Таблица «Итоговые результаты»**

Итоговые результаты		вверх	Выбор коэффициента пересчета CO2								
Наименование показателя	Охват	Единицы измерения	Пропорциональный метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ			Физический метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ			По данным предприятия суммарно за выработку тепловой и электрической энергии	По данным МЭА суммарно за выработку тепловой и электрической энергии	По данным "методики Китай" суммарно за выработку тепловой и электрической энергии
			от выработки электрической энергии, т CO2	от выработки тепловой энергии, т CO2	от выработки тепловой и электрической энергии, т CO2	от выработки электрической энергии, т CO2	от выработки тепловой энергии, т CO2	от выработки тепловой и электрической энергии, т CO2			
Объем выбросов ПГ	Охват 1+2+3	т CO2	3 527 337	622 967	4 150 304				3 750 251	4 150 304	4 150 304
Прямые выбросы ПГ	Охват 1	т CO2	3 103 500	545 489	3 648 989				3 750 000	3 648 989	3 648 989
Косвенные выбросы ПГ (Охват 2)	Охват 2	т CO2	396 623	69 713	466 336				58	466 336	466 336
Воплощенные выбросы ПГ (Охват 3)	Охват 3	т CO2	27 213	7 765	34 978				193	34 978	34 978
Прямые и косвенные выбросы ПГ (охват 1+2)	Охват 1+2	т CO2	3 500 124	615 202	4 115 326				3 750 058	4 115 326	4 115 326
Улавливаемые CO2		т CO2									
Скорректированный объем выбросов ПГ с учетом улавливания	Охват 1+2+3 + улавливание	т CO2	3 527 337	622 967	4 150 304				3 750 251	4 150 304	4 150 304
Выбросы CH4	Охват 1+2+3 + улавливание	т CO2	1 601	281	1 882						
Выбросы N2O	Охват 1+2+3 + улавливание	т CO2	1 522	268	1 790						
ПГ	Охват 1+2+3 + улавливание	т CO2 экв	3 530 460	623 516	4 153 976				3 750 251	4 150 304	4 150 304

Ниже таблицы «Итоговые результаты» расположены диаграммы, наглядно иллюстрирующие уровни углеродоемкости и энергоемкости при расчете по пяти методам расчета (рис. 11.12).

**Рисунок 12.12 Углеродоемкость и энергоемкость технологического производства**



На листе «РАСЧЕТ УДЕЛЬНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ВЫБРОСОВ ПГ» производится расчет удельной углеродоемкости для основного вида продукции отрасли – тепловой и электрической энергии. В этой таблице «РАСЧЕТЫ» расчеты производятся также автоматически, и в ней не нужно производить ввод данных. Расчеты проводятся для разных систем бенчмаркинга:

Таблица «Расчеты» состоит из четырех ключевых частей.

«Удельные прямые выбросы – охват 1» (рис. 12.13). В этой части таблицы для входных и выходных потоков определяются выбросы CO<sub>2</sub>, непосредственно возникающие при сжигании топлива отдельно для физического и пропорционального метода и отдельно для каждого вида основного топлива.

**Рисунок 12.13 Фрагмент таблицы «Расчеты» («Удельные прямые выбросы, охват 1»)**

Расчеты		вверх											
Показатель	Единицы измерения	Всего, в т.ч. по группам установок				По группам установок 24 МПа > ПСУ > 13 МПа				По группам установок 9 МПа < ПСУ < 13 МПа			
		Удельные выбросы ПГ на выработку				Удельные выбросы ПГ на выработку				Удельные выбросы ПГ на выработку			
		Пропорциональный метод распределения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод распределения затрат топлива на ТЭЦ		Пропорциональный метод распределения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод распределения затрат топлива на ТЭЦ		Пропорциональный метод распределения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод распределения затрат топлива на ТЭЦ	
		Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии
1. Прямые выбросы CO <sub>2</sub> - Охват 1	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	241,624	433,578	0,000	0,000	241,624	433,578				
1.1. Выбросы CO <sub>2</sub> от сжигания топлива	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	241,624	433,578	0,000	0,000	241,624	433,578				
1.1.1. Традиционное топливо	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	241,624	433,578	0,000	0,000	241,624	433,578				
Прямые выбросы ПГ - энергетические выбросы от сжигания ископаемого топлива	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	241,624	433,578	0,000	0,000	241,624	433,578				
1.1. Природный газ	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	241,624	433,578	0,000	0,000	241,624	433,578				
1.2. Уголь, в т.ч.	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
1.3. Торф топливный	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
1.4. Гранулы топливные (пеллеты) из отходов деревопереработки	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
1.5. Древесина топливная	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
1.6. Биотопливо (отходы древесины (щепы, опилки))	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
1.7. Нефть, включая газовый конденсат	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
1.8. Бензины	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
1.9. Дизельное топливо	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
1.10. Мазут топочный	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
1.11. Пропан, бутан, сжиженные газы	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
1.12. Газ нефтяной попутный (газ горючий природных нефтяных месторождений)	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
1.13. Газ горючий искусственный коксовый	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
1.14. Газ горючий искусственный доменный	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
1.15. Прочие виды твердого топлива, в т.ч.	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
1.16. Прочие виды нефтепродуктов, в т.ч.	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				

«Удельные косвенные выбросы, охват 2» (рис. 12.14). В этой части таблицы рассчитываются удельные выбросы CO<sub>2</sub>, воплощенные в потребляемой электрической энергии, получаемой от внешних источников энергоснабжения. Помимо этого, учитываются выбросы ПГ, воплощенные в электроэнергии, образовавшиеся в ходе технологических и других процессов.

**Рисунок 12.14 Фрагмент таблицы «Расчеты» («Удельные косвенные выбросы – охват 2»)**

Расчеты		вверх											
Показатель	Единицы измерения	Всего, в т.ч. по группам установок				По группам установок 24 МПа > ПСУ > 13 МПа				По группам установок 9 МПа < ПСУ < 13 МПа			
		Удельные выбросы ПГ на выработку				Удельные выбросы ПГ на выработку				Удельные выбросы ПГ на выработку			
		Пропорциональный метод распределения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод распределения затрат топлива на ТЭЦ		Пропорциональный метод распределения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод распределения затрат топлива на ТЭЦ		Пропорциональный метод распределения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод распределения затрат топлива на ТЭЦ	
		Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии
2. Косвенные выбросы CO <sub>2</sub> (выбросы, связанные с электроэнергией, потребляемой от внешнего производства электроэнергии) - Охват 2	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	30,879	55,411	0,000	0,000	30,879	55,411				
природный газ	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	30,879	55,411	0,000	0,000	30,879	55,411				
уголь	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
нефтепродукты	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
биомасса	г CO <sub>2</sub> /1 кВт*ч /1 Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				

«Удельные воплощенные выбросы – охват 3» (рис. 12.15). В этой части таблицы вычисляются выбросы CO<sub>2</sub> по охвату 3, воплощенные в исходном сырье, материалах и побочной продукции.

**Рисунок 12.15 Фрагмент таблицы «Расчеты» («Удельные воплощенные выбросы – охват 3»)**

Расчеты		вверх											
Показатель	Единицы измерения	Всего, в т.ч. по группам установок				По группам установок 24 МПа > ПСУ > 13 МПа				По группам установок 9 МПа < ПСУ < 13 МПа			
		Удельные выбросы ПП на выработку				Удельные выбросы ПП на выработку				Удельные выбросы ПП на выработку			
		Пропорциональный метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Пропорциональный метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Пропорциональный метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ		Физический метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ	
		Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии	Выработка тепловой энергии	Выработка электрической энергии
3. Воплощенные выбросы CO <sub>2</sub> - Охват 3	г CO <sub>2</sub> /кВт*ч / Л Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
Выбросы ПП	г CO <sub>2</sub> /кВт*ч / Л Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
Итоговые значения выбросов ПП	г CO <sub>2</sub> /кВт*ч / Л Гкал			272,503	488,988			272,503	488,988				

Таблица «Итоговые результаты» (рис. 12.16). В этой таблице основные результаты автоматически принимаются из таблицы «Расчеты» и не нужно производить ввод данных. В сводной таблице дополнительно производится пересчет топлива для формирования расчетов по методу МЭА и методу Китай.

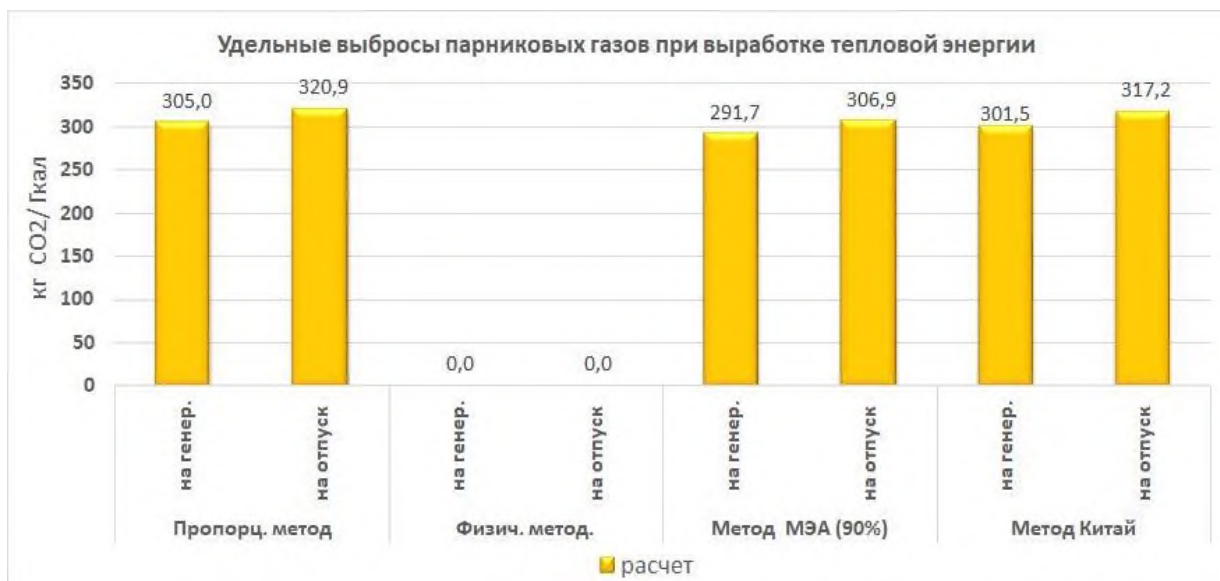
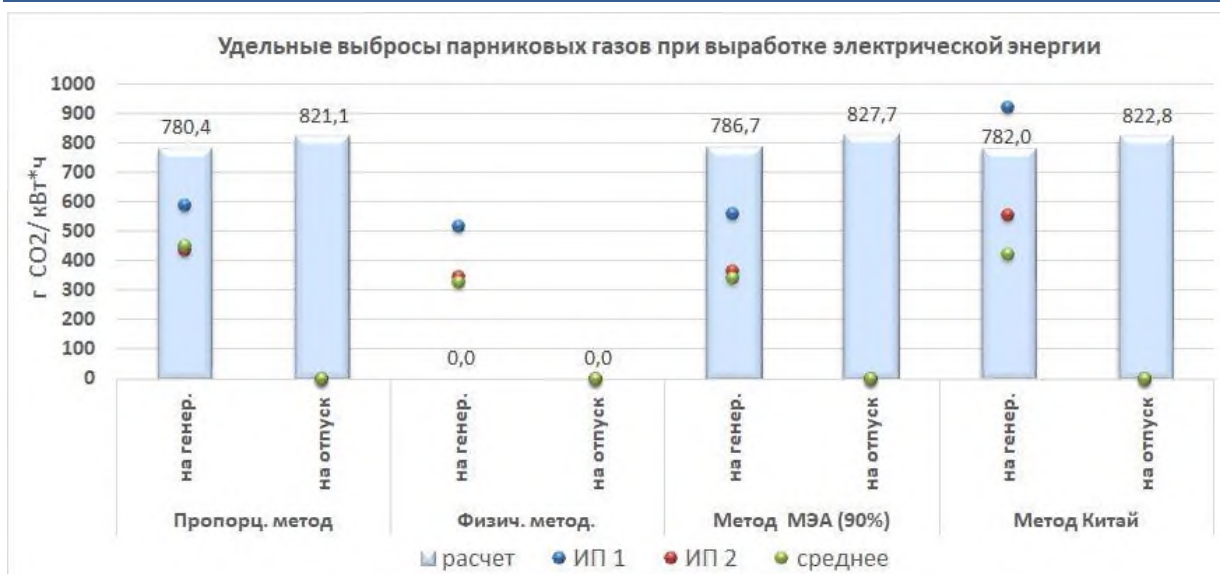
**Рисунок 12.16 Таблица «Итоговые результаты»**

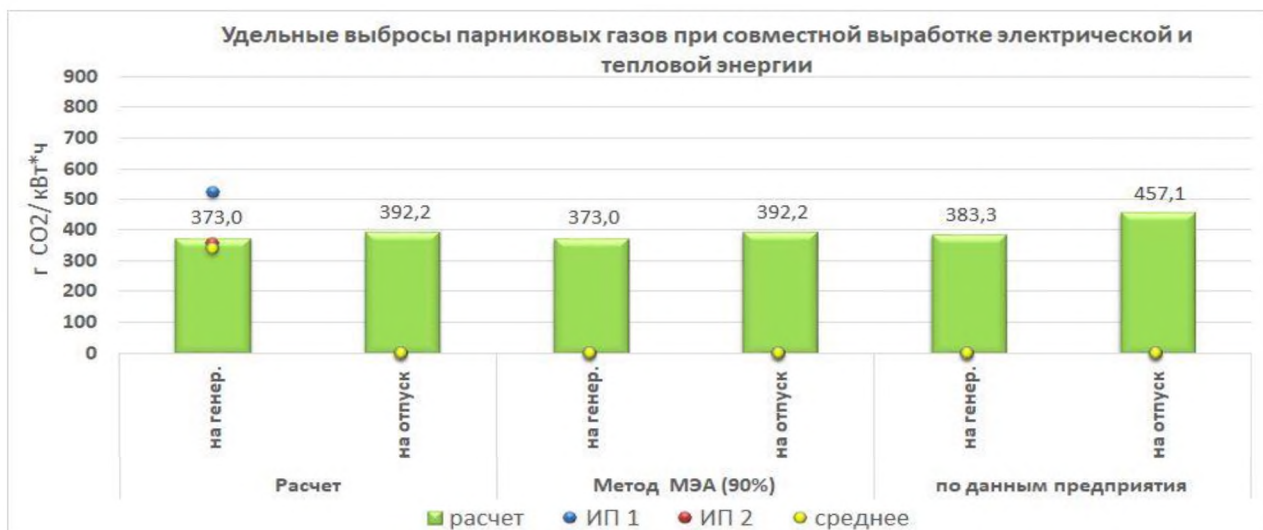
51. Итоговые результаты		вверх												Выбор коэффициента пересчета CO <sub>2</sub>	
Наименование показателя	Единицы измерения	Пропорциональный метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ				Физический метод разнесения затрат топлива на ТЭЦ			Метод расчета по МЭА (90%)			Метод расчета по методологии Китай			Выработка тепловой и электрической энергии (по данным предприятия)
		Выработка электрической энергии, г CO <sub>2</sub> /кВт*ч	Выработка тепловой энергии, кг CO <sub>2</sub> /Гкал	Выработка тепловой и электрической энергии, г CO <sub>2</sub> /кВт*ч	Выработка электрической энергии, г CO <sub>2</sub> /кВт*ч	Выработка тепловой энергии, кг CO <sub>2</sub> /Гкал	Выработка тепловой и электрической энергии, г CO <sub>2</sub> /кВт*ч	Выработка электрической энергии, г CO <sub>2</sub> /кВт*ч	Выработка тепловой энергии, кг CO <sub>2</sub> /Гкал	Выработка электрической энергии, г CO <sub>2</sub> /кВт*ч	Выработка тепловой энергии, кг CO <sub>2</sub> /Гкал	Выработка тепловой и электрической энергии, г CO <sub>2</sub> /кВт*ч			
54. Удельные выбросы ПП															
55. Удельные прямые выбросы ПП на выработку	Охват 1	г CO <sub>2</sub> /кВт*ч / Л Гкал	433,6	241,6	373,0				437,1	231,1	373,0	434,5	238,8	373,0	383,3
56. Удельные косвенные выбросы ПП на отпуск			456,2	254,2	392,2				459,9	243,1	392,2	457,1	251,2	392,2	
57. Удельные косвенные выбросы ПП на выработку	Охват 2	г CO <sub>2</sub> /кВт*ч / Л Гкал	324,6	57,0	47,7				327,2	54,6	47,7	325,2	56,4	47,7	0,0
58. Удельные косвенные выбросы ПП на отпуск			341,5	60,0	50,1				344,2	57,4	50,1	342,2	59,3	50,1	
59. Удельные воплощенные выбросы ПП на выработку	Охват 3	г CO <sub>2</sub> /кВт*ч / Л Гкал	22,3	6,4	3,6				22,4	6,1	3,6	22,3	6,3	3,6	0,2
60. Удельные воплощенные выбросы ПП на отпуск			23,4	6,7	3,8				23,6	6,4	3,8	23,5	6,6	3,8	
61. Удельные прямые и косвенные выбросы ПП на выработку	Охват 1+2	г CO <sub>2</sub> /кВт*ч / Л Гкал	758,1	298,7	420,6				764,3	285,7	420,6	759,7	295,2	420,6	383,3
62. Удельные прямые и косвенные выбросы ПП на отпуск			797,7	314,2	442,6				804,1	300,5	442,6	799,3	310,6	442,6	
63. Удельные прямые, косвенные и воплощенные выбросы ПП на выработку	Охват 1+2+3	г CO <sub>2</sub> /кВт*ч / Л Гкал	780,4	305,0	424,2				786,7	291,7	424,2	782,0	301,5	424,2	383,5
64. Удельные прямые, косвенные и воплощенные выбросы ПП на отпуск			821,1	320,9	446,3				827,7	306,9	446,3	822,8	317,2	446,3	
65. Удельные прямые и воплощенные выбросы ПП на выработку	Охват 1+3	г CO <sub>2</sub> /кВт*ч / Л Гкал	455,8	248,0	376,5				459,5	237,2	376,5	456,8	245,1	376,5	383,5
66. Удельные прямые и воплощенные выбросы ПП на отпуск			479,6	260,9	396,2				483,5	249,5	396,2	480,6	257,8	396,2	
67. Улавливаемые CO <sub>2</sub> на выработку		г CO <sub>2</sub> /кВт*ч / Л Гкал													
68. Улавливаемые CO <sub>2</sub> на отпуск															
69. Скорректированные удельные прямые, косвенные и воплощенные выбросы ПП на выработку	Охват 1+2+3 + улавливание	г CO <sub>2</sub> /кВт*ч / Л Гкал	780,4	305,0	424,2				786,7	291,7	424,2	782,0	301,5	424,2	383,5
70. Скорректированные удельные прямые, косвенные и воплощенные выбросы ПП на отпуск			821,083	320,921	446,321				827,7	306,9	446,3	822,8	317,2	446,3	
71. Пересчет топлива (млн кВт*ч / тыс Гкал)		тыс кВт*ч / Гкал	тул	тул	тул	тыс кВт*ч / Гкал	тул	тул	тыс кВт*ч / Гкал	тул	тул	тыс кВт*ч / Гкал	тул	тул	
72. Пересчет топлива (млн кВт*ч / тыс Гкал)		тыс кВт*ч / Гкал	7 158	2 258		7 158	2 258								
73. Пересчет топлива (тул)			1 951 687	343 075	2 294 962				1 936 254	358 708	2 294 962	1 947 826	347 136	2 294 962	

В правом столбце таблицы «Итоговые результаты» приведены удельные значения выбросов парниковых газов технологического производства для системы бенчмаркинга по данным МЭА и Китай. При сопоставлении полученных результатов с эталонными удельными значениями можно оценить потенциал сокращения углеродоемкости и энергоемкости рассматриваемого технологического производства. Ниже таблицы

«Итоговые результаты» расположены диаграммы, наглядно иллюстрирующие уровни удельной углеродоемкости по всем методам расчета (рис. 12.17).

**Рисунок 12.17 Удельная углеродоемкость при расчете по разным методам. Основной вид топлива – природный газ.**





В листе «БЕНЧМАРКИНГ ДЛЯ СРАВНЕНИЯ С АНАЛОГАМИ В РФ» расположены таблицы и диаграммы, иллюстрирующие положение рассматриваемого предприятия (технологического производства) на кривых бенчмаркинга по уровню удельных выбросов парниковых газов (рис. 12.18). В первой версии программного комплекса «Бенчмаркинг-ТЭС» представлены кривые бенчмаркинга, полученные по выборкам ТЭС, описанным в главе 9. Эти кривые могут быть уточнены в ходе эксплуатации программного комплекса «Бенчмаркинг-ТЭС» на основе сбора данных о работе всех действующих в России ТЭС.

Кривые бенчмаркинга строятся по следующим показателям (см. главу 9):

- удельные расходы энергии:
  - УРУТ на выработку электроэнергии для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
  - доля расходов электроэнергии на собственные нужды ТЭС;
  - УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭС для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
  - УРУТ на выработку тепловой энергии для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
  - доля расходов тепловой энергии на собственные нужды ТЭС;
  - УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭС для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
  - УРУТ на выработку тепловой энергии на пиковых котельных;
  - доля расходов тепловой энергии на собственные нужды пиковых котельных;
  - УРУТ на отпуск тепловой энергии от пиковых котельных;
  - КПИТ на ТЭС;
- удельные прямые выбросы ПГ от сжигания топлива на единицу:
  - произведенной электроэнергии по разным видам использованного топлива для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
  - отпущенной электроэнергии по разным видам использованного на ТЭС топлива и для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
  - произведенной тепловой энергии ТЭС по разным видам использованного топлива и для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
  - отпущенной тепловой энергии с коллекторов ТЭС по разным видам использованного топлива и для разных методов разнесения затрат топлива на ТЭС;
  - суммы производства электрической и тепловой энергии по разным видам использованного на ТЭС топлива;
  - нетто-выбросы ПГ с учетом стоков CO<sub>2</sub>;
- удельные косвенные выбросы ПГ, порождаемые процессами добычи, переработки и транспортировки топлива на ТЭС (выбросы топливного цикла), по видам ископаемого топлива (охват 2);
- удельные выбросы ПГ, воплощенные в строительных конструкциях и оборудовании ТЭС, а также связанные с выводом ТЭС из эксплуатации и утилизацией соответствующих отходов (охват 3);
- интегральный уровень выбросов ПГ по охватам 1+2 и 1+2+3, учитывающий прямые выбросы ПГ, косвенные выбросы ПГ, сопряженные с добычей, переработкой и транспортировкой топлива, а также воплощенные выбросы ПГ.

В листе «БЕНЧМАРКИНГ ДЛЯ СРАВНЕНИЯ С АНАЛОГАМИ ЗА РУБЕЖОМ» расположены таблицы и диаграммы, иллюстрирующие положение рассматриваемого предприятия (технологического производства) на кривых бенчмаркинга по уровню удельных выбросов парниковых газов по сравнению с международными аналогами, рассчитанными по методу МЭА и методу Китай. В листе «Кривые бенчмаркинга для сравнения с аналогами в РФ» кривые строятся по следующим показателям:

- Кривая бенчмаркинга по удельным выбросам CO<sub>2</sub> на выработанную электроэнергию на газовых ТЭС по странам мира за 2022 г. на основе данных МЭА, гCO<sub>2</sub>/кВт-ч
- Кривая бенчмаркинга по удельным выбросам CO<sub>2</sub> на генерацию электрической и тепловой энергии на газовых ТЭС по странам мира за 2022 г. на основе данных МЭА, гCO<sub>2</sub>/кВт-ч
- Кривая бенчмаркинга по удельным выбросам (сумма CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O в CO<sub>2</sub>экв) на генерацию электроэнергии по странам мира за 2022 г. на основе данных МЭА по всем типам ТЭС, гCO<sub>2</sub>экв/кВт-ч.

## 12.2 Направления развития программного комплекса «Бенчмаркинг ТЭС»

В качестве основных направлений развития программного комплекса «Бенчмаркинг ТЭС» можно предложить следующие:

- Сбор исходных данных (в т.ч. с помощью анкет) для расширения выборок, на основе которых формируются кривые бенчмаркинга для газовых и угольных ТЭС;
- Сбор данных (в т.ч. с помощью анкет) и формирование кривых бенчмаркинга для российских ТЭС на биотопливе и отходах;
- Совершенствование типологии ТЭС для целей бенчмаркинга по видам топлива и по типам генерирующих установок по мере сбора и систематизации данных по удельным выбросам ПГ (при условии выявления существенных различий в кривых бенчмаркинга);
- Вынесение в отдельную группу ТЭС металлургических комбинатов, использующих коксовый и доменный газы, или применение к ним удельных выбросов при сжигании природного газа;
- Отслеживание уровней бенчмарков в зарубежных системах бенчмаркинга на электростанциях в целом и на ТЭС в частности, а также в системах углеродного регулирования, и актуализация этих бенчмарков в программном комплексе «Бенчмаркинг ТЭС»;
- Расширение перечня зарубежных систем бенчмаркинга, в соответствии с которыми программный комплекс «Бенчмаркинг ТЭС» может выдавать результаты для российских ТЭС;
- Отражение в алгоритмах программного комплекса «Бенчмаркинг ТЭС» требований проекта закона «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»<sup>225</sup> (после его принятия) по расчету выбросов ПГ при производстве электрической энергии, тепловой энергии и холода;

---

<sup>225</sup> [О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации - Официальный сайт для размещения информации о подготовке нормативных правовых актов и результатах их обсуждения](#)

- Предложить Правительству РФ в качестве методики оценки удельных выбросов ПГ методологию расчетов программного комплекса «Бенчмаркинг ТЭС» и сам программный комплекс в качестве инструмента для расчета;
- Упрощение программного комплекса «Бенчмаркинг ТЭС» за счет отказа от использования пропорционального метода разделения затрат топлива на выработку электрической и тепловой энергии и отказа от бенчмаркинга удельных выбросов в расчете на отпуск электрической и тепловой энергии;
- Разработка стандартов оценки выбросов по охватам 1+2+3 и отражение методики их расчетов в программном комплексе «Бенчмаркинг ТЭС»;
- Определение согласованных уровней выбросов охвата 2 (топливного цикла) для российских ТЭС на основе предложенных в данной работе методик;
- Оценка выбросов охвата 3 (воплощенные в строительных конструкциях и оборудовании ТЭС, а также связанные с выводом ТЭС из эксплуатации и утилизацией соответствующих отходов выбросы ПГ) для российских электростанций и использование этих параметров вместо среднемировых значений;
- Замена в методике ГОСТ Р 113.00.30-2023<sup>226</sup> схемы расчета индикативных значений за счет приведения ее в большее соответствие международным практикам определения уровней бенчмарков;
- Совершенствование интерфейса программного комплекса «Бенчмаркинг ТЭС» в более «дружественном» для пользователя направлении;
- Использование программного комплекса «Бенчмаркинг ТЭС» на ежегодной основе для оценки удельных выбросов ПГ для всех ТЭС и нетопливных электростанций России с подготовкой ежегодного доклада «Углеродный след российской электроэнергетики».

---

<sup>226</sup> Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по разработке обязательного приложения информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям «Индикативные показатели удельных выбросов парниковых газов». Издание официальное. Москва. Российский институт стандартизации. 2023. ГОСТ Р 113.00.30-2023 Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по разработке обязательного приложения информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям «Индикативные показатели удельных выбросов парниковых газов»