

Отчет по тепловой ЭКОНОМИЧНОСТИ

ЗА 8 МЕСЯЦЕВ
2021 ГОДА

Москва 2021

Содержание

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	3
ВВЕДЕНИЕ	4
I. ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ	5
II. ПОНЯТИЕ РЕЗЕРВА ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ.....	6
III. УСЛОВИЯ АГРЕГИРОВАНИЯ ДАННЫХ В ОТЧЕТЕ О ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ	7
IV. ГРУППЫ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.....	8
V. ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С ПАРОСИЛОВЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ	9
VI. РЕЗЕРВ ЭКОНОМИИ ТОПЛИВА ПО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ.....	10
6.1. РЭТ при сокращении неплановых пусков турбоагрегатов.....	18
6.2. РЭТ из-за отклонения от номинала давления свежего пара перед турбиной.....	20
6.3. РЭТ из-за отклонения от номинала давления пара в производственном отборе.....	22
6.4. РЭТ из-за отклонения от номинала давления пара в теплофикационном отборе.....	24
6.5. РЭТ из-за отклонения от номинала температуры пара перед турбиной	25
6.6. РЭТ из-за отклонения от номинала температуры пара после промперегрева.....	27
6.7. РЭТ из-за отклонения от номинала давления пара в конденсаторе.....	29
6.8. РЭТ из-за отклонения от номинала температуры питательной воды	32
6.9. РЭТ при сокращении времени работы в вынужденном режиме с одним корпусом котла.....	35
6.10. РЭТ вследствие неплановых пусков котлоагрегатов.....	36
6.11. РЭТ из-за отклонения от номинала температуры уходящих газов	37
6.12. РЭТ из-за отклонения от номинала коэффициента избытка воздуха в режимном сечении.....	39
6.13. РЭТ из-за отклонения от номинала присосов воздуха на газовом тракте котлов	41
VII. РЕЗЕРВ ЭКОНОМИИ ТОПЛИВА ПО КРУПНЫМ ГЕНЕРИРУЮЩИМ КОМПАНИЯМ.....	43
VIII. УДЕЛЬНЫЕ РАСХОДЫ ТОПЛИВА.....	60
IX. ВЫБРОСЫ ДВУОКСИ УГЛЕРОДА (CO ₂).....	62
X. ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ НОРМИРОВАНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ.....	64
10.1. Контроль за ТЭП электростанций.....	64
10.2. Нормирование ТЭП парогазового и газотурбинного оборудования.....	67

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящей работе применяют следующие сокращения и обозначения:

РЭТ	резерв экономии топлива
КПД	коэффициент полезного действия
ПВК	пиковый водогрейный котел
РОУ	редукционно-охладительная установка
т у. т.	тонна условного топлива
ТЭЦ	теплоэлектроцентраль
УРУТ	удельный расход топлива
ТЭП	технико-экономические показатели
ТЭС	тепловая электрическая станция
ДРГ	дымососы рециркуляции газов
ПТЭ	правила технической эксплуатации электрических станций и сетей в Российской Федерации
ПВД	подогреватели высокого давления
ГВТ	газо-воздушный тракт
ПрПТО	прочее паротурбинное оборудование
ТПиР	техническое перевооружение и реконструкция

ВВЕДЕНИЕ

Данная работа представляет собой отчет по оценке резервов тепловой экономичности паросилового оборудования тепловых электрических станций за 8 месяцев 2021 года, сравнение резервов с аналогичным периодом предшествующего года, и потенциала снижения выбросов парниковых газов от реализации резервов тепловой экономичности.

Анализ резервов тепловой экономичности построен на данных «Отчета о тепловой экономичности электростанции» (далее — Отчет), собираемых Минэнерго России в рамках Приказа № 340 от 23.07.2012 г. по паросиловому оборудованию тепловых электростанций, эксплуатируемых субъектами электроэнергетики. Установленная электрическая мощность паросилового оборудования (по данным государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса (далее — ГИС ТЭК)) на текущий момент составляет 65% от общей установленной электрической мощности всех тепловых электростанций, функционирующих на территории Российской Федерации. В данной работе не анализируется генерирующее оборудование парогазовых и газотурбинных установок, паросиловое оборудование станций промпредприятий (не реализующих электроэнергию), оборудование дизельных и газопоршневых электростанций.

Результаты данной работы могут быть использованы государственными органами исполнительной власти для выработки государственной политики и нормативно-правового регулирования в электроэнергетике с целью реализации ключевых мер, изложенных в Энергетической стратегии России до 2035 года, обеспечивающих решение задачи развития энергосбережения, повышения энергоэффективности, сдерживания роста эмиссии парниковых газов и сокращения организациями топливно-энергетического комплекса вредных выбросов в окружающую среду, а также Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года.

I. Показатели тепловой экономичности

Приказом № 340 от 23.07.2012 г. Минэнерго России определена обязанность предоставления генерирующими организациями информации о тепловой экономичности электростанций. Отчет сформирован на основе РД 34.08.552-95 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» (далее – РД 34.08.552-95) и включает в себя ряд технико-экономических показателей, как отдельного тепломеханического оборудования электростанции, так и электростанции в целом.

Все показатели в Отчете распределены между несколькими укрупненными группировками, в каждой из которых содержится от 9 до 16 показателей. Часть показателей имеет два значения – фактическое и номинальное, а показатели - удельный расход топлива на отпуск электроэнергии и удельный расход топлива на тепло - имеют три значения – фактическое, номинальное и нормативное.

Фактические значения показателей в Отчете определяются на основании показаний средств измерений, а номинальные значения показателей – в соответствии с нормативно-технической документацией по топливоиспользованию (далее – НТД по ТИ) путем введения поправок на отклонение фактических значений внешних факторов от фиксированных, принятых при построении энергетических характеристик оборудования, к исходно-номинальному значению. Нормативные значения также определяются на основании НТД по ТИ, на основе номинальных значений с учетом установленного задания по степени использования резерва тепловой экономичности оборудования.

Исходно-номинальные значения показателей в Отчете не отражены. Эти значения определяют энергокомпании, представляющие Отчет, по энергетическим характеристикам оборудования при фактических значениях нагрузок и фиксированных значениях внешних факторов.

Все показатели Отчета, отражающие затраты энергетических ресурсов (электроэнергии, тепла, топлива) на повышение параметров теплоносителя в цикле станции или отпуск электроэнергии и тепла потребителям характеризуют тепловую экономичность оборудования ТЭС – КПД котлов, удельные расходы тепла на турбоустановки и удельные расходы топлива на отпуск электрической энергии и тепла.

Удельные расходы топлива в Отчете являются основными показателями, непосредственно характеризующими тепловую экономичность оборудования, и определяют энергоэффективность ТЭС в целом. На изменение удельных расходов топлива влияют следующие факторы:

- А** уровень ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования;
- Б** средние электрические и тепловые нагрузки;
- В** температура наружного воздуха, температура циркуляционной воды, баланс топлива и прочие внешние факторы;
- Г** эффективность теплофикации, выраженная в соотношения выработки электроэнергии и отпуску тепла внешним потребителям за счет пара, частично или полностью отработавшего в турбоагрегатах;
- Д** изменение структуры отпуска энергии за счет изменения долей участия каждой из групп оборудования электростанции в общем отпуске энергии.

II. Понятие резерва тепловой экономичности

Согласно РД 34.08.552–95 резерв тепловой экономичности оборудования — это максимальный уровень снижения расхода топлива, который может достигаться за счет ликвидации устранимых дефектов проекта, изготовления и монтажа оборудования, недостатков эксплуатационного и ремонтного обслуживания оборудования. Таким образом, резерв тепловой экономичности является основным показателем оценки уровня эксплуатационного и ремонтного обслуживания оборудования с точки зрения энергоэффективности.

В Отчете резерв тепловой экономичности оборудования (он же резерв экономии топлива) указывается в тоннах условного топлива и отражает оценку отклонения фактических параметров работы оборудования от номинальных, выраженную в условном топливе.

Значение резерва тепловой экономичности может быть как положительным, так и отрицательным, поэтому, в настоящей работе для удобства анализа положительные значения называются перерасходами топлива, а отрицательные — экономией топлива.

Фактические и номинальные показатели, по которым проводится оценка, приведены в Таблице 2.1.

Таблица 2.1. Перечень показателей работы оборудования, по которым проводится оценка тепловой экономичности

Оборудование	Наименование показателя работы оборудования	Значение показателя — Факт/Номинал/план	Наименование резерва экономии топлива
Турбина	Время работы дубль-блоков с одним корпусом котла	факт	при сокращении времени работы в вынужденном режиме с одним корпусом котла
	Число пусков турбоагрегатов	факт, план	при сокращении неплановых пусков турбоагрегатов
	Давление свежего пара у турбоагрегатов	факт, номинал	из-за отклонения от номинала давления свежего пара перед турбиной
	Давление пара в производственном отборе	факт, номинал	из-за отклонения от номинала давления пара в производственном отборе
	Давление пара в теплофикационном отборе	факт, номинал	из-за отклонения от номинала давления пара в теплофикационном отборе
	Температура свежего пара у турбоагрегата	факт, номинал	из-за отклонения от номинала температуры свежего пара перед турбиной
	Температура пара после промперегрева	факт, номинал	из-за отклонения от номинала температуры пара после промперегрева
	Давление пара в конденсаторе, в том числе: <ul style="list-style-type: none"> • температурный напор в конденсаторе 	факт, номинал	из-за отклонения от номинала давления пара в конденсаторе, в том числе: <ul style="list-style-type: none"> • из-за отклонения от номинала температурного напора в конденсаторе
	Температура питательной воды	факт, номинал	из-за отклонения от номинала температуры питательной воды
	Котел	Число пусков котлов	факт, план
Температура уходящих газов		факт, номинал	из-за отклонения от номинала температуры уходящих газов
Коэффициент избытка воздуха в режимном сечении котла		факт, номинал	из-за отклонения от номинала коэффициента избытка воздуха в режимном сечении
Присосы воздуха на тракте котла режимное сечение — сечение измерения температуры уходящих газов		факт, номинал	из-за отклонения от номинала присосов воздуха на тракте котлов

III. Условия агрегирования данных в Отчете о тепловой экономичности электростанции

В качестве первичных данных для выполнения агрегации показателей резервов тепловой экономичности по группам оборудования, станциям, субъектам Российской Федерации, федеральным округам и Российской Федерации в целом в настоящей работе приняты данные по единицам оборудования электростанции (турбоустановкам и котлам). Это позволило минимизировать занижение результатов оценки абсолютных значений резервов тепловой экономичности, возникающих на уровнях групп оборудования и электростанций, в результате суммирования знакопеременных значений резервов тепловой экономичности на отдельных единицах оборудования внутри самих групп.

Показатели, характеризующие параметры работы оборудования, указанные в графе 2 таблицы 2.1, агрегированы в настоящей работе только по группам оборудования, поскольку РД 34.08.552-95 не предусмотрено агрегирование этих параметров по станциям ввиду значительных отличий характеристик оборудования различных групп.

IV. Группы оборудования электростанций

Под группой оборудования в настоящей работе понимается совокупность конденсационных турбоагрегатов или турбоагрегатов с регулируемыми отборами пара с одинаковыми параметрами свежего пара (а для энергоблоков еще и схожей установленной электрической мощностью), а также всех котлов (как пылеугольных, так и газомазутных), обеспечивающих работу данных турбоагрегатов. Перечень групп паросилового оборудования ТЭС в Российской Федерации с установленной электрической и тепловой мощностью турбоагрегатов приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Перечень групп паросилового оборудования ТЭС в Российской Федерации

Наименование группы оборудования	Установленная электрическая мощность турбоагрегатов на конец года, МВт	Установленная тепловая мощность турбоагрегатов на конец года, Гкал/ч
Блок 1200К	1 200	50
Блоки 800К	11 997	2 030
Блоки 500К	2 498	200
Блоки 300К	17 981,2	1 294
ТЭЦ-240	3 980	5 940
Блоки 200К	13 205	1 870
Блоки 150К	3 523	720
ТЭЦ-130	32 847,9	66 920
КЭС-90	2 031,5	305
ТЭЦ-90	5 423,6	13 583
Блоки 300Т	830,6	290
Блоки 600	666	-
Блоки 200Т	1 618	2 263
Блоки 150Т	875	300
ТЭЦ-130ПП	2 848	3 660
Прочее паротурбинное оборудование	1 416,8	5 780
Группа не определена	3 922,40	7 964

Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

V. Электростанции с паросиловым оборудованием

В соответствии с критериями предоставления данных в Отчет, обозначенных в Приказе № 340 от 23.07.2012 г., предоставлять данные обязаны субъекты электроэнергетики, владеющие на праве собственности или ином законном основании тепловыми электростанциями, установленная генерирующая мощность которых в совокупности равна или превышает 500 кВт (с детализацией по отдельным тепловым электростанциям, установленная генерирующая мощность каждой из которых равна или превышает 500 кВт). В то же время, Отчет не содержит показателей для оценки резервов тепловой экономичности по парогазовым или газотурбинным установкам.

В настоящей работе, для оценки тепловой экономичности отобрана 251 электростанция, полностью или частично функционирующая с использованием паросилового оборудования и эксплуатируемая субъектами электроэнергетики.

Доля участия паросилового оборудования в производстве электрической энергии и тепла, анализируемого в настоящей работе, представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1. Доля участия паросилового оборудования в производстве электроэнергии и тепла в Российской Федерации за 8 месяцев 2021 г.

	Количество объектов наблюдения, шт	Установленная электрическая мощность на конец года, МВт	Выработано электроэнергии, млн кВтч	Отпущено тепла с коллекторов электростанции и котельных на их балансе, тыс. Гкал
ТЭС, всего по РФ	575	164 928	428 389	357 903
ТЭС, функционирующие на паросиловом оборудовании, всего по РФ	251	106 864	275 568	265 579
Доля, %	42,8	64,8	64,3	74,2

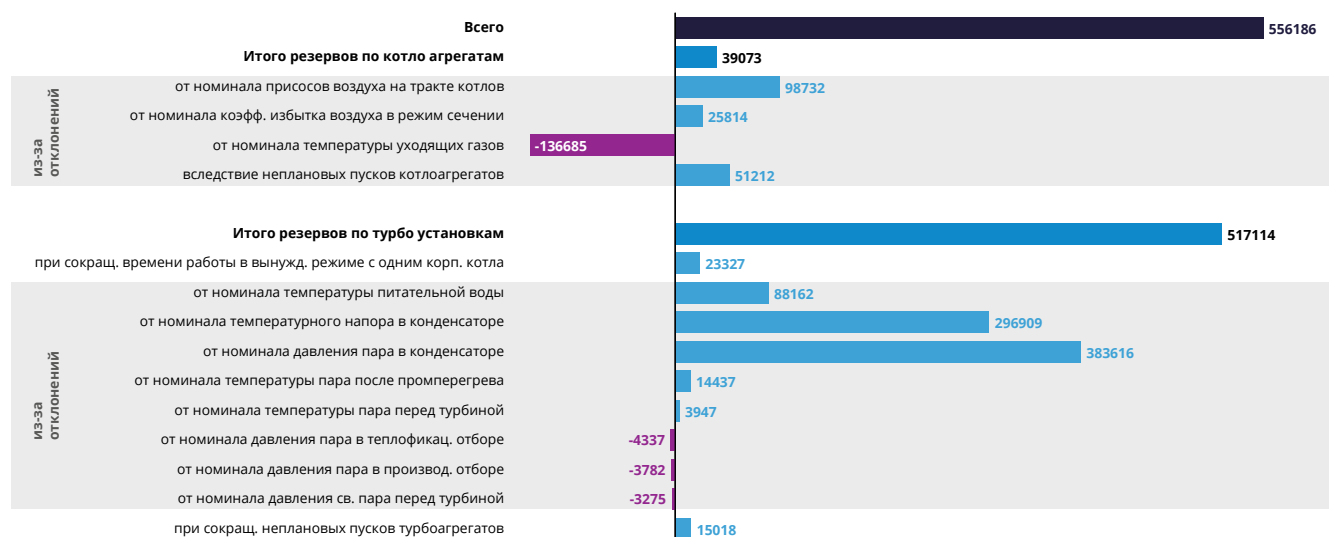
Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

VI. Резерв экономии топлива по Российской Федерации

Резервы экономии топлива за 8 месяцев 2021 года представлены на рисунке 6.1. Данная гистограмма отражает итоговые значения резервов в целом по РФ. Каждая составляющая гистограммы по показателям резервов является результатом сложения экономии и перерасхода топлива по единицам паросилового оборудования станций в России.

Рисунок 6.1. Структура РЭТ по показателям в 2021 г.

т.у. т.



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

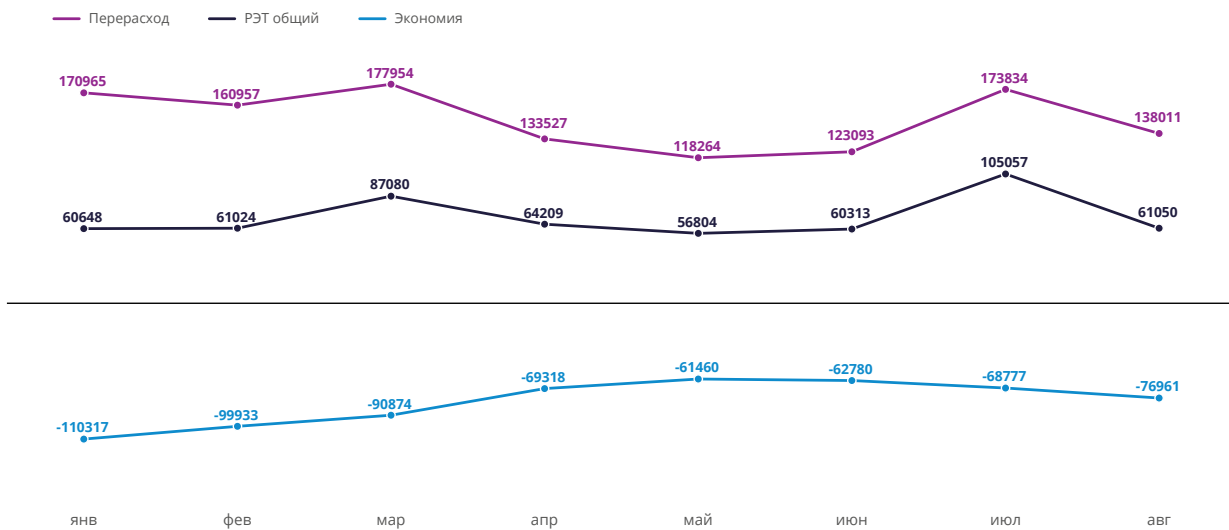
Из рисунка 6.1 видно, что в 2021 году по большинству показателей РЭТ есть потенциал к реализации резервов. В частности, значения всех показателей, кроме четырех показателей, отмеченных фиолетовым, в целом по РФ, демонстрируют перерасход топлива от номинала. Общий перерасход топлива за 8 месяцев составил 556,2 тыс. т.у.т., из которого 68,9% занимает перерасход по показателю РЭТ из-за отклонения давления в конденсаторах турбин.

Для отражения объемов перерасходов и экономии топлива ниже приведены рисунки 6.2–6.9. На рисунке 6.2 приведена динамика РЭТ по составляющим перерасхода, экономии и результирующему значению, а на рисунке 6.3 — данные о перерасходе и экономии по показателям.

Динамика изменения резервов по месяцам демонстрирует существенное снижение (в абсолютном выражении) в межотопительный период, вызванное сезонным фактором. В частности, снижение абсолютных величин резервов обусловлено изменением структуры производства электроэнергии с перераспределением производства от ТЭС на ГЭС и АЭС, а также снижением объемов отпуска тепла потребителям в межотопительный период. Всплески перерасходов в марте и июле 2021 года, обусловлены ростом перерасходов, преимущественно вызванных отклонением фактического давления в конденсаторах турбин от номинального.

Рисунок 6.2. РЭТ по показателям за 8 месяцев 2021 г.

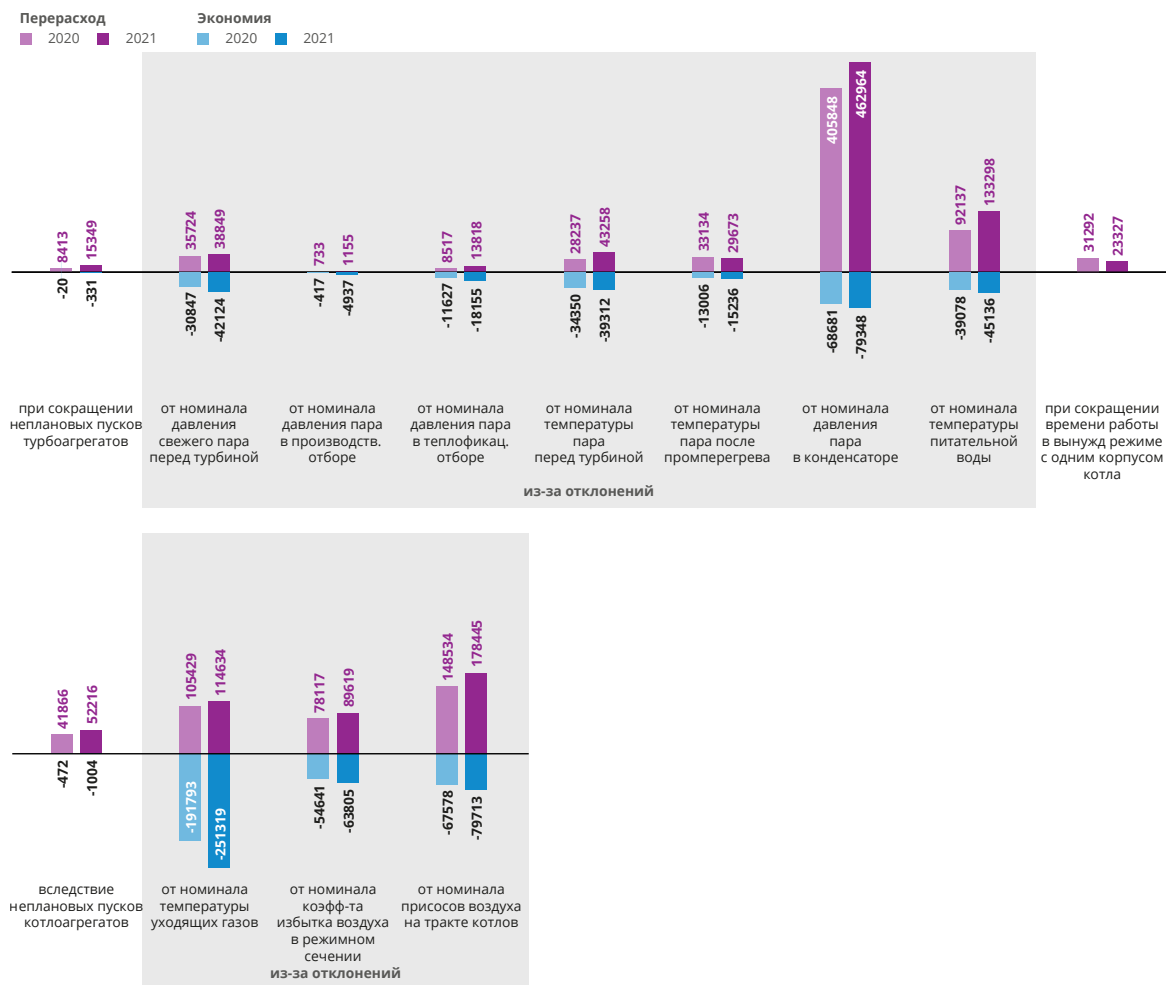
т. у. т.



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Рисунок 6.3 Структура РЭТ по показателям за 8 месяцев 2020-2021 гг. по Российской Федерации

т. у. т.



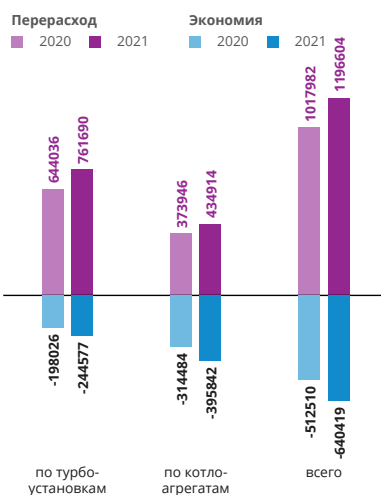
Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Как видно из рисунков 6.2, 6.3 и 6.4 объемы перерасхода топлива за 8 месяцев 2020–2021 года существенно выше значений РЭТ, приведенных на рисунке 6.1, что связано с их отображением по отдельным составляющим перерасхода и экономии.

Основной причиной перерасхода топлива в 2021 году явилось превышение фактического давления пара в конденсаторах турбин над номинальным значением. Доля показателя перерасхода топлива из-за отклонения от номинала давления пара в конденсаторе в 2021 году составила 35,6% от суммарного перерасхода топлива по всем показателям.

Рисунок 6.4. Структура РЭТ по показателям за 8 месяцев 2020-2021 гг. по Российской Федерации

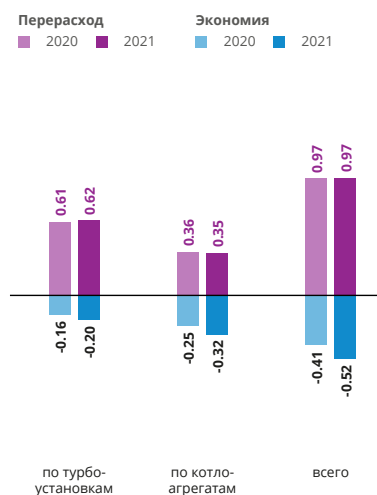
т. у. т.



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Рисунок 6.5. Структура РЭТ по показателям за 8 месяцев 2020-2021 гг. по Российской Федерации, % от сожженного топлива

% от сожженного топлива



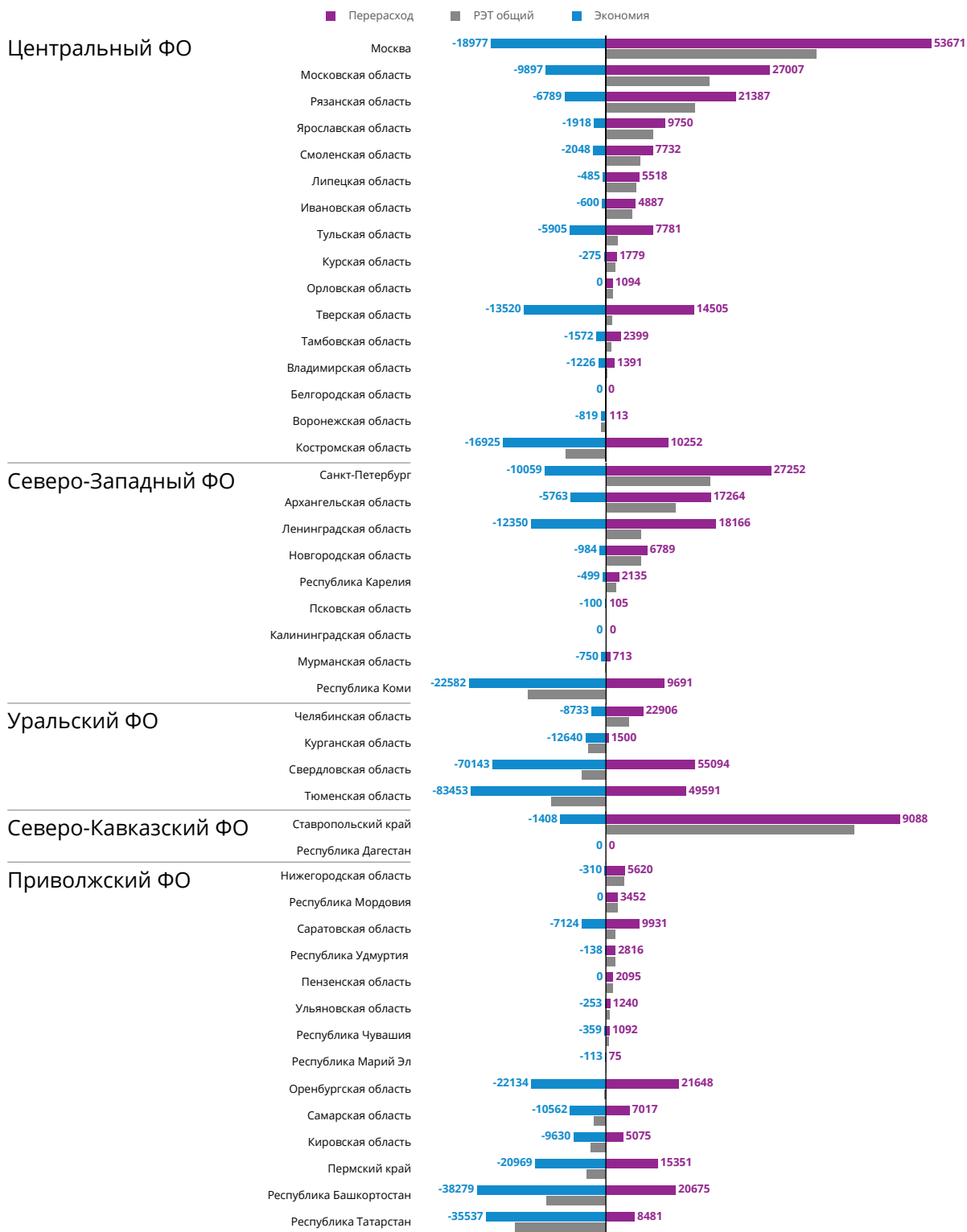
Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Из рисунка 6.5, на котором приведены данные по относительным значениям РЭТ за 8 месяцев 2020 и 2021 годов, видно, что значения РЭТ в целом находятся на одном уровне. Перерасход по турбоагрегатам отмечен снижением на 0,01 %, а по котлам ростом на 0,01 %. Указанные изменения относительных значений по котлам и турбинам могут быть связаны: с изменением состава работающего оборудования, вызванного увеличением объема выработки электрической энергии; с ухудшением ремонтно-эксплуатационного обслуживания котлотурбинного оборудования.

На рисунке 6.6 и 6.7 приведены данные по РЭТ в разрезе субъектов Российской Федерации в абсолютном и относительном выражении. Стоит отметить, что десять субъектов Российской Федерации, в совокупности по объему резервов составляют существенную долю (59%) от общего объема резервов паросилового оборудования субъектов Российской Федерации. К ним относятся: г. Москва, Ростовская область, Тюменская область, Свердловская область, Новосибирская область, Кемеровская область, Красноярский край, Забайкальский край, Хабаровский край и Приморский край. Перечисленные субъекты РФ вносят наибольший вклад в формирование объема РЭТ по Российской Федерации. Высокий уровень резервов по указанным субъектам РФ определяют ситуацию по федеральным округам рисунки 6.8 и 6.9.

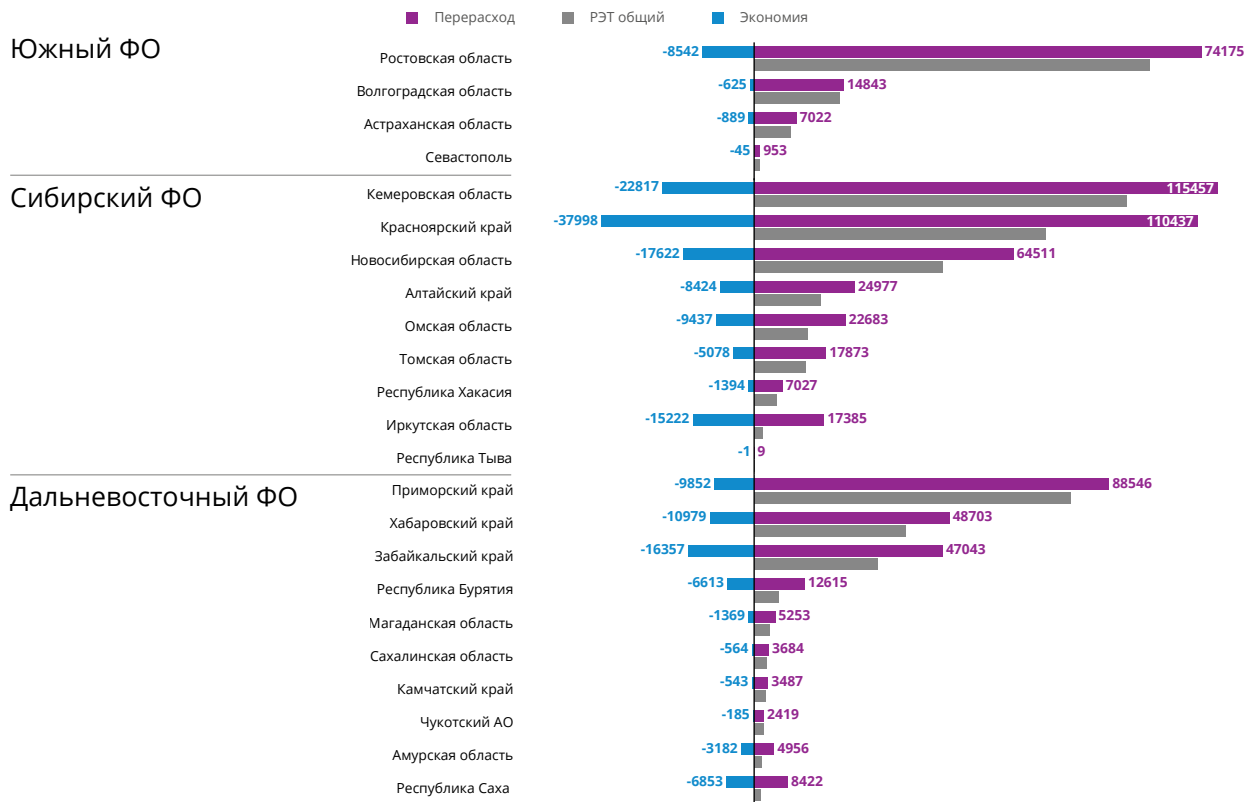
Рисунок 6.6. Структура РЭТ по субъектам Российской Федерации за 8 месяцев 2021 г.

т. у. т.



Продолжение рисунка 6.6

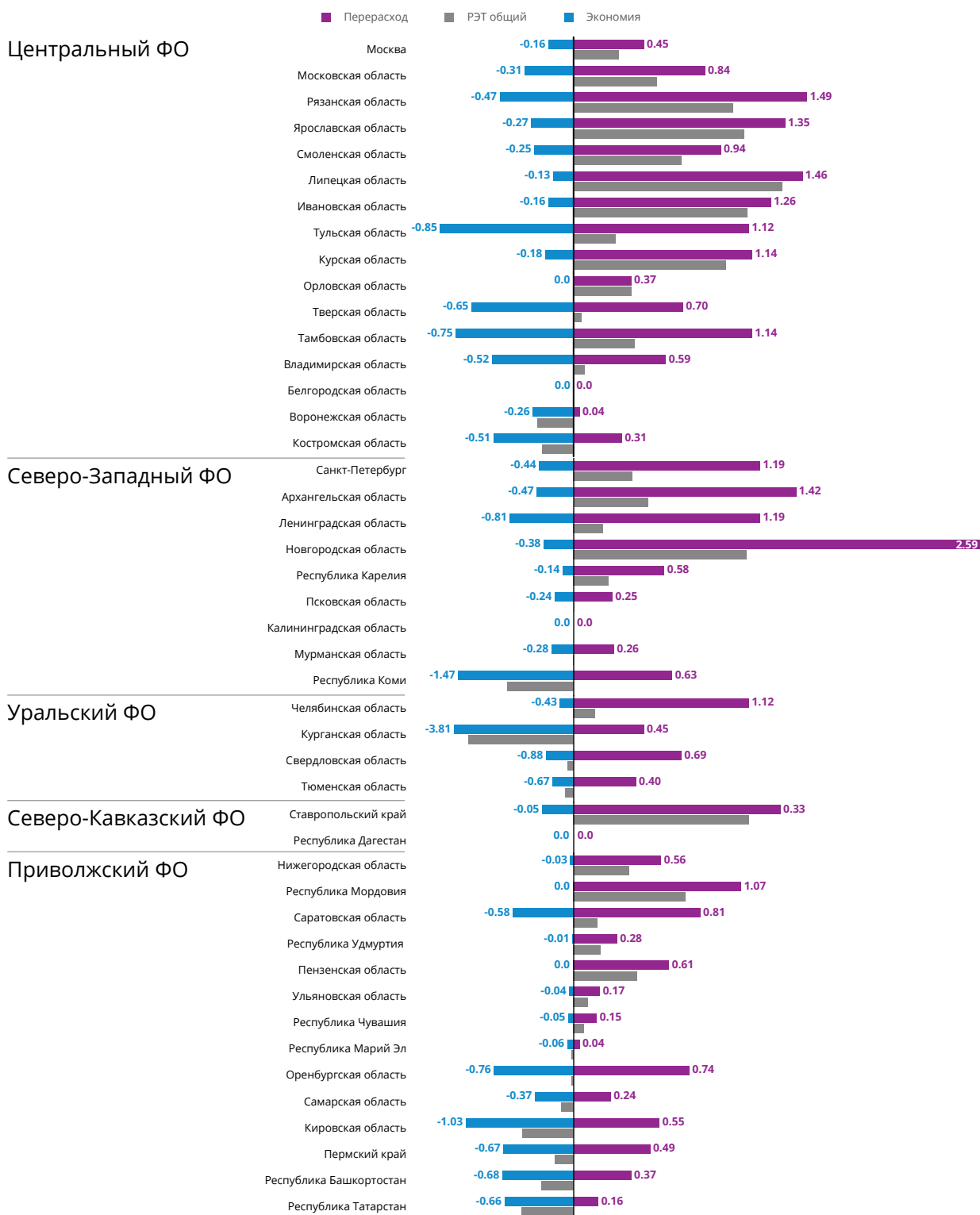
т. у. т.



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

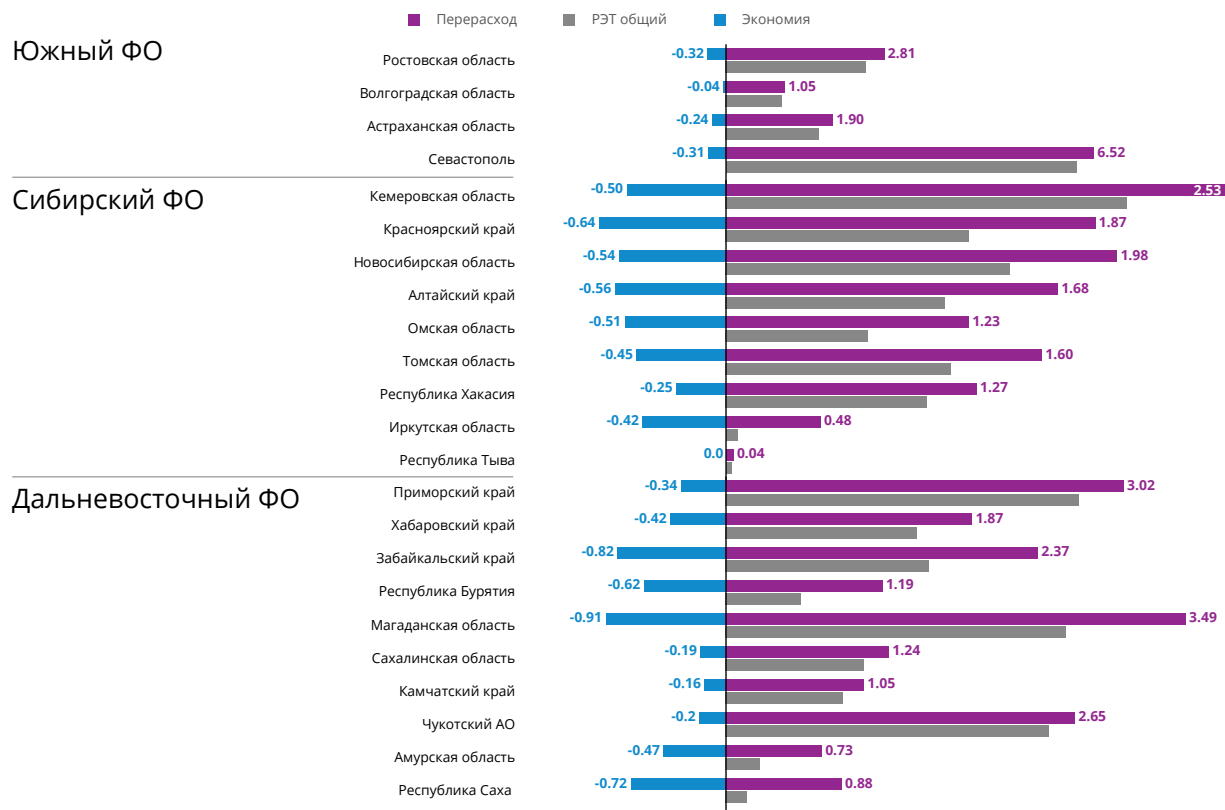
Рисунок 6.7. Структура РЭТ по субъектам Российской Федерации за 8 месяцев 2021 г.

% от сожженного топлива



Продолжение рисунка 6.7

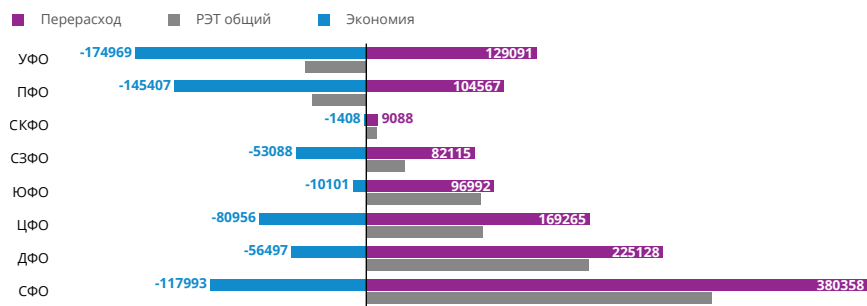
% от сожженного топлива



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Рисунок 6.8. Структура РЭТ по федеральным округам Российской Федерации за 8 месяцев 2021 г.

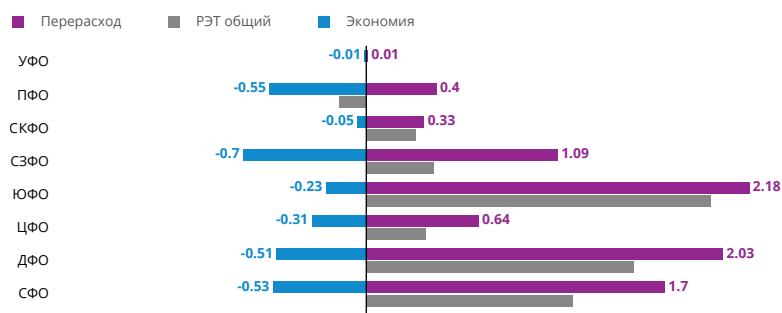
т. у. т.



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Рисунок 6.9. Структура РЭТ по федеральным округам Российской Федерации за 8 месяцев 2021 г.

% от сожженного топлива



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

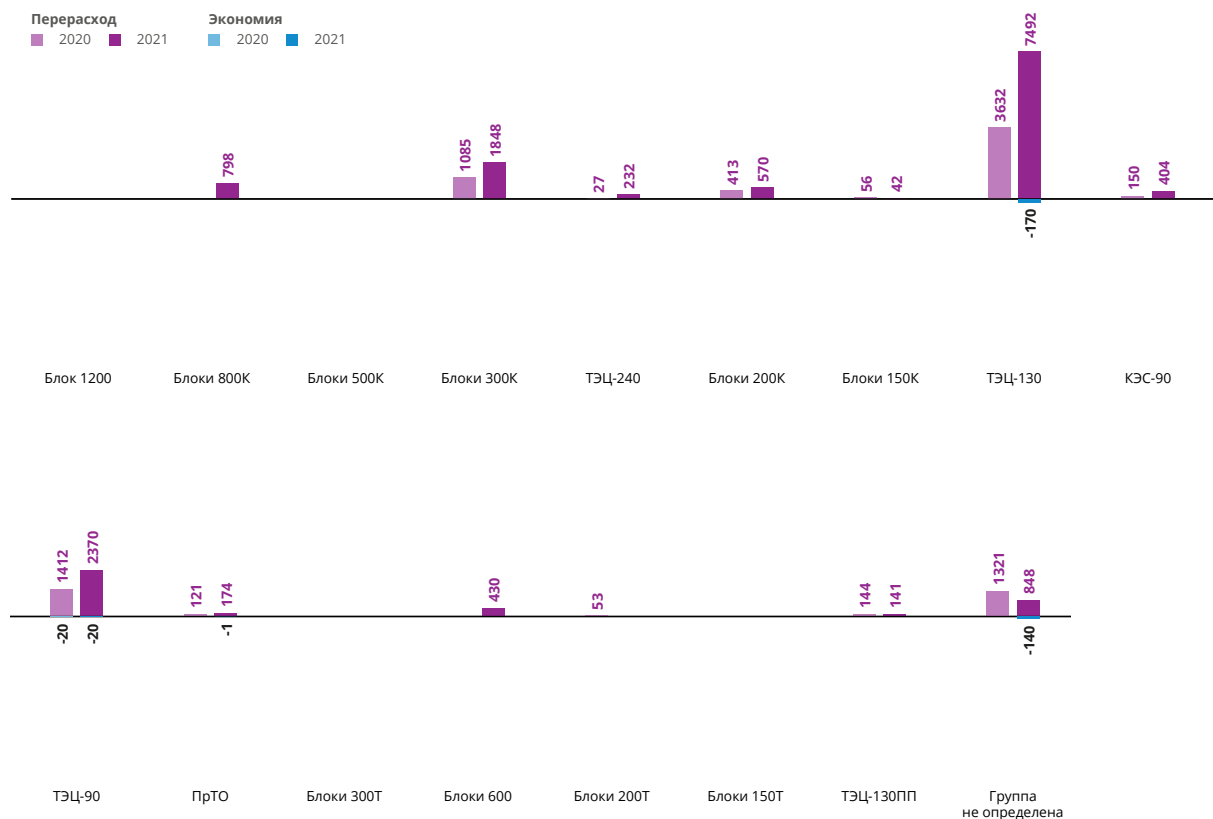
6.1. РЭТ при сокращении неплановых пусков турбоагрегатов

Пуск турбоагрегата — это, прежде всего, технологические мероприятия по изменению температурного состояния металла элементов его конструкции (прогреву); выводу на заданную частоту вращения (3000 об/мин); набору нагрузки. Указанные мероприятия сопровождаются технологическими затратами энергоресурсов — тепла, электрической энергии и топлива. Для контроля затрат этих ресурсов в нормативном показателе количества пусков в Отчете учитываются только плановые пуски.

На рисунке 6.10 показан РЭТ из-за сокращения количества неплановых пусков турбин, а в таблице 6.1 приведены причины возникновения и рекомендации по реализации резерва.

Рисунок 6.10. РЭТ при сокращении неплановых пусков турбоагрегатов

т. у. т.



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Таблица 6.1. Основные причины возникновения РЭТ при сокращении неплановых пусков турбоагрегатов и рекомендации по реализации резерва

Основные причины	Рекомендации
Дефекты оборудования	Контроль исполнения персоналом требований ПТЭ, в частности: <ul style="list-style-type: none">• проведение профилактики возникновения дефектов на поверхностях нагрева котлов (поддержание требуемых давления и температуры свежего пара, а также пара промперегрева, соблюдение требований ПТЭ к содержанию кислорода в конденсате пара на выходе из конденсатора и т. д.);• проведение качественной приемки оборудования из ремонта, включающей в себя приемку с обязательной прокруткой ручной и электрифицированной арматуры, вращающихся механизмов, в том числе тягодутьевых механизмов, циркуляционных, конденсатных насосов и насосов маслосистем;• проведение послеремонтных контрольных опрессовок топок и газовоздушных трактов, паровых опрессовок и заливок вакуумных систем турбин для контроля качества устранения дефектов;• проведение требуемых объемов наладки, испытаний оборудования, эксплуатационного контроля.
Ошибки реагирования персонала на отклонения параметров работы оборудования и внештатные ситуации	Повышение качества проведения противоаварийных тренировок для улучшения способности персонала предупреждать развитие аварий
Ошибки персонала при выполнении оперативных переключений на оборудовании	Повышение качества профессиональной подготовки по выполнению оперативных переключений на оборудовании
Некорректное ведение отчетности о тепловой экономичности	Организовать ведение отчетности по показателям количества пусков в Отчете исходя из условия отражения резерва экономии топлива вследствие только неплановых пусков

6.2. РЭТ из-за отклонения от номинала давления свежего пара перед турбиной

Положительное значение РЭТ свидетельствует о снижении фактического давления пара над номинальным значением, а отрицательное — о повышении.

Понижение давления свежего пара перед турбиной приводит к увеличению удельного расхода тепла на производство электроэнергии, а соответственно к снижению ее КПД. В тоже время, повышение давления свежего пара перед турбиной над номиналом является негативным фактором, приводящим к неоправданному ускоренному истощению ресурса поверхностей нагрева котлов, паропроводов свежего пара и, как следствие, увеличению количества их повреждений. Соответственно оптимальным давлением свежего пара перед турбиной является номинальное значение. РЭТ из-за отклонения от номинала давления свежего пара перед турбиной показан на рисунке 6.11, а в таблице 6.2 приведены причины возникновения и рекомендации по реализации резерва.

Рисунок 6.11. РЭТ из-за отклонения от номинала давления свежего пара перед турбиной

т. у. т.



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Таблица 6.2. Основные причины возникновения РЭТ из-за отклонения от номинала давления свежего пара перед турбиной и рекомендации по реализации резерва

Основные причины	Рекомендации
Ограничения технологического характера (исчерпание ресурса элементов паропроводов, корпусов турбин, проблемы, связанные с отклонением механических величин турбин от значений, рекомендуемых заводами-изготовителями), требующими для их устранения длительного останова либо существенных материальных ресурсов	Восстановление полной работоспособности элементов оборудования, являющихся причиной ограничения давления свежего пара
Неисправность либо неудовлетворительная работа системы регулирования турбины, поддерживающей давление свежего пара	Ежегодное проведение испытаний со снятием основных зависимостей характеристики системы регулирования турбины и выявлением причин неудовлетворительных результатов регулирования давления пара. Проведение восстановительных и ремонтных работ на элементах системы регулирования
Несоблюдение требований режимных карт и НТД по ТИ	Усиление эксплуатационного контроля режимов работы оборудования и отклонениями от режимных карт

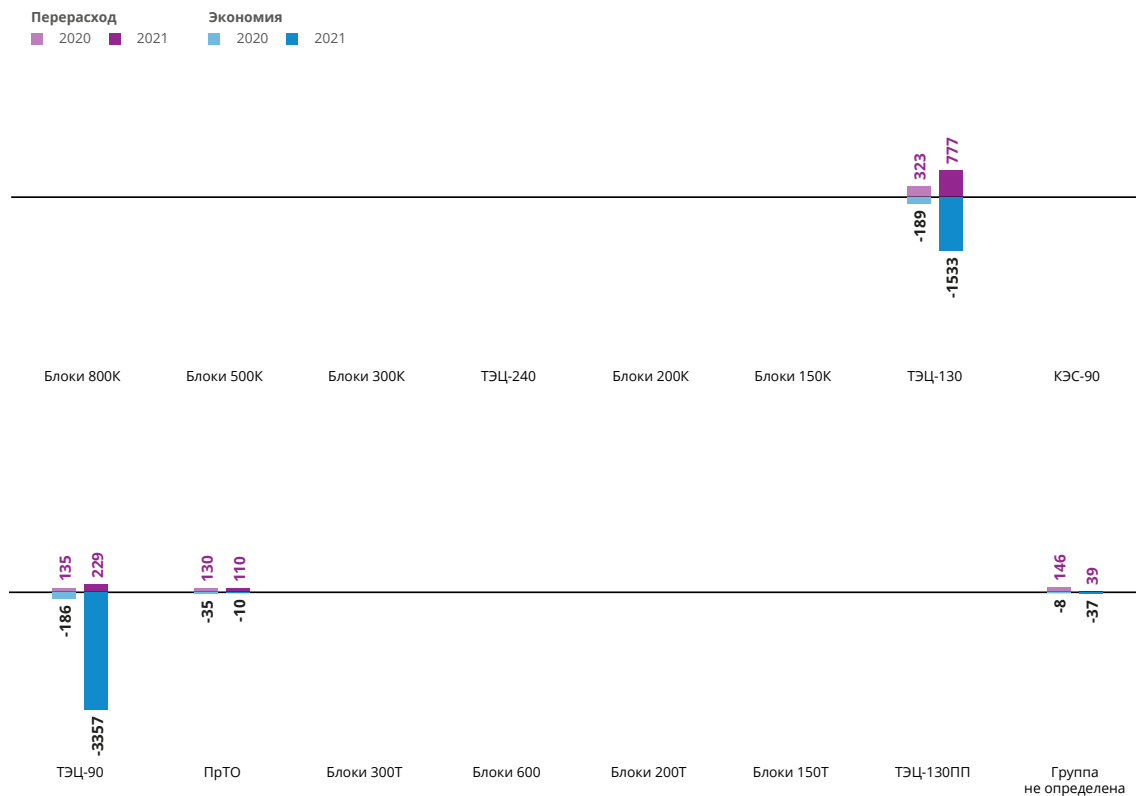
6.3. РЭТ из-за отклонения от номинала давления пара в производственном отборе

Работа турбоагрегатов при повышенном, относительно номинала, давлении пара в производственном отборе приводит к снижению выработки электроэнергии турбины по теплофикационному циклу за счет снижения располагаемого теплоперепада на участке проточной части от регулирующей ступени до производственного отбора пара и увеличению пропуска пара в конденсаторы. В свою очередь, работа на пониженном давлении в отборе также может свидетельствовать о наличии негативных факторов.

РЭТ из-за отклонения от номинала давления пара в производственном отборе показан на рисунке 6.12, а в таблице 6.3 приведены причины возникновения и рекомендации по реализации резерва.

Рисунок 6.12. РЭТ из-за отклонения от номинала давления пара в производственном отборе

т. у. т.



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Таблица 6.3. Основные причины возникновения РЭТ из-за отклонения от номинала давления пара в производственном отборе и рекомендации по реализации резерва

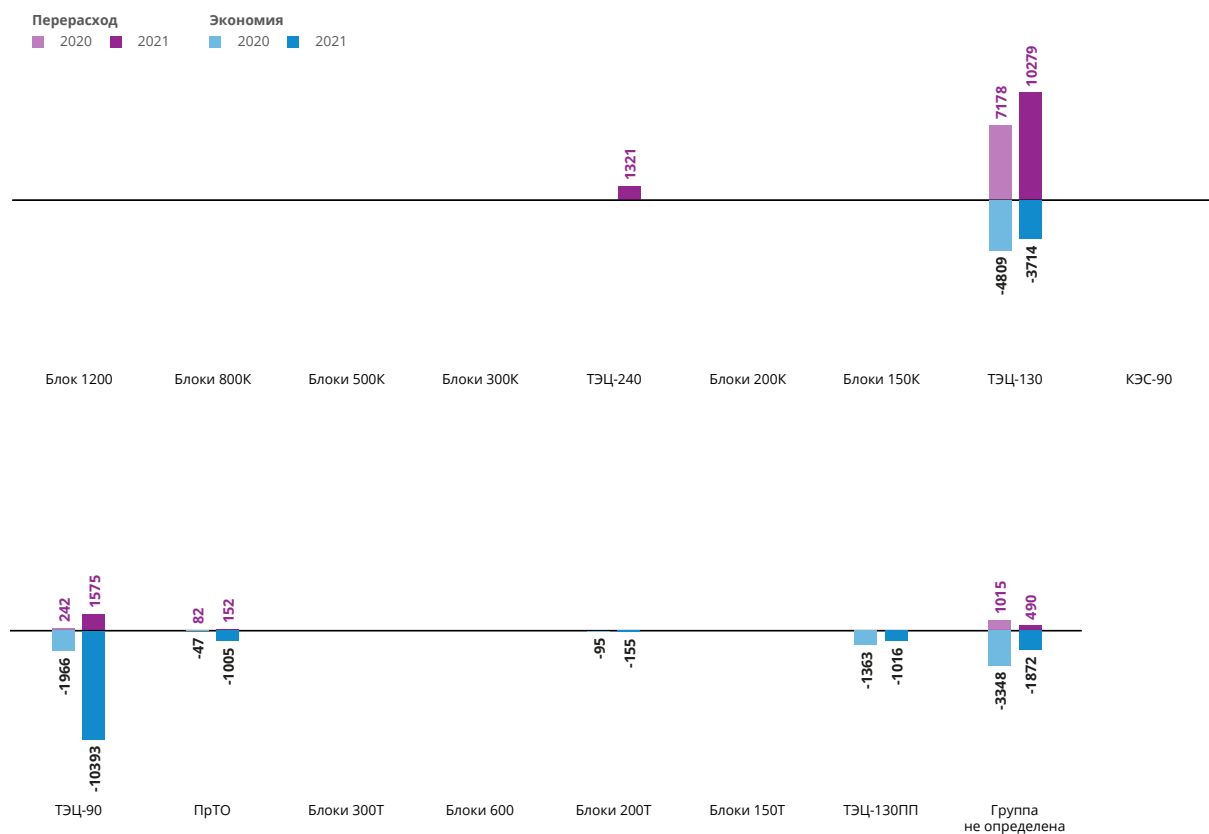
Основные причины	Рекомендации
<p>Неудовлетворительное состояние теплообменных аппаратов, к которым подводится пар от производственных отборов турбин:</p> <p>а) загрязнение поверхностей нагрева теплообменников (в первую очередь — со стороны нагреваемой среды);</p> <p>б) неудовлетворительная организация удаления неконденсирующихся газов из корпусов подогревателей;</p> <p>в) неудовлетворительное состояние запорной и регулирующей арматуры паропровода на участке от производственного отбора до теплообменников.</p>	<p>Проведение эксплуатационного контроля состояния сетевых подогревателей (не реже двух раз в месяц), а также состояния других подогревателей тепловой схемы электростанции, увеличение температурных напоров которых приводит к повышению, относительно номинального, давления в производственных отборах. Эксплуатационный контроль в обязательном порядке должен включать в себя контроль:</p> <ul style="list-style-type: none"> • гидравлического сопротивления участка паропровода от производственного отбора до теплообменника, • уровней конденсата в теплообменниках и работоспособности устройств его поддержания, • температурного напора подогревателей, • работоспособности системы отвода неконденсирующихся газов, • нагрева сетевой воды <p>Своевременное устранение замечаний, выявленных по результатам проведения эксплуатационного контроля.</p>
<p>Неисправность или некорректная настройка системы регулирования турбины</p>	<p>Проведение проверок соответствия параметров работы системы регулирования паровых турбин государственным стандартам России и техническим условиям на поставку турбин, а для турбин, выпущенных ранее 01.01.1991 г. соответствия этих параметров ПТЭ с последующей наладкой параметров работы системы регулирования</p>
<p>Неисправность регулирующей диафрагмы отборов</p>	<p>Восстановление работоспособности регулирующих диафрагм отборов турбин</p>
<p>Пропуск предохранительных клапанов отборов</p>	<p>Устранение дефектов предохранительных клапанов</p>
<p>Несоответствие НТД по ТИ техническому состоянию оборудования</p>	<p>Проведение пересмотра НТД по ТИ</p>

6.4. РЭТ из-за отклонения от номинала давления пара в теплофикационном отборе

Причины возникновения РЭТ из-за отклонения от номинала давления пара в теплофикационном отборе аналогичны причинам, описанным для резерва из-за отклонения давления пара в производственном отборе. График РЭТ по месяцам отчетного периода показан на рисунке 6.13.

Рисунок 6.13. РЭТ из-за отклонения от номинала давления пара в теплофикационном отборе

т. у. т.



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

6.5. РЭТ из-за отклонения от номинала температуры свежего пара перед турбиной

Превышение температуры свежего пара над номинальным значением является негативным фактором, приводящим к преждевременному исчерпанию остаточного ресурса паропроводов и паровпуска турбины, а также перегрузку лопаточного аппарата регулирующей ступени из-за увеличения ее теплового перепада, а соответственно к сокращению срока службы паропроводов и паровпускной части турбины. В свою очередь, понижение температуры свежего пара снижает экономичность турбоустановки. РЭТ из-за отклонения от номинала температуры свежего пара перед турбиной отражен на рисунке 6.14, а в таблице 6.4 приведены причины их возникновения и рекомендации по реализации резерва.

Рисунок 6.14. РЭТ из-за отклонения от номинала температуры свежего пара перед турбиной

т. у. т.



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Таблица 6.4. Основные причины возникновения РЭТ из-за отклонения от номинала температуры свежего пара перед турбиной и рекомендации по реализации резерва

Основные причины	Рекомендации
Неисправность регуляторов впрысков в тракт свежего пара	<p>Ежегодное проведение испытаний регуляторов впрысков со снятием их рабочих характеристик и выявлением причин неудовлетворительных результатов регулирования температуры (пропуски в закрытом положении, люфты сочленений, неудовлетворительная характеристика регулирования в рабочем диапазоне), с последующим восстановлением работоспособности регуляторов впрысков, в первую очередь — регулирующих клапанов.</p> <p>При невозможности восстановления работоспособности рекомендуется предусмотреть замену регулирующих клапанов на современные аналоги (например, на дисковые клапаны).</p>
Несоблюдение требований режимных карт и НТД по ТИ	Усиление эксплуатационного контроля режимов работы оборудования и отклонений от режимных карт

6.6. РЭТ из-за отклонения от номинала температуры пара после промперегрева

Отклонения температуры пара промперегрева перед турбиной от номинального значения имеют схожие последствия с отклонением по параметру температура свежего пара перед турбиной. График РЭТ показан на рисунке 6.15, а в таблице 6.5 приведены причины возникновения и рекомендации по реализации резерва.

Рисунок 6.15. РЭТ из-за отклонения от номинала температуры пара после промперегрева

т. у. т.



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Таблица 6.5. Основные причины возникновения РЭТ из-за отклонения от номинала температуры пара промперегрева и рекомендации по реализации резерва

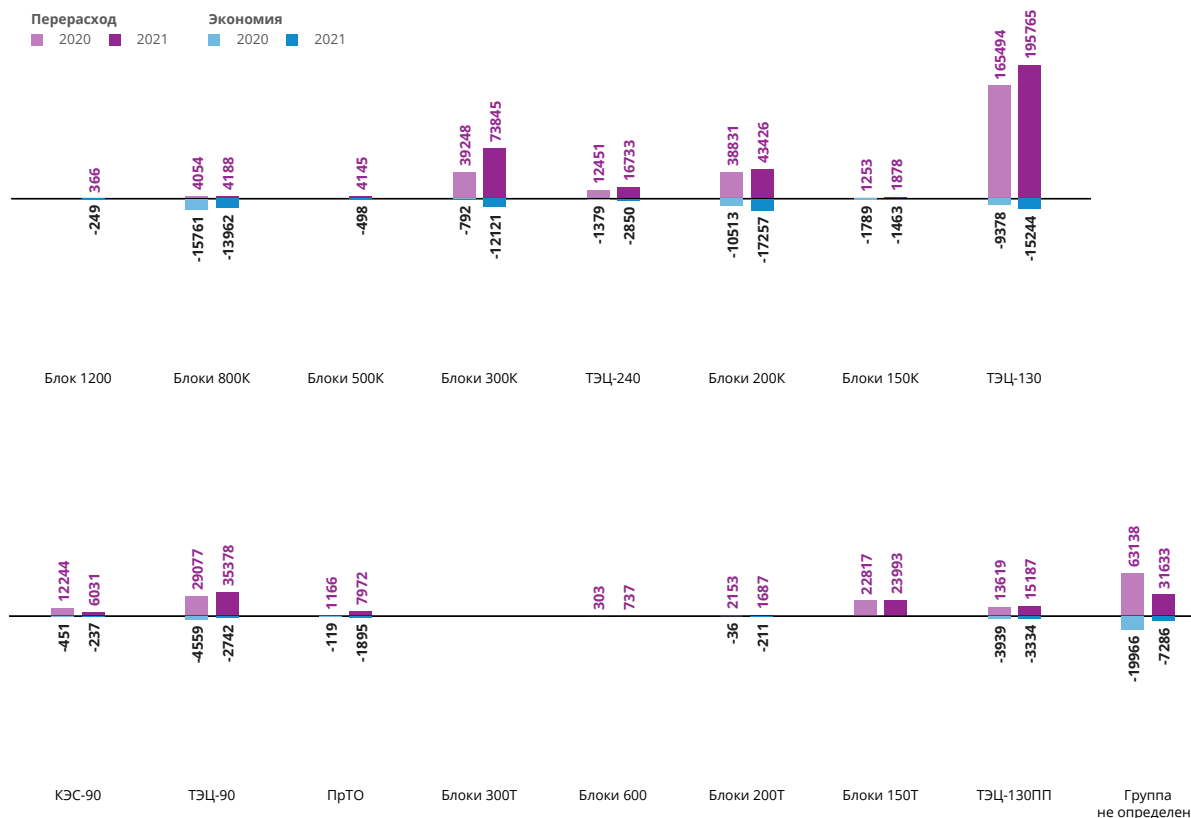
Основные причины	Рекомендации
Неисправность регуляторов впрысков в тракт промперегрева	<p>Ежегодное проведение испытаний регуляторов впрысков со снятием их рабочих характеристик и выявлением причин неудовлетворительных результатов регулирования температуры (пропуски в закрытом положении, люфты сочленений, неудовлетворительная характеристика регулирования в рабочем диапазоне), с последующим восстановлением работоспособности регуляторов впрысков, в первую очередь — регулирующих клапанов.</p> <p>При невозможности восстановления работоспособности рекомендуется предусмотреть замену регулирующих клапанов на современные аналоги (например, на дисковые клапаны).</p>
Неудовлетворительное состояние ДРГ, в том числе предназначенных для регулирования температуры пара промперегрева	<p>Проведение испытаний ДРГ с определением влияния их нагрузки на степень рециркуляции дымовых газов, изменение температуры пара промперегрева, уходящих дымовых газов, выбросов окислов азота.</p> <p>По выявленным в результате испытаний недочётам и дефектам дымососа рециркуляции и тракта рециркуляции дымовых газов, в зависимости от сложности их устранения разработать план мероприятий по их устранению, устранить выявленные недочёты и дефекты, при необходимости внести изменения в режимные карты оборудования и НТД по ТИ электростанции.</p>
Загрязненностью поверхностей нагрева ступеней пароперегревателей на тракте промперегрева	<p>Проведение осмотров конвективных поверхностей нагрева тракта промперегрева котла и последующее планирование в объемах ремонта очистку поверхностей нагрева, устранение выявленных дефектов</p>
Для котлов, имеющих в составе тепловой схемы байпасную линию дымовых газов (например, для котлов ТП-108) — переток воздуха в газовый тракт при использовании байпасной линии дымовых газов помимо конвективных поверхностей промперегрева и трубчатого воздухоподогревателя	<p>Проведение дефектации и опрессовки трубчатого воздухоподогревателя совместно с проведением опрессовки газоздушного тракта с использованием мела для повышения качества выявления дефектов. По результатам — выполнение гильзования трубок, имеющих дефекты, расположенные вблизи трубных досок либо проведение полной замены кубов воздухоподогревателей, имеющих критическое количество дефектов</p>
Несоблюдение требований режимных карт и НТД по ТИ	<p>Усиление эксплуатационного контроля режимов работы оборудования и отклонениями от режимных карт</p>

6.7. РЭТ из-за отклонения от номинала давления пара в конденсаторе

Со снижением давления (и температуры) отработавшего пара, при неизменных параметрах и расходе свежего пара, вырабатываемая электрическая мощность турбины увеличивается за счет увеличения срабатываемого в ней теплоперепада. При этом уменьшается количество теплоты, передаваемой холодному источнику (охлаждающей воде в конденсаторе), что приводит к увеличению термического КПД цикла паротурбинной установки в целом. Превышение фактического давления пара в конденсаторах турбин над номинальным представляет собой наиболее существенную потерю в тепловой схеме ТЭС. Повышение давления отработавшего пара в конденсаторе при некоторых условиях может приводить к ограничению электрической мощности турбины. РЭТ из-за отклонения от номинала давления пара в конденсаторе показан на рисунке 6.16. В таблице 6.6 приведены причины возникновения и рекомендации по реализации РЭТ из-за отклонения от номинала давления пара и температурного напора в конденсаторе.

Рисунок 6.16. РЭТ из-за отклонения от номинала давления пара в конденсаторе

т. у. т.



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Таблица 6.6. Основные причины возникновения РЭТ из-за отклонения от номинала давления пара и температурного напора в конденсаторе и рекомендации по реализации резерва

Основные причины	Рекомендации
<p>Несоблюдение эксплуатационных требований, включая несвоевременный контроль состояния поверхностей нагрева, несвоевременные очистки трубных систем, наличие дефектов и несвоевременное включение в работу систем шарикоочистки конденсаторов.</p>	<p>Своевременное планирование и проведение замены дефектных отглушенных трубок в конденсаторах турбины, либо полной замены трубных пучков;</p> <p>Для исключения сезонного фактора повышения температурных напоров конденсаторов по причине заноса илистыми отложениями и биологическими остатками включить в объемы ремонтов в зимние месяцы ремонт элементов систем шарикоочистки.</p> <p>Обеспечить опробование работоспособности систем шарикоочистки по графику, не реже 2-х раз в месяц, в том числе при работе оборудования в зимний период и отсутствии роста температурного напора конденсатора.</p> <p>На электростанциях, не имеющих в составе циркуляционных систем турбин оборудования шарикоочистки внутренних поверхностей трубок конденсатора, рассмотреть необходимость их установки исходя из результатов анализа технико-экономической целесообразности</p> <p>Для своевременного выявления повышения температурного напора и отклонения давления пара в конденсаторе турбины сверх норм, установленных ПТЭ рекомендуется увеличить количество замеров для определения величины температурного напора не менее двух раз в месяц для каждого конденсатора с момента фиксации сезонного ускорения повышения температурного напора конденсатора и до момента его нормализации.</p> <p>При выявлении повышения температурного напора конденсатора сверх норм ПТЭ — своевременная очистка трубных досок и трубок конденсаторов.</p>
<p>Присосы воздуха в вакуумные системы турбин, превышающие значения, указанные в ПТЭ. В сочетании с неудовлетворительным состоянием устройств удаления неконденсирующихся газов из конденсаторов (эжекторов, вакуумных водокольцевых насосов и т. д.) наличие присосов в вакуумную часть существенно усугубляет проблему повышения температурных напоров в конденсаторах.</p>	<p>В рамках мероприятий по снижению присосов воздуха в вакуумные системы, помимо общих рекомендаций по поддержанию необходимого давления в камерах концевых уплотнений турбин, поддержания работоспособности охладителей пара уплотнений и эжекторов, для отыскания мест присосов воздуха на работающей турбине рекомендуется использование комбинированных методов с использованием тепловизоров, пирометров, ультразвуковых течеискателей, что позволяет с большой достоверностью верифицировать место присоса воздуха. На остановленной турбине рекомендуется отыскание присосов с помощью ультразвуковых течеискателей (при наборе вакуума в конденсаторе), а также с использованием водяных и паровых опрессовок вакуумных систем.</p>

Основные причины	Рекомендации
Несоответствие НТД по ТИ техническому состоянию оборудования	<p>Пересмотр НТД по ТИ.</p> <p>При тепловых испытаниях турбин для последующей разработки НТД по ТИ номинальный температурный напор конденсатора определяется исходя из условия чистых трубок конденсатора и оптимальной величины подачи циркуляционной воды в конденсатор.</p> <p>При наличии присосов в вакуумную систему, величина которых превышает требования ПТЭ, и низких паровых нагрузках конденсатора величина номинального температурного напора конденсатора завышается, и соответственно, после устранения дефектов вакуумной системы и снижения присосов воздуха до норм ПТЭ фактический температурный напор оказывается ниже нормативного, соответственно и номинальное давление пара в конденсаторе оказывается выше фактического. Это приводит к отражению в макете экономии топлива относительно номинала.</p>
<p>При низких температурах и повышенных расходах циркуляционной воды, подаваемой в конденсатор, и низких присосах в вакуумные системы турбин возникает ситуация, при которой давление пара за последней ступенью турбины становится ниже критического по условиям истечения пара в сопле (и косом срезе сопла), после чего при дальнейшем снижении давления пара в конденсаторе прирост электрической мощности турбины прекращается, а из-за необходимости дополнительного нагрева излишне охлажденного конденсата и дополнительном отборе пара в систему регенерации турбин, при неизменном расходе пара в конденсатор происходит снижение электрической мощности. Как правило данное обстоятельство не учитывается при разработке НТД по ТИ и вместо перерасхода топлива может отражаться как экономия. Также экономия топлива по данной причине может появиться при недостоверном показании КИП: абсолютного давления пара в конденсаторе, температуры выхлопа ЦНД турбины, температуры циркуляционной воды на выходе из конденсатора.</p>	<p>Пересмотр НТД по ТИ с учетом максимально достижимой экономичности работы вакуумной системы турбины, в том числе с учётом снижения присосов воздуха до норм, регламентируемых требованиями ПТЭ.</p> <p>Корректировка НТД по ТИ с учётом возможного снижения давления пара в конденсаторе турбины при низких температурах и повышенных расходах циркуляционной воды.</p> <p>Проведение по графику, не реже одного раза в месяц, контрольных замеров переносными поверенными средствами измерений параметров, определяющих номинальные и фактические значения давления в конденсаторе.</p>

6.8. РЭТ из-за отклонения от номинала температуры питательной воды

Температура питательной воды — важнейший параметр оценки работы системы регенерации турбины. Снижение фактического значения этого параметра относительно номинального свидетельствует о снижении расхода пара на регенерацию и увеличении его расхода в конденсатор с сопутствующим ростом потерь тепла с охлаждающей циркуляционной водой.

В свою очередь, перегрев питательной воды может быть связан с дефектами в проточной части турбины, вызывающими повышение давления пара в регенеративных отборах.

Помимо вышперечисленного, повышение температуры питательной воды повышает температуру уходящих газов котла и снижает его КПД. РЭТ из-за отклонения от номинала температуры питательной воды показан на рисунке 6.17, а в таблице 6.7 приведены причины возникновения и рекомендации по реализации резерва.

Рисунок 6.17. РЭТ из-за отклонения от номинала температуры питательной воды

т у. т.



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Таблица 6.7. Основные причины возникновения РЭТ из-за отклонения от номинала температуры питательной воды и рекомендации по реализации резерва

Основные причины	Рекомендации
Работа с полностью или частично отключенной системой регенерации высокого давления	Устранить дефекты и задействовать в работе систему регенерации высокого давления
Дефекты оборудования и нарушения работы системы регенерации высокого давления, в том числе:	
а) пропуск клапанов быстродействующих защитных устройств аварийных байпасных линий групп ПВД, а также задвижек байпасных линий питательной воды помимо групп ПВД;	а) выполнение не реже двух раз в месяц контрольных замеров температур питательной воды в контрольных точках: за каждым подогревателем, за точкой смешения питательной воды от последнего ПВД и аварийной байпасной линии быстродействующего защитного устройства, до и после врезки байпасной линии помимо группы ПВД. При выявлении пропуска защитного устройства либо задвижки байпасной линии — принятие мер к устранению пропуска. При этом, следует учесть, что при пропуске быстродействующего устройства с разрезным штоком не допускается устранение его пропуска путём распространённого метода установки дополнительной прокладки между корпусом клапана и гидроприводом, т. к. результатом таких действий может явиться недозакрытие клапана при повреждении трубного пучка ПВД с последующим повышением уровня в подогревателях до аварийных значений;
б) загрязнение трубных пучков ПВД продуктами коррозии как внутри труб, так и со стороны греющего пара;	б) проведение анализа качества ведения водно-химического режима в межремонтный период и устранение причин его нарушения;
в) некачественная организация удаления неконденсирующихся газов из ПВД;	в) проведение ревизий линий удаления неконденсирующихся газов, проверка и устранение размытия дроссельных шайб на этих линиях;
г) неудовлетворительная работа регуляторов уровня конденсата в подогревателях;	г) проведение настройки работы приводов регулирующих клапанов уровней конденсата в подогревателях, устранение пропуска регулирующих клапанов в закрытом положении, люфтов в сочленениях приводов регулирующего клапана;
д) неисправность или неправильная установка указателей уровня в подогревателях;	д) проведение ревизии работы и состояния устройств прямого контроля за уровнем (колонок контроля уровня), наличием контруклонов при врезке и трассировке импульсных линий контрольно-измерительных приборов для контроля уровня конденсата в подогревателях. В некоторых случаях работа ПВД происходит с пониженными уровнями конденсата, греющего пара либо без уровней, при этом, кроме появления перерасходов топлива из-за отклонения температуры питательной воды от номинала, возникает усиление эрозийного износа элементов трубопроводов отвода конденсата греющего пара, результатом которого может явиться внеплановое отключение группы ПВД с сопутствующим перерасходом топлива из-за снижения температуры питательной воды. Кроме того, режим работы ПВД без уровней способствует возникновению проскока пара в нижеподключенный по отборам пара подогреватель и с сопутствующим размытием корпуса нижеподключенного подогревателя.

Продолжение таблицы 6.7

Основные причины	Рекомендации
<p>е) размытие дроссельной диафрагмы в коллекторах первого по ходу питательной воды ПВД с сопутствующим байпасированием части объема питательной воды помимо подогревателей высокого давления (при наличии группы ПВД, подключенных по схеме Виолен), а также размытием дроссельной диафрагмы за последним по ходу питательной воды ПВД, приводящим к недостаточному расходу питательной воды по схеме Виолен;</p>	<p>е) при наличии в тепловой схеме групп ПВД, подключенных по схеме Виолен для проведения эксплуатационного контроля организовать дополнительные точки замера температуры питательной воды: до и после дроссельной шайбы, обеспечивающей расход питательной воды через пароохладитель схемы Виолен, на трубопроводе подачи питательной воды в пароохладитель схемы, на трубопроводе отвода питательной воды из пароохладителя. При выявлении замечаний по работе схемы рекомендуется провести контрольный замер расхода питательной воды на пароохладитель и с пароохладителя, т. к. измерения температуры в отрыве от расходов через пароохладитель не дают однозначных выводов о состоянии элементов схемы. После подтверждения наличия дефектов разделительных диафрагм схемы Виолен в коллекторах ПВД измерениями температур и расходов провести планирование останова группы ПВД, вскрытия корпуса ПВД, коллекторов ПВД, осмотр разделительных диафрагм, верификацию и устранение дефектов в период запланированного ремонта оборудования.</p>
<p>ж) повышение (относительно номинала) давления пара в отборах турбин, подаваемого в систему регенерации;</p>	<p>ж) проведение контроля состояния проточной части турбин с увеличением количества контрольных замеров для определения их технического состояния по графику не менее чем 1 раз в месяц;</p>
<p>з) износ надбандажных уплотнений и солевой занос проточной части турбин;</p>	<p>з) вскрытие цилиндров турбины в период средних или капитальных ремонтов, восстановление зазоров в проточных частях цилиндров, концевых, диафрагменных и надбандажных уплотнениях, очистки проточных частей цилиндров от отложений;</p>
<p>и) увеличение гидравлического сопротивления участка паропровода от отбора турбины до подогревателя, связанная с неудовлетворительным состоянием запорной арматуры;</p>	<p>и) восстановление работоспособности запорной арматуры: настройка концевых выключателей, исключающая недооткрытие либо недозакрытие задвижки, устранение дефектов механической части, приводящих к перекрытию части проходного сечения задвижки.</p>
<p>к) несоответствие НТД по ТИ техническому состоянию оборудования</p>	<p>к) проведение пересмотра НТД по ТИ.</p>

6.9. РЭТ при сокращении времени работы в вынужденном режиме с одним корпусом котла

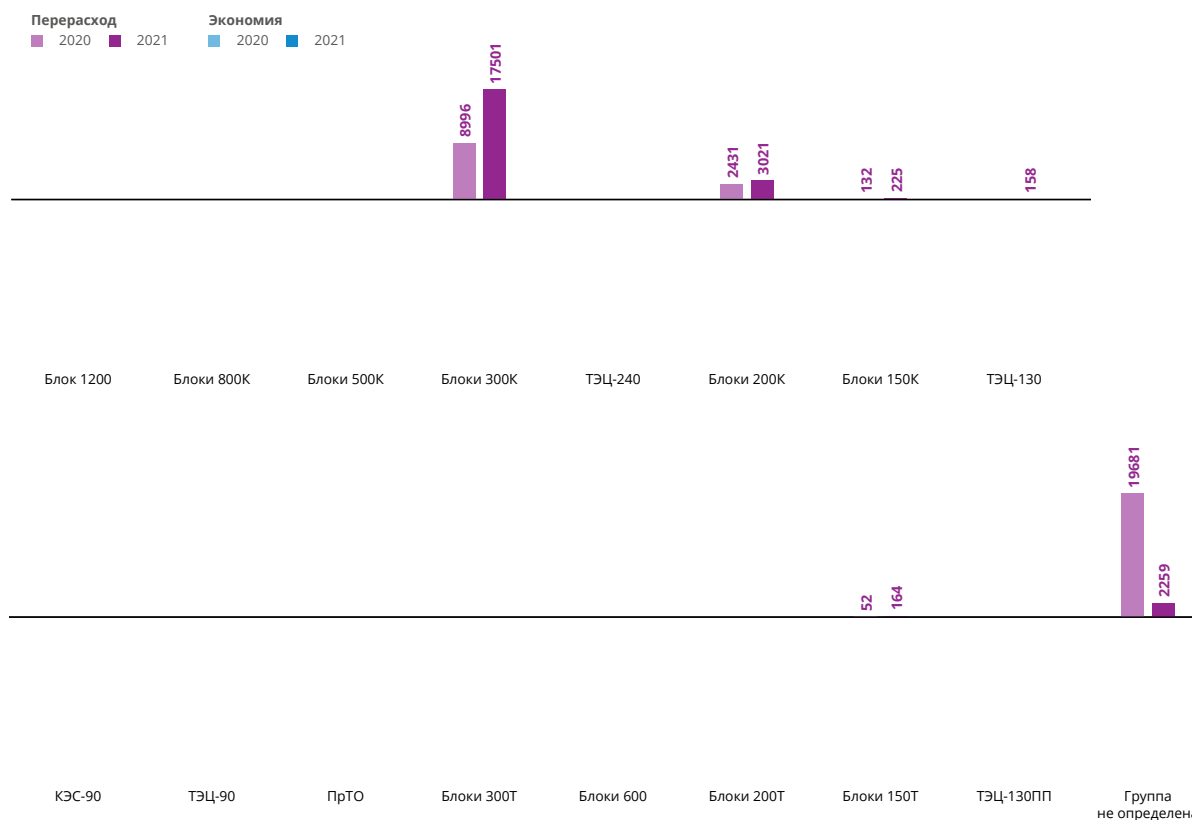
РЭТ, возникающий в режиме с вынужденной работой дубль блока с одним корпусом котла, является следствием резкого повышения гидравлического сопротивления тракта промперегрева, приводящего к росту удельного объема пара, к снижению давления пара перед ЦСД турбины и, соответственно, располагаемого теплоперепада на ЦСД и ЦНД, и увеличению расхода пара, необходимого для поддержания заданной нагрузки турбины. РЭТ при сокращении времени работы в вынужденном режиме с одним корпусом котла показан на рисунке 6.18.

Работа оборудования в этом режиме является следствием неготовности к включению в работу одного из котлов, связанной с наличием дефектов, не устраненных или не выявленных во время ремонтов, либо появившихся в ходе эксплуатации, которые препятствуют пуску и нормальной работе котла.

Для реализации РЭТ в режиме с вынужденной работой дубль блока с одним корпусом котла рекомендуется повысить качество дефектации; проведения ремонтов котлов и их вспомогательного оборудования.

Рисунок 6.18. РЭТ при сокращении времени работы в вынужденном режиме с одним корпусом котла

т. у. т.



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

6.10. РЭТ вследствие неплановых пусков котлоагрегатов

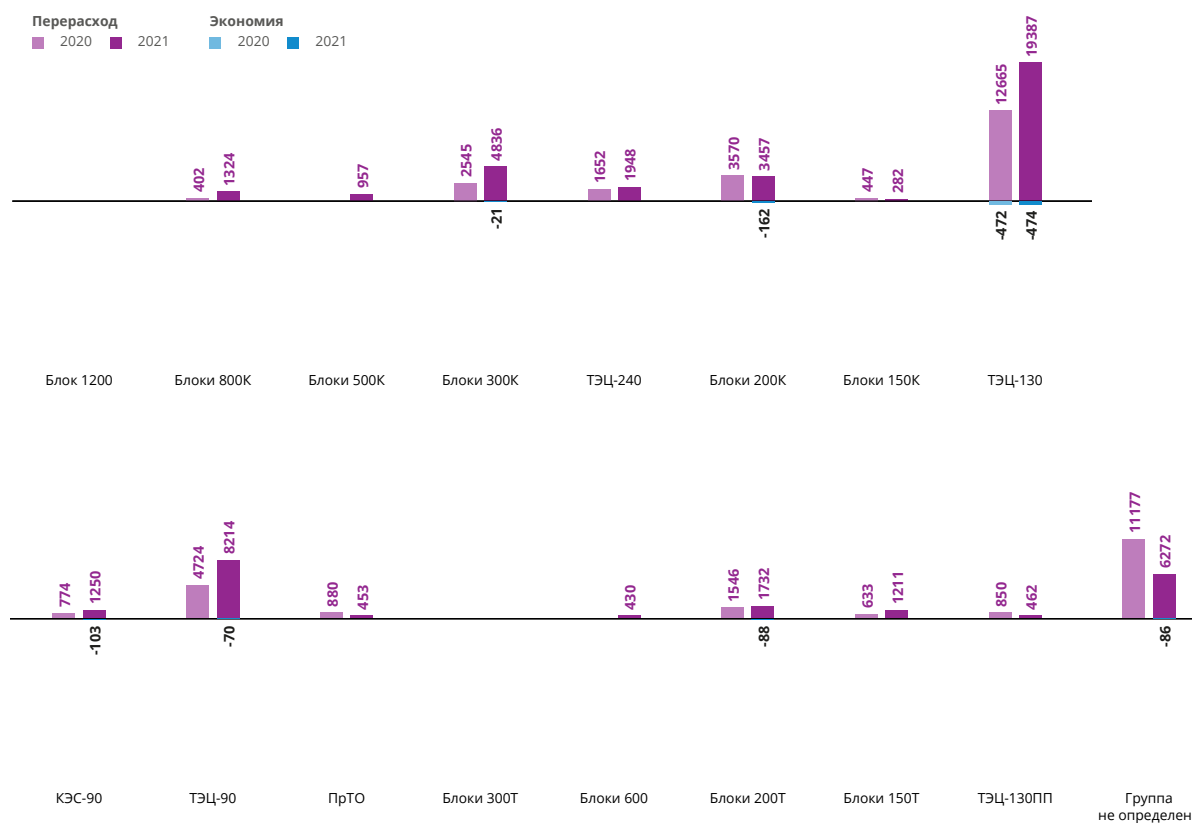
Пуск котла сопровождается существенными затратами энергоресурсов прежде всего на предварительную деаэрацию питательной воды для заполнения котла, вентиляцию топки, отмывку поверхностей нагрева котла от продуктов стояночной коррозии, прогрев паропроводов.

Для контроля затрат этих ресурсов в нормативном показателе количества пусков в Отчете учитываются только плановые пуски.

Причины возникновения РЭТ вследствие неплановых пусков котлов аналогичны причинам, описанным для соответствующего резерва на турбинах. На рисунке 6.19 показан РЭТ из-за сокращения количества неплановых пусков котлов.

Рисунок 6.19. РЭТ вследствие неплановых пусков котлоагрегатов

т. у. т.



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

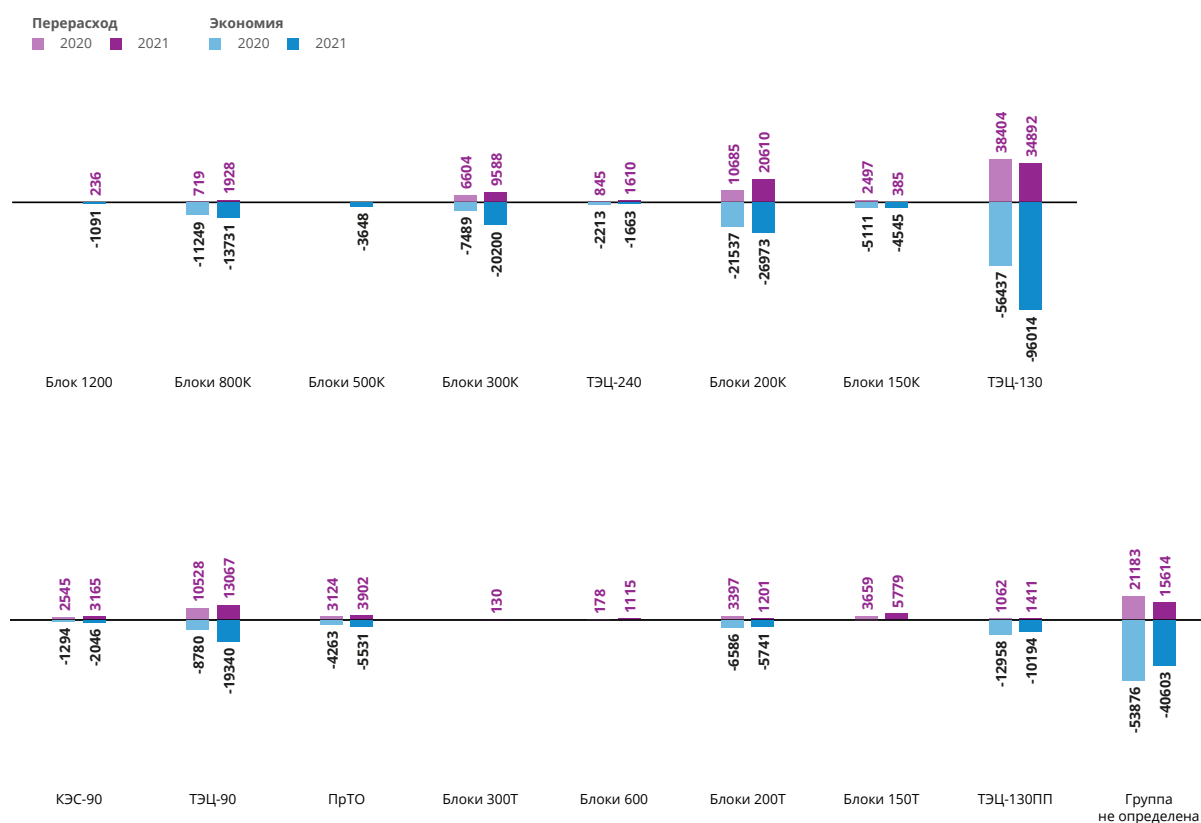
6.11. РЭТ из-за отклонения от номинала температуры уходящих газов

Температура уходящих газов — важнейший параметр работы котла, в значительной степени характеризующий экономичность котла. Совместно с коэффициентом избытка воздуха участвует в расчете самых существенных потерь тепла в котлоагрегате — потерь тепла с уходящими газами «q₂». При этом, с ростом температуры уходящих газов потери тепла с уходящими газами также растут. Поэтому, превышение фактического значения этого параметра над номинальным — негативный фактор, свидетельствующий о перерасходе топлива. В свою очередь снижение значения температуры уходящих газов от номинального значения (без проведения реконструкции и корректировки энергетических характеристик) может свидетельствовать о возникновении мнимой экономии, вызванной дефектами газоздушного тракта котла.

На рисунке 6.20 показан РЭТ из-за отклонения от номинала температуры уходящих газов, а в таблице 6.8 приведены причины возникновения и рекомендации по реализации резерва.

Рисунок 6.20. РЭТ из-за отклонения от номинала температуры уходящих газов

т. у. т.



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Таблица 6.8. Основные причины возникновения РЭТ из-за отклонения от номинала температуры уходящих газов и рекомендации по реализации резерва

Основные причины	Рекомендации
Наружное загрязнение отложениями поверхностей нагрева котлов	Проведение осмотров состояния конвективных поверхностей нагрева котла и экранов топки на предмет их заноса отложениями со стороны дымовых газов с последующей очисткой в период ремонта
Наличие дефектов на ГВТ, способствующих повышению, сверх номинальной величины, присосов воздуха в газовые тракты котлов, а также перетоков воздуха через уплотнения РВП на сторону дымовых газов или перетоков воздуха через дефекты трубок и трубных досок трубчатых воздухоподогревателей	Проведение мероприятий по снижению присосов воздуха в газоходы через ограждающие поверхности, устранение дефектов трубной системы трубчатых подогревателей, а также дефектов уплотнений РВП и проведение настройки уплотнений Проведение дефектации элементов газоходов котлов с воздушной опрессовкой, трубчатых воздухоподогревателей, уплотнений и нижних пакетов РВП
Повышение сверх номинальной величины избытков воздуха в режимном сечении котла	Провести мероприятия по снижению величины избытков воздуха в режимном сечении котла
Недостоверность поправок к исходно-номинальной величине температуры уходящих газов (температуре наружного воздуха, степени рециркуляции горячего воздуха, степени рециркуляции дымовых газов и др.), а также неприменении данных поправок на электростанции в связи с недостаточной оснащенностью приборным парком	Дооснащение котлов средствами измерений для возможности применения всех поправок, предусмотренных РД 34.08.552–95, и проведение испытаний котлов для последующей корректировки НТД по ТИ
Сокращение площади конвективных поверхностей нагрева котла, связанное с отглушением отдельных дефектных труб	Восстановление конвективных поверхностей нагрева котла в период капитальных и средних ремонтов
Некорректная работа КИП	Организация проверки соответствия показаний КИП с контролем фактической температуры по месту их установки при помощи переносных поверенных устройств измерения температуры. При выявлении отклонений — организация выяснения причин (дефект термопары, калибровка каналов от первичных средств измерений, корректность компенсации температуры холодного спая термопары и т. д.) с последующим планированием их устранения; Проведение тарировки сечения газоходов уходящих газов с последующей корректировкой мест и глубины установки средств измерения температуры уходящих газов. При существенной неравномерности поля температур в потоке уходящих газов — организация замеров с установкой уравнивательных зондов.
Несоответствие НТД по ТИ техническому состоянию оборудования	Проведение пересмотра НТД по ТИ

6.12. РЭТ из-за отклонения от номинала коэффициента избытка воздуха в режимном сечении

Коэффициент избытка воздуха (Кизб) — отношение действительного количества воздуха в горючей смеси к теоретически необходимому для ее полного сгорания. Повышение коэффициента избытка воздуха сверх номинала, независимо от причин, приводит к росту концентрации в дымовых газах окислов азота (NOx), негативно влияющих на экологию.

Избыток воздуха для горения ведет к увеличению затрат тепла на его нагрев перед подачей в котел, увеличению потерь тепла с уходящими газами, затрат электроэнергии на собственные нужды тягодутьевых механизмов котла из-за их дополнительной загрузки.

При недостаточном количестве воздуха не хватает и кислорода для сгорания топлива в полном объеме, что также приводит к негативным экологическим последствиям из-за роста концентрации в дымовых газах окиси углерода (CO). Результатом протекания такого процесса горения является увеличение потерь с химической и механической неполнотой сгорания.

Негативным эффектом, как в случае повышенных, так и в случае пониженных избытков воздуха, в конечном счёте, является снижение КПД котла и увеличение расхода топлива.

На рисунке 6.21 показан РЭТ из-за отклонения от номинала коэффициента избытка воздуха в режимном сечении, а в таблице 6.9 приведены причины возникновения и рекомендации по реализации резерва.

Рисунок 6.21. РЭТ из-за отклонения от номинала коэффициента избытка воздуха в режимном сечении

т. у. т.



Таблица 6.9. Основные причины возникновения РЭТ из-за отклонения от номинала коэффициента избытка воздуха в режимном сечении и рекомендации по реализации резерва

Основные причины	Рекомендации
Износ элементов горелочных устройств в межремонтный период вследствие их работы в зоне повышенных температур	<p>Проведение качественной дефектации горелок с восстановлением их геометрических характеристик согласно паспорту горелочного устройства;</p> <p>Согласование с заводом изготовителем и замена материала изготовления отдельных элементов конструкции горелки для снижения влияния повышенных температур на изменение их геометрических характеристик;</p>
Деградация обмуровки амбразур горелок или не качественное ее нанесение	<p>Замена горелочных устройств на современные с низкими номинальными избытками воздуха и эмиссией NOx</p> <p>Повышение контроля качества дефектации и проведения ремонта обмуровок горелочных устройств, а также качества применяемого для обмуровки материала и соответствия его нанесения требованиям завода изготовителя.</p>
Превышение присосов воздуха в топку котла сверх величины, указанной в ПТЭ	<p>Проведение дефектации топки котлов на предмет выявления мест присосов воздуха совместно с проведением опрессовок газового тракта котла с использованием мела для повышения качества выявления дефектов, своевременное их устранение</p>
Несоблюдение требований режимных карт котлов и НТД по ТИ	<p>Усиление эксплуатационного контроля режимов работы оборудования и отклонений от режимных карт</p>
Некорректная настройка регулирующей арматуры подачи воздуха в котлы, а также ее износ	<p>Проведение настройки работы автоматики регуляторов подачи воздуха в котлы</p>
Износ (или дефекты) лопаточных аппаратов дутьевых вентиляторов	<p>Повышение качества дефектации оборудования газоздушного тракта котлов и устранение выявленных дефектов в период проведения ремонтов</p>
Увеличение утечек воздуха через элементы воздухопроводов, регенеративные и трубчатые воздухоподогреватели вплоть до ограничения тепловой производительности котла.	<p>Проведение мероприятий по снижению утечек воздухопроводов котлов:</p> <ul style="list-style-type: none"> • дефектация воздушных коробов котлов и воздухопроводов на предмет выявления мест утечек воздуха, что возможно как при работе оборудования, так и совместно с проведением опрессовок газового тракта котла с использованием мела для повышения качества выявления дефектов; • выявление мест перетоков воздуха в трубчатых воздухоподогревателях совместно с проведением опрессовок газового тракта котла с использованием мела для повышения качества выявления дефектов, выявление перетоков воздуха в РВП выявляется при осмотре состояния горячей и холодной набивки РВП и соответствия зазоров в уплотнениях РВП требованиям завода-изготовителя; • устранение выявленных дефектов.

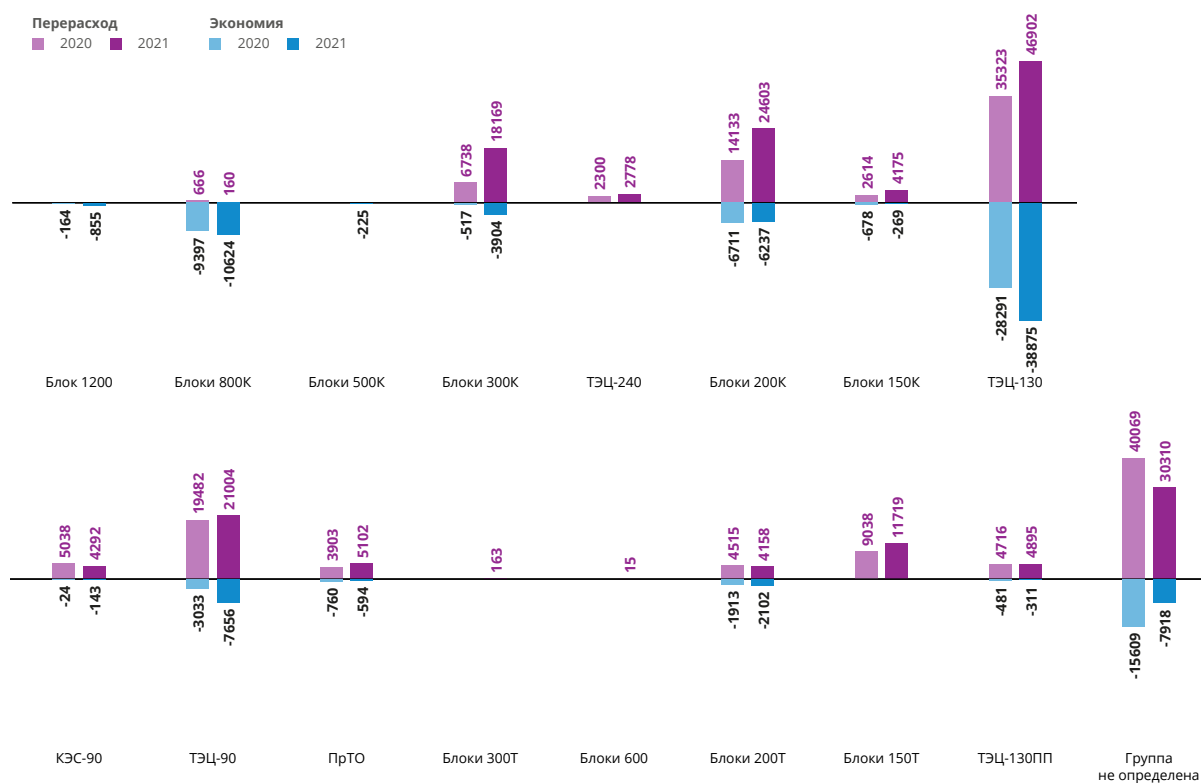
6.13. РЭТ из-за отклонения от номинала присосов воздуха на газовом тракте котлов

Присосы воздуха оказывают негативное влияние на технико-экономические показатели работы котельного агрегата. Поступающий с присосами в газовый тракт воздух снижает температуру дымовых газов и увеличивает их объем, что приводит к снижению температурного напора в воздухоподогревателях, увеличению потерь тепла с уходящими газами и снижению КПД котлоагрегата. Кроме того, повышается расход электроэнергии на тягодутьевые механизмы из-за необходимости удаления дополнительного объема присосов воздуха. Присосы воздуха определяются в процентах прироста коэффициента избытка воздуха на участке газоздушного тракта котла между режимным сечением и сечением измерения температуры уходящих газов.

На рисунке 6.22 показан РЭТ из-за отклонения от номинала присосов воздуха на тракте котлов, а в таблице 6.10 приведены причины возникновения и рекомендации по реализации резерва.

Рисунок 6.22. РЭТ из-за отклонения от номинала присосов воздуха на тракте котлов

т. у. т.



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Таблица 6.10. Основные причины возникновения РЭТ из-за отклонения от номинала присосов воздуха на тракте котлов и рекомендации по реализации резерва

Основные причины	Рекомендации
Повреждения и дефекты ограждающих конструкций газоходов.	Применение тепловизоров или пирометров при поиске дефектов на ГВТ.
Некачественное обслуживание гидрозатворов газового тракта котла эксплуатационным персоналом	Проведение визуальных осмотров газоходов изнутри на остановленных котлах.
Дефекты арматуры на линиях связи газоходов с воздуховодами	Использование мела при опрессовках газозвдушного тракта.
Несанкционированное присоединение систем вентиляции к газоходам.	Проверки состояния опор и подвесок участков газохода с компенсаторами и соседних участков и устранение выявленные замечаний по заземлению и состоянию опор и подвесок.
Пробои в компенсаторах тепловых расширений, расположенных между коробами газоходов.	Очистка загрязнений линз компенсатора с внешней и внутренней сторон.
Низкое качество вспомогательной арматуры котла (лазы, лючки, гляделки и пр.).	Применение тепловизоров или пирометров при поиске дефектов на ГВТ.
Открытые окна для размещения контрольно-измерительной аппаратуры.	Использование мела при опрессовках газозвдушного тракта.
Недостаточное уплотнение мест прохода труб и коллекторов через ограждения газоходов котла.	Уплотнение места примыкания крышки к амбразуре, в случае невозможности уплотнения - замена соответствующего элемента конструкции котла
Сверхнормативные перетоки воздуха через элементы конструкции трубчатых воздухоподогревателей (поврежденные трубки, трубные доски и др.).	Проведение визуальных осмотров (дефект подлежит немедленному устранению, т. к. ведёт не только к появлению присосов в газоходы, но и может оказывать влияние на показания КИП и ведение режима работы котла). При невозможности немедленного устранения этого дефекта рекомендуется устранение в ближайший останов котла.
Износ уплотнений РВП либо неудовлетворительная их настройка.	Проведение опрессовки газозвдушного тракта с использованием мела. При устранении дефекта руководствоваться требованиями завода-изготовителя оборудования, в том числе в части материала, используемого в качестве уплотняющего.
Сверхнормативные перетоки воздуха через элементы конструкции трубчатых воздухоподогревателей (поврежденные трубки, трубные доски и др.).	Проведение поиска дефектов на остановленном котле при опрессовке газозвдушного тракта с визуальным осмотром.
Износ уплотнений РВП либо неудовлетворительная их настройка.	Гильзование труб вблизи трубных досок с помощью разрезных гильз.
Износ уплотнений РВП либо неудовлетворительная их настройка.	Замена труб, не поддающихся ремонту гильзованием.
Износ уплотнений РВП либо неудовлетворительная их настройка.	Установка накладок при заварке трещин на трубных досках.
Износ уплотнений РВП либо неудовлетворительная их настройка.	Выполнение дефектации и настройки уплотнений согласно требованиям завода-изготовителя.
Износ уплотнений РВП либо неудовлетворительная их настройка.	Выполнение дефектации холодной набивки РВП, по результатам которой принятие решения о необходимости её замены. Выявление причин деградации и их устранения.

VII. Резерв экономии топлива по крупным генерирующим компаниям

В настоящей работе критерием отбора энергокомпаний для открытого мониторинга является условие эксплуатации энергокомпанией в анализируемом периоде не менее трех электростанций.

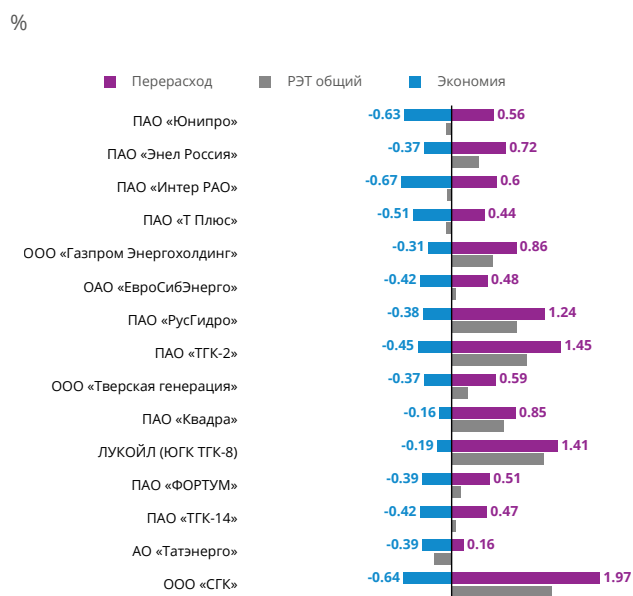
В виду уникальности каждой энергокомпании, выраженной в наличии различного состава оборудования, срока его эксплуатации, условий эксплуатации оборудования (вида и марки топлива, загрузки оборудования и т. д.), межремонтного периода и графика ремонтов оборудования, а также иных факторов, сравнение РЭТ между энергокомпаниями в настоящей работе не проводится.

В работе учтен фактор изменения состава электростанций в энергокомпаниях в 2021 году относительно 2020 года.

Наличие РЭТ является индикатором технических проблем, требующих решения, в том числе за счет грамотного планирования ремонтных программ и ТПИР, качества разработки или пересмотра НТД по ТИ, усиления контроля качества эксплуатации оборудования.

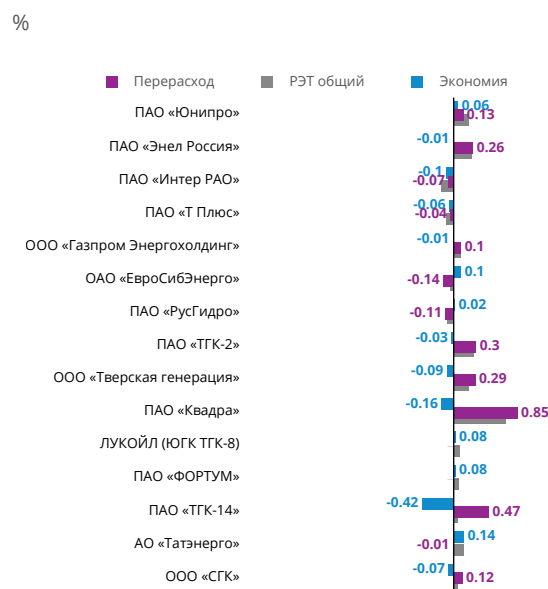
Мониторинг доли объемов РЭТ энергокомпаний в объеме сожженного топлива за 8 месяцев 2021 года отражен на рисунке 7.1, а изменение относительно предшествующего периода — на рисунке 7.2.

Рисунок 7.1. Доля РЭТ по энергокомпаниям за 8 месяцев 2021 г. в объеме сожженного топлива



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Рисунок 7.2. Изменение доли РЭТ по энергокомпаниям за 8 месяцев 2021 г. относительно 2020 г.



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

На рисунках 7.3–7.17 показаны РЭТ по крупным энергокомпаниям за 2021 год в сравнении с 2020 годом по отдельным составляющим.

Наиболее существенными РЭТ по энергокомпаниям являются:

по турбоагрегатам:

- РЭТ из-за отклонения от номинала давления пара в конденсаторе, в том числе по причине снижения температурного напора в конденсаторах турбин;
- РЭТ из-за отклонения от номинала температуры питательной воды.

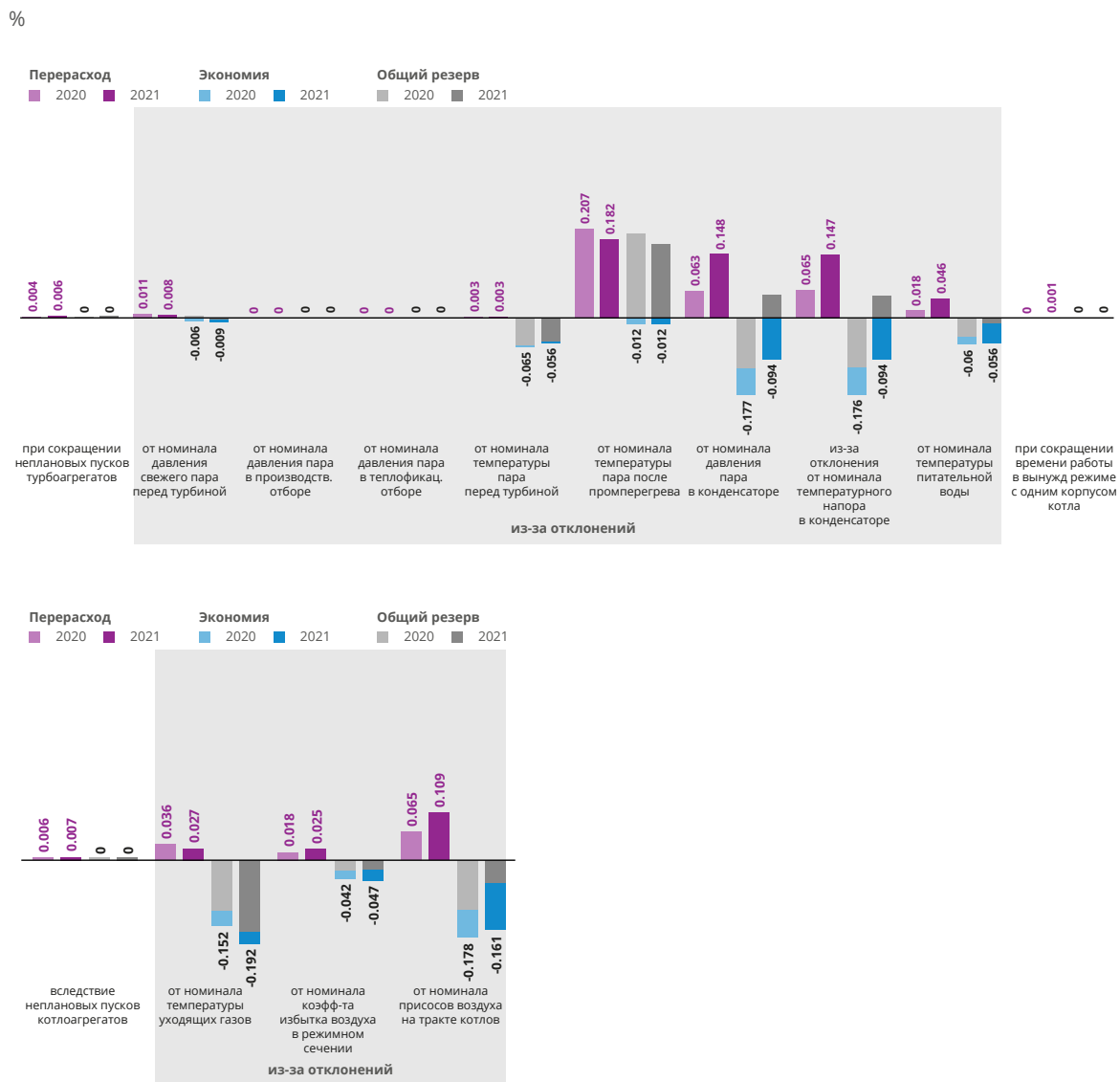
по котлам:

- РЭТ из-за отклонения от номинала температуры уходящих газов;
- РЭТ из-за отклонения от номинала коэффициента избытка воздуха в режимном сечении;
- РЭТ из-за отклонения от номинала присосов воздуха на тракте котлов.

Как видно из рисунков, полностью реализовать резервы за один год (в первую очередь устранить перерасходы топлива) компаниям не удастся. Более того, по некоторым составляющим РЭТ наблюдается увеличение резерва, что в первую очередь свидетельствует о возникновении новых технических проблем при эксплуатации оборудования.

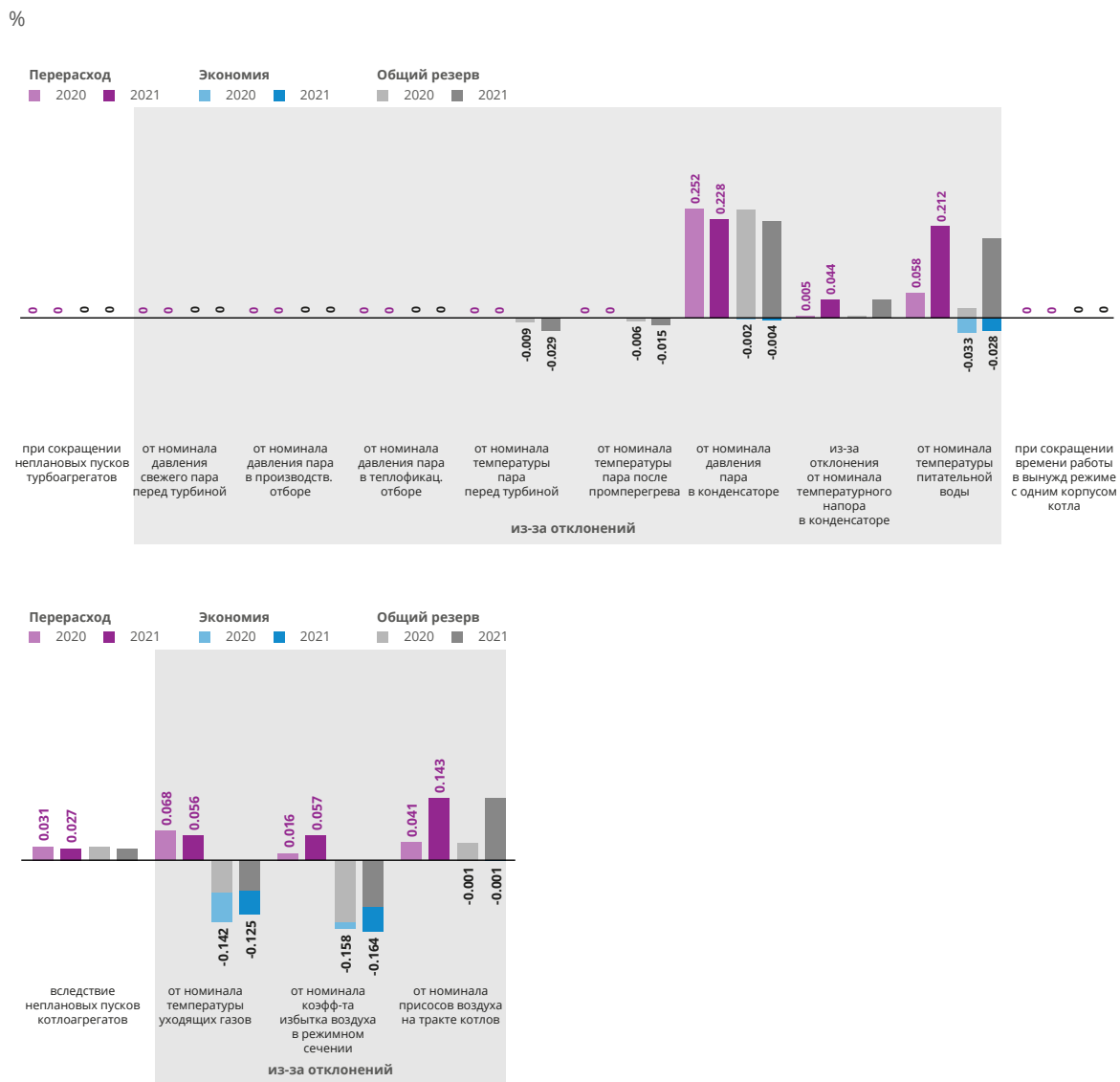
Энергокомпаниям при планировании объемов ремонта, реконструкции или ТПиР стоит обратить внимание на устранение наиболее существенных перерасходов топлива. Кроме того, объемы экономии топлива также следует свести к минимуму, поскольку причина возникновения экономии в большинстве случаев — несоответствие НТД по ТИ техническому состоянию оборудования или проблемы с КИП. Наличие экономии препятствует определению реальной величины перерасхода.

Рисунок 7.3. Доля РЭТ ПАО «Юнипро» за 8 месяцев 2021 г. в объеме сожженного топлива



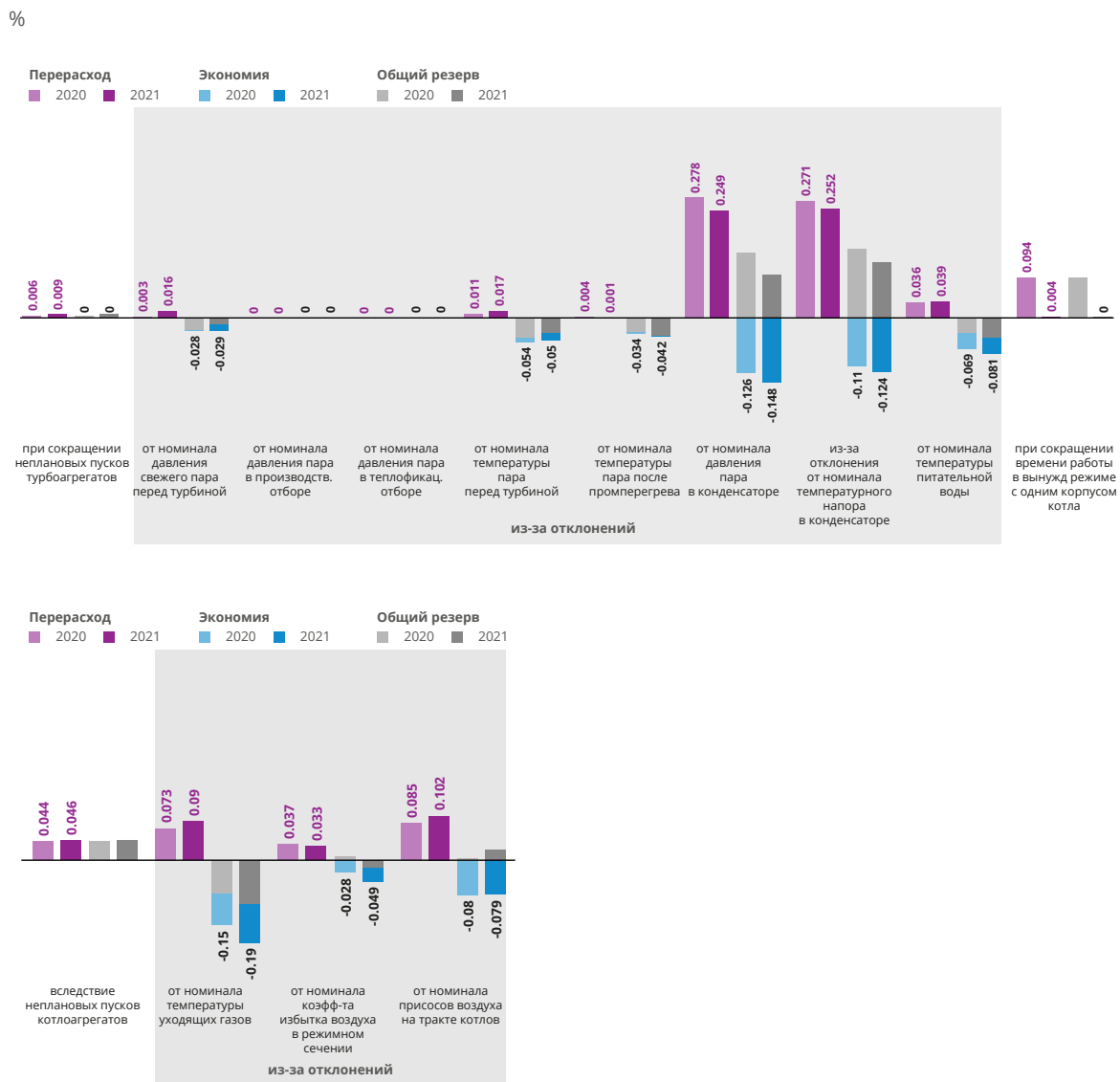
Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Рисунок 7.4. Доля РЭТ ПАО «Энел Россия» за 8 месяцев 2021 г. в объеме сожженного топлива



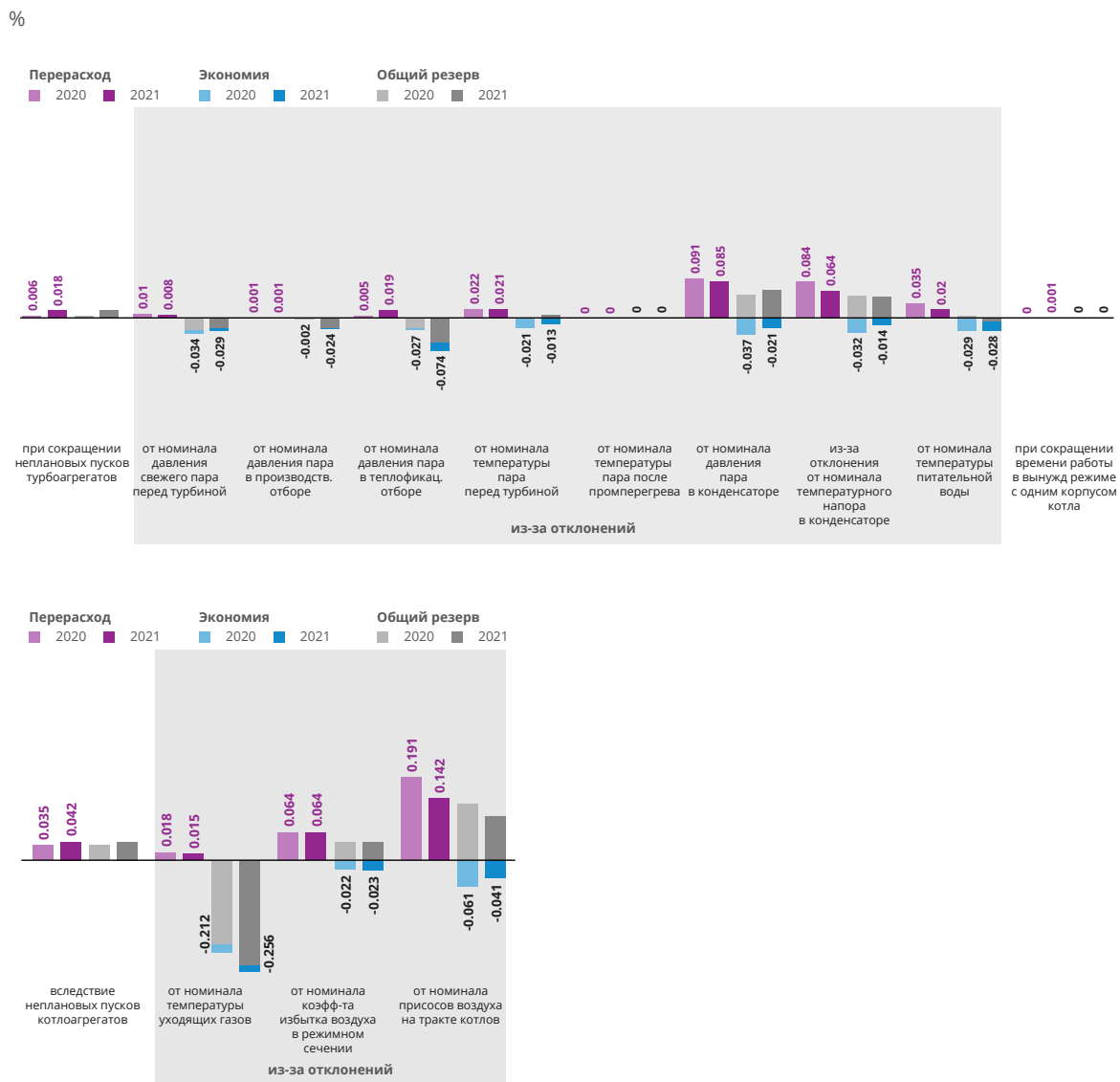
Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Рисунок 7.5. Доля РЭТ ПАО «ИнтерРАО» за 8 месяцев 2021 г. в объеме сожженного топлива



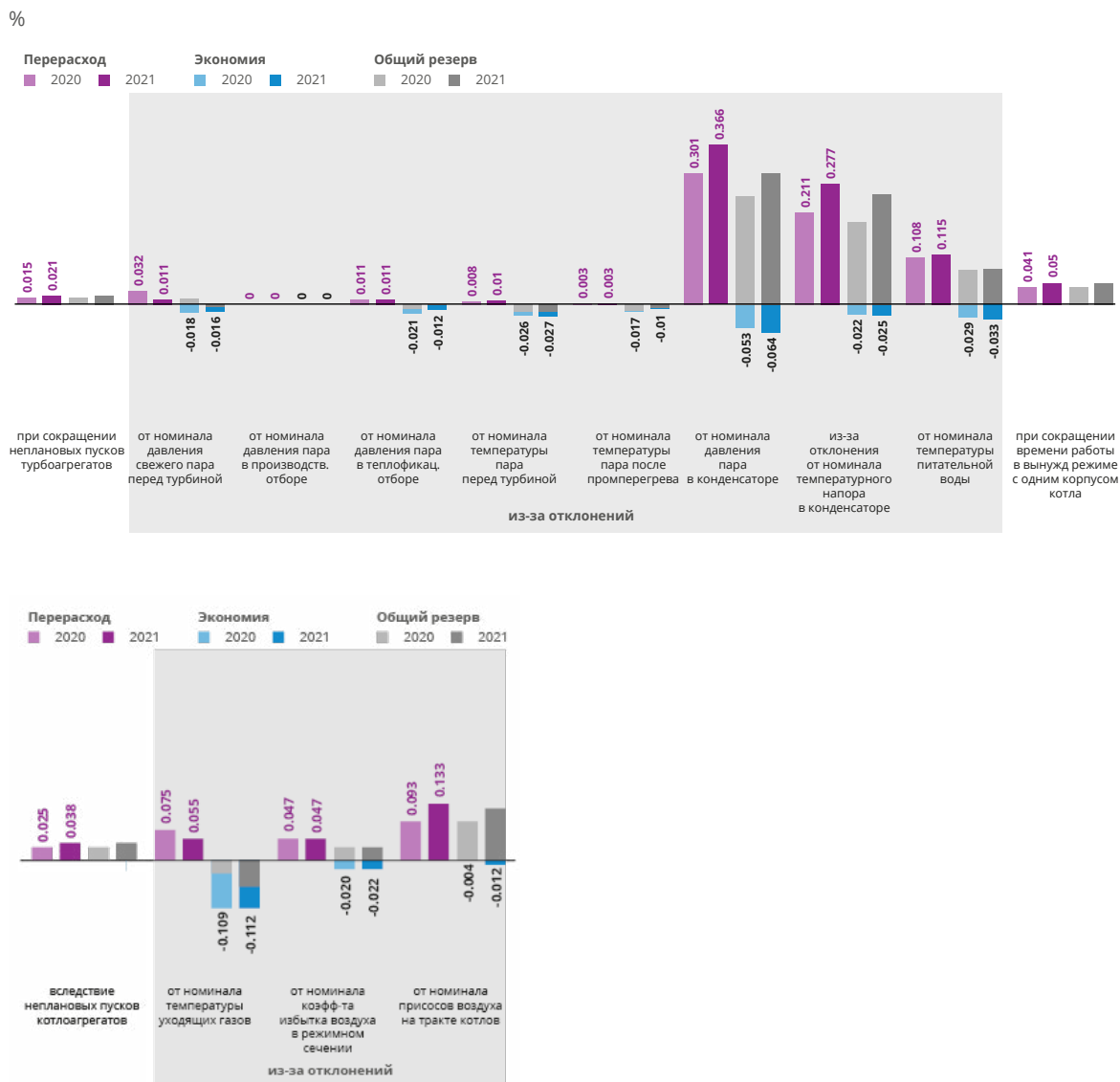
Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Рисунок 7.6. Доля РЭТ ПАО «Т Плюс» за 8 месяцев 2021 г. в объеме сожженного топлива



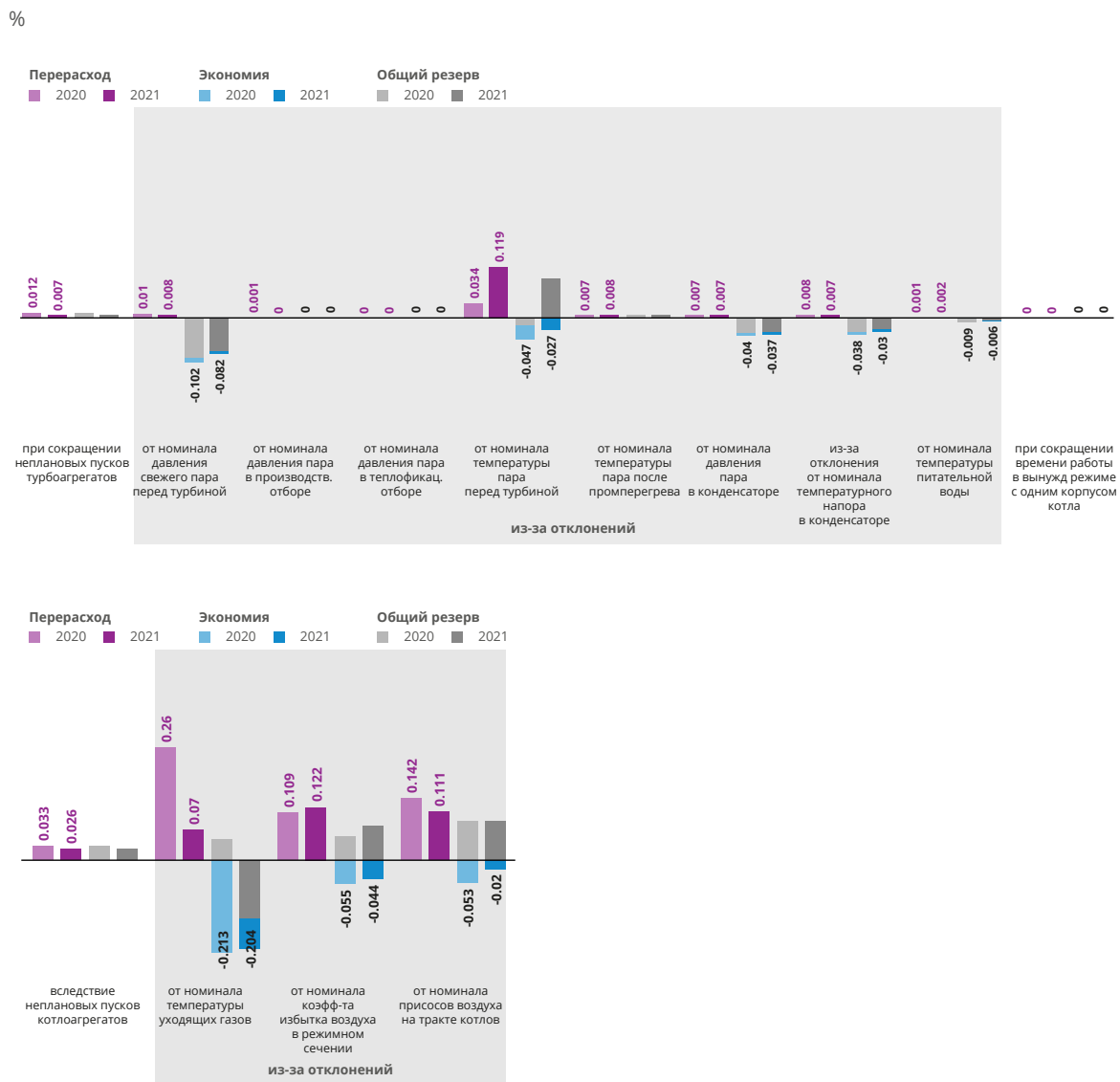
Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Рисунок 7.7. Доля РЭТ ООО «ГАЗПРОМ ЭНЕРГОХОЛДИНГ» за 8 месяцев 2021 г. в объеме сожженного топлива



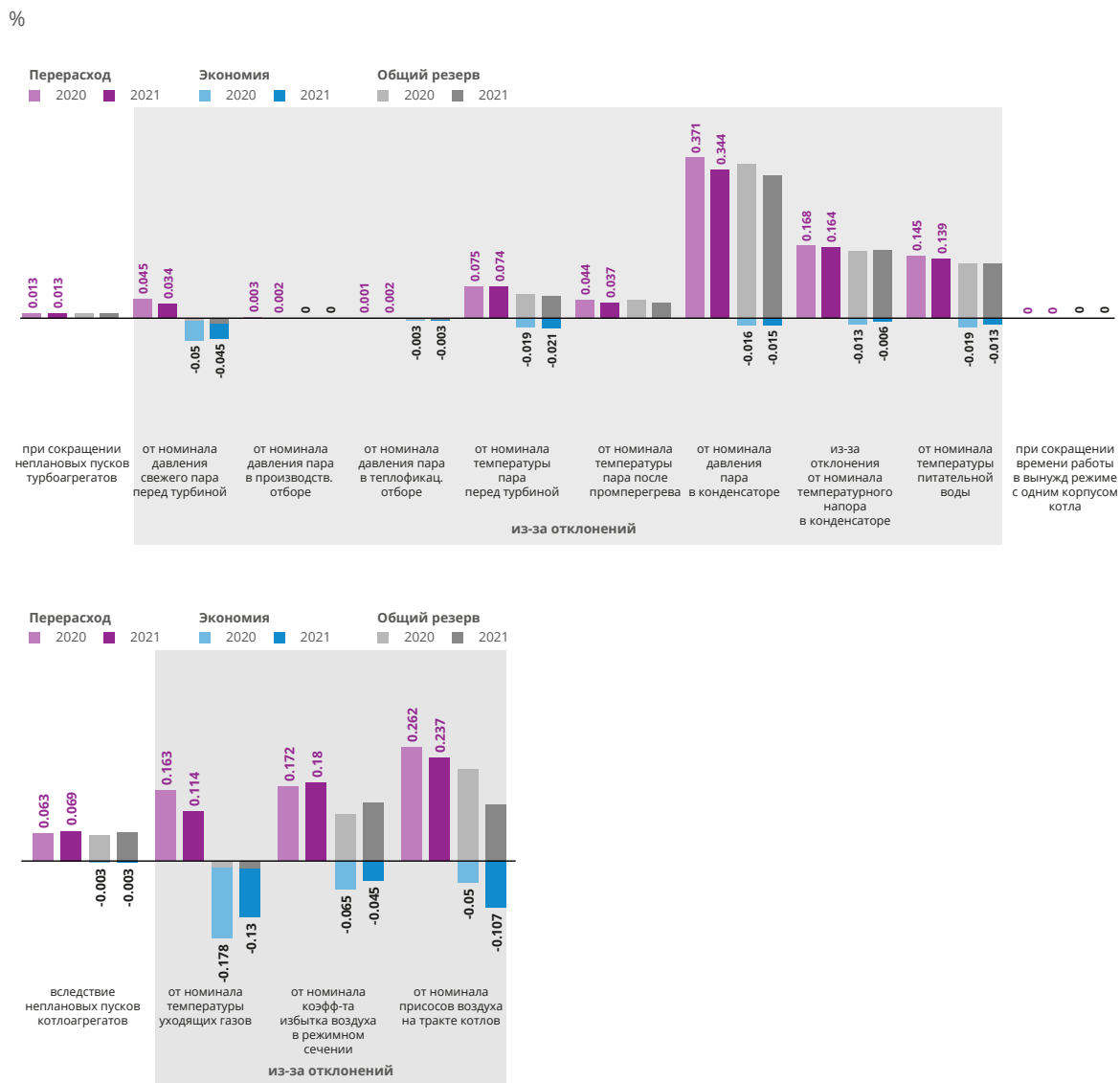
Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Рисунок 7.8 Доля РЭТ ПАО «Евросибэнерго» за 8 месяцев 2021 г. в объеме сожженного топлива



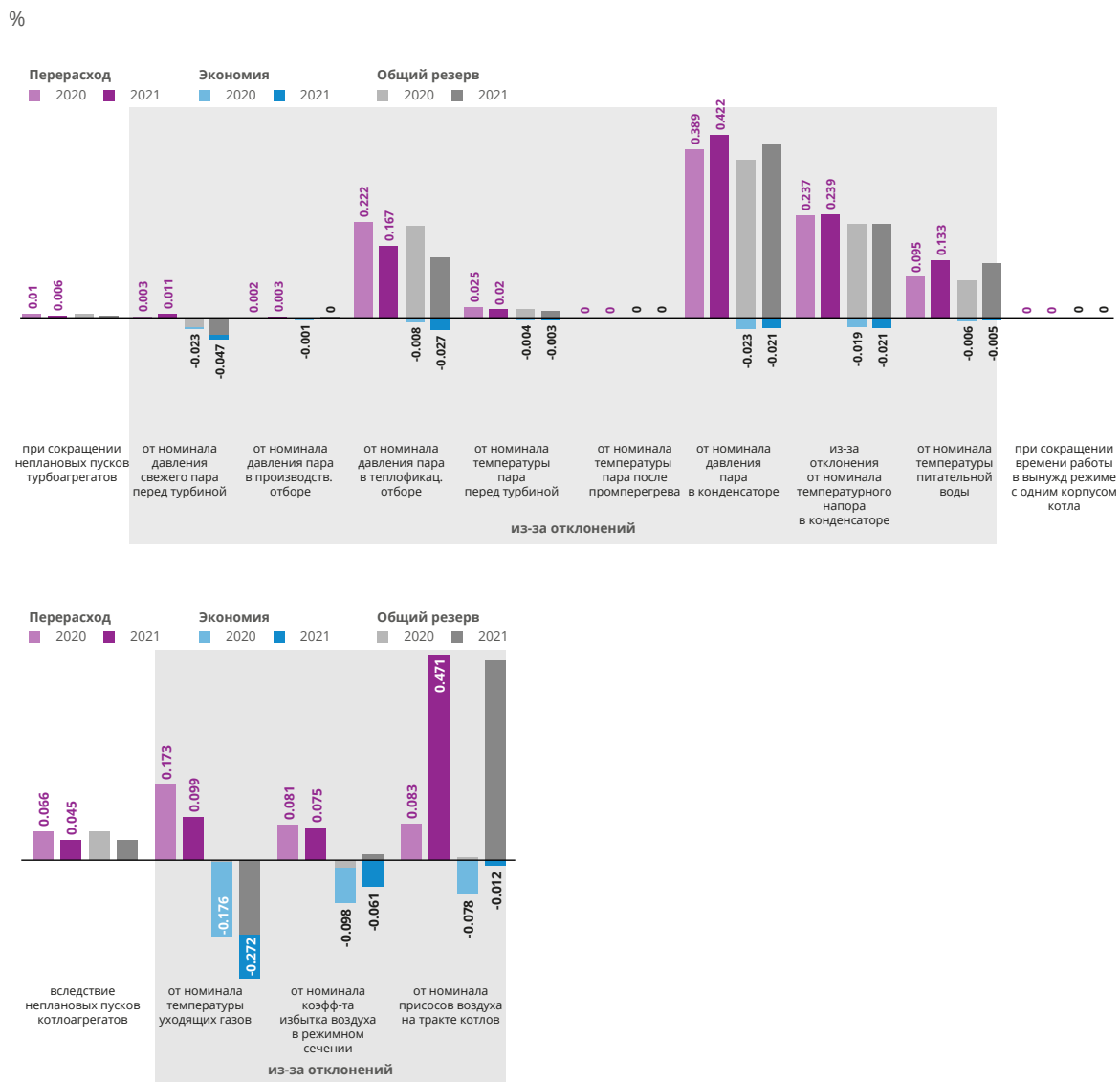
Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Рисунок 7.9. Доля РЭТ ПАО «РусГидро» за 8 месяцев 2021 г. в объеме сожженного топлива



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

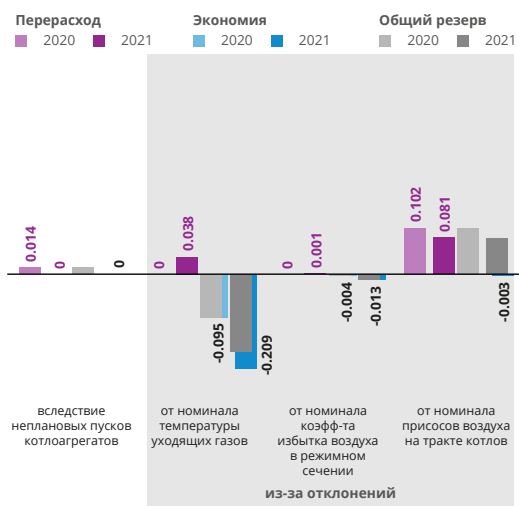
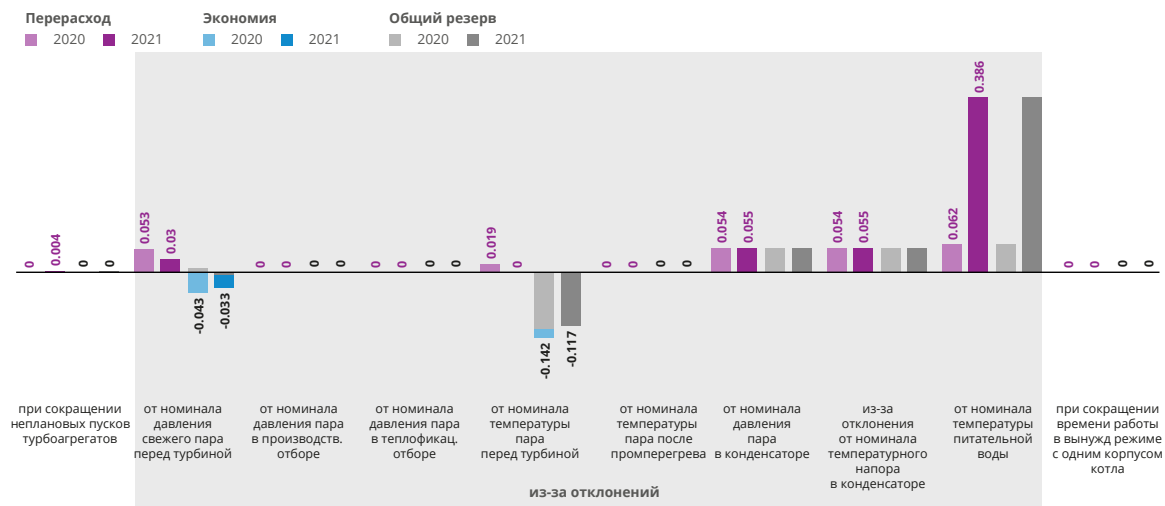
Рисунок 7.10. Доля РЭТ ПАО «ТГК-2» за 8 месяцев 2021 г. в объеме сожженного топлива



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

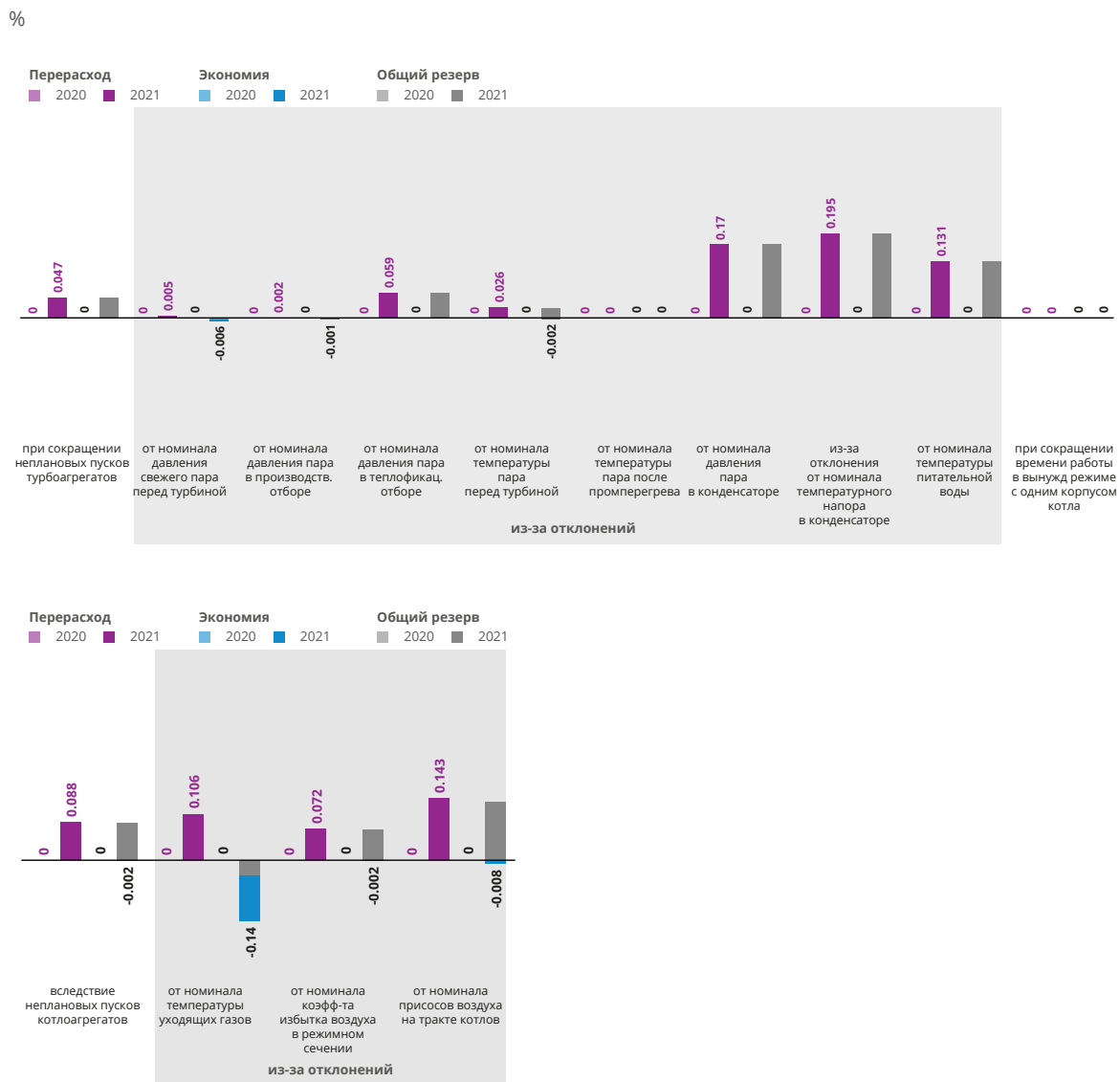
Рисунок 7.11. Доля РЭТ ООО «Тверская генерация» за 8 месяцев 2021 г. в объеме сожженного топлива

%



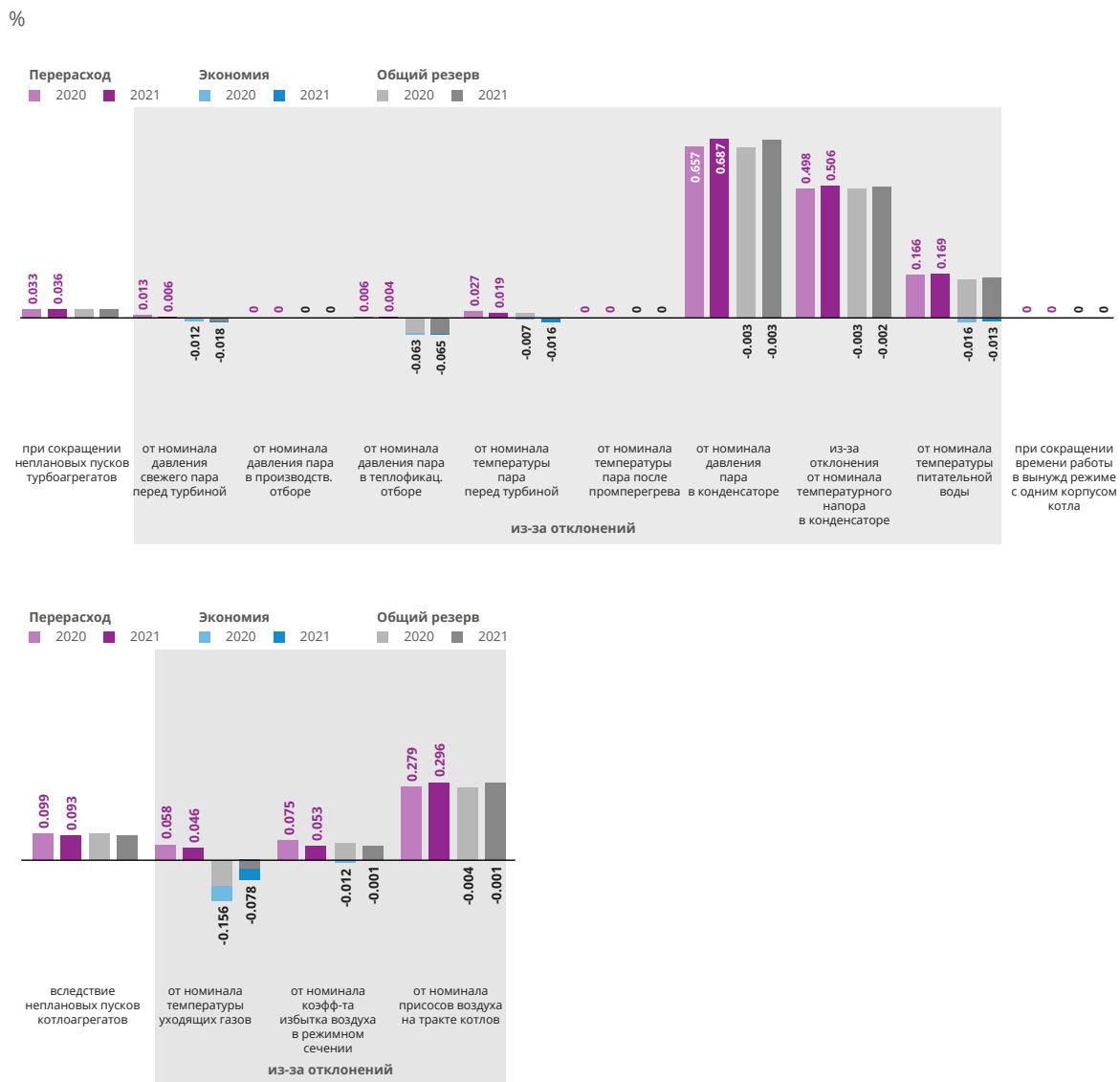
Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Рисунок 7.12. Доля РЭТ ПАО «Квадра» за 8 месяцев 2021 г. в объеме сожженного топлива



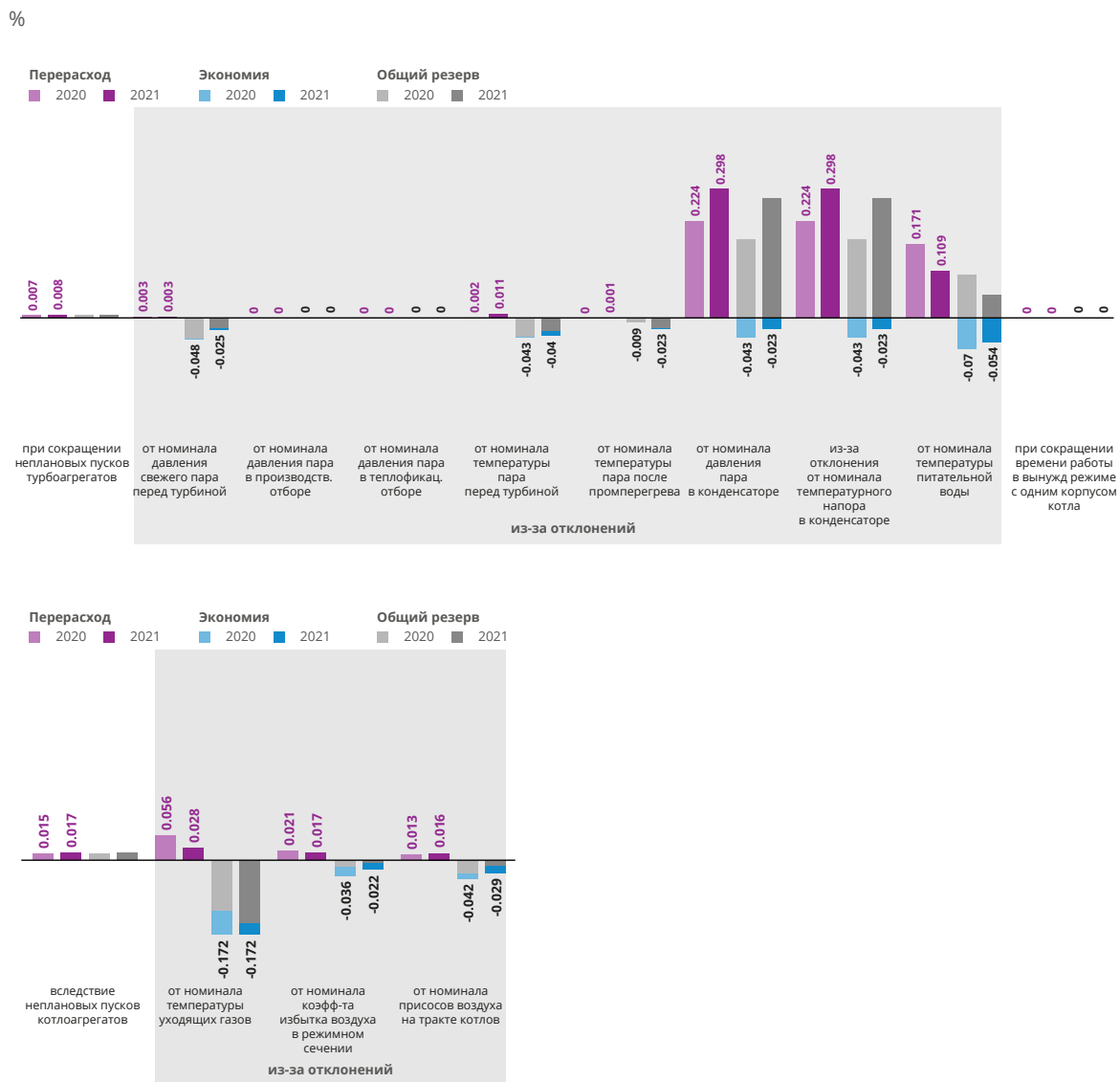
Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Рисунок 7.13. Доля РЭТ ПАО «ЛУКОЙЛ» за 8 месяцев 2021 г. в объеме сожженного топлива



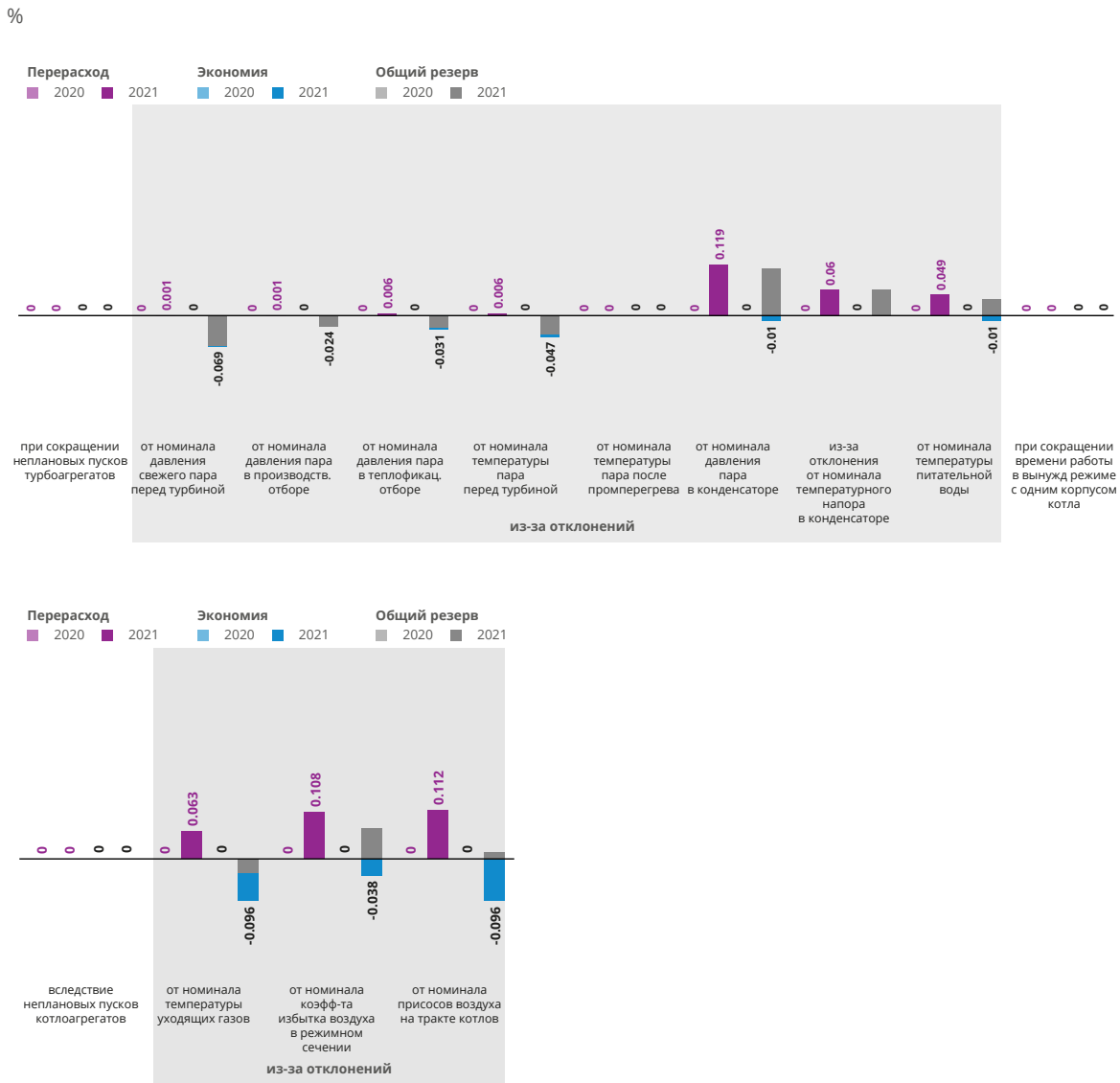
Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Рисунок 7.14. Доля РЭТ ПАО «Фортум» за 8 месяцев 2021 г. в объеме сожженного топлива



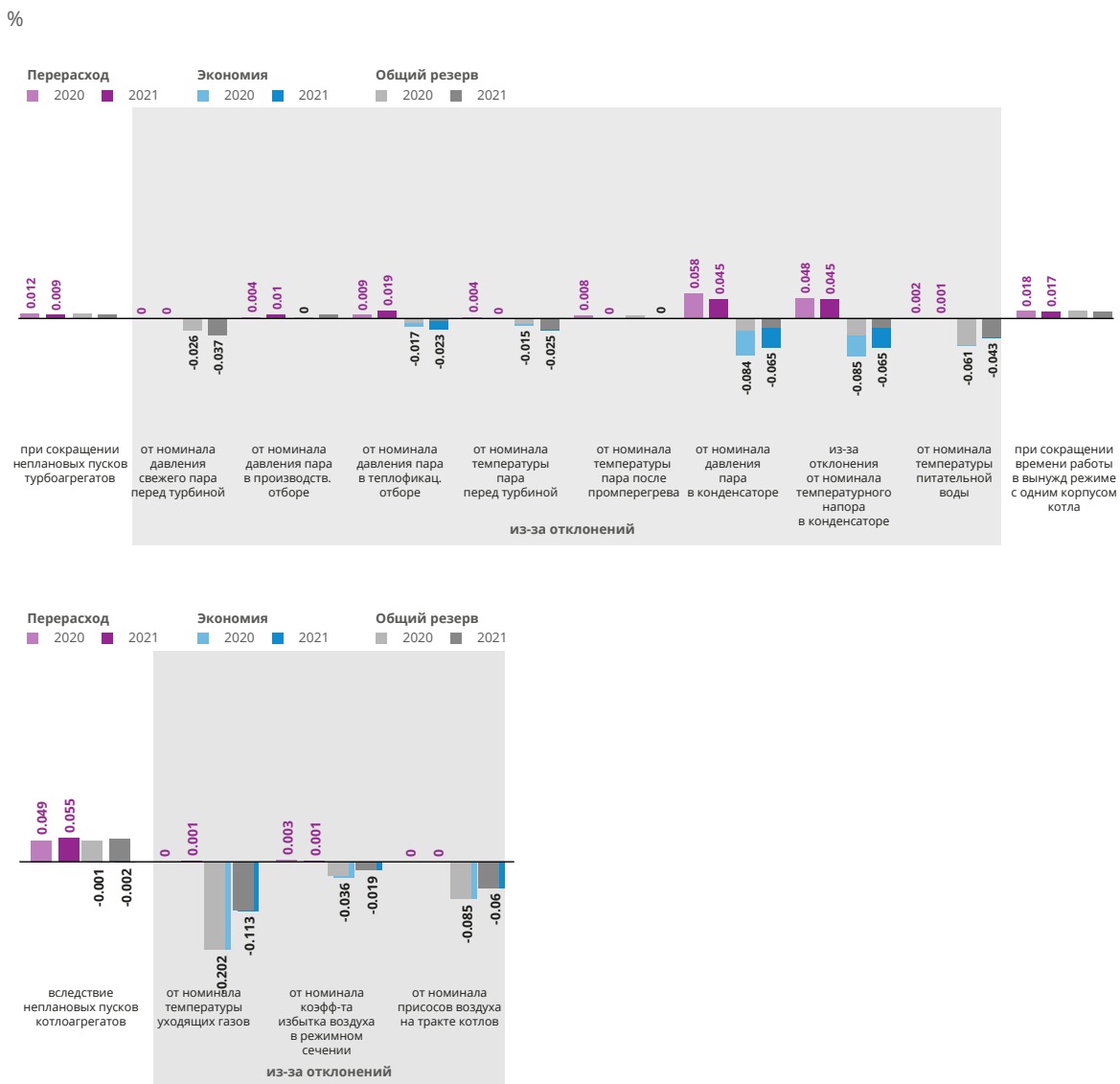
Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Рисунок 7.15. Доля РЭТ ПАО «ТГК-14» за 8 месяцев 2021 г. в объеме сожженного топлива



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

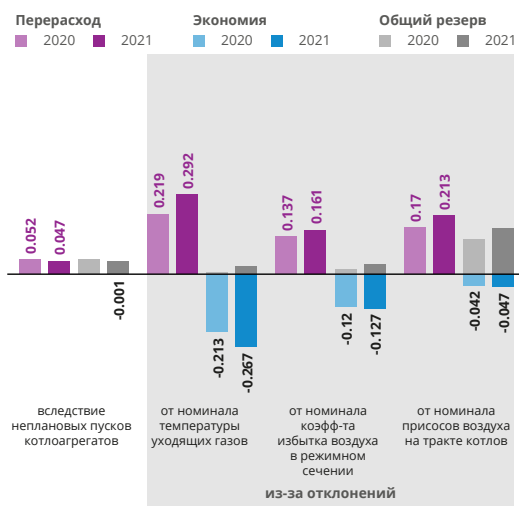
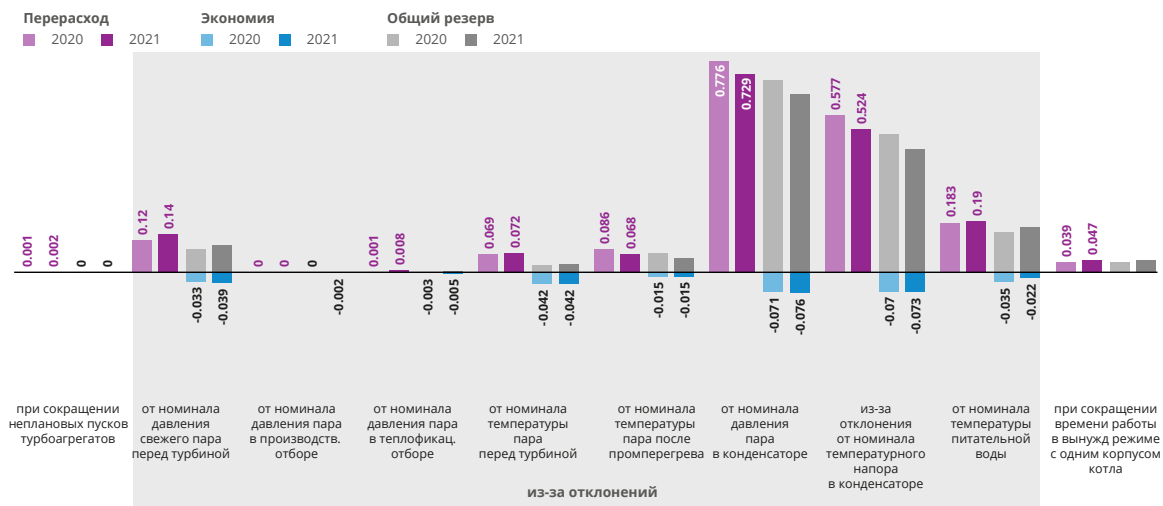
Рисунок 7.16. Доля РЭТ АО «Татэнерго» за 8 месяцев 2021 г. в объеме сожженного топлива



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

Рисунок 7.17. Доля РЭТ ООО «Сибирская Генерирующая Компания» за 8 месяцев 2021 г. в объеме сожженного топлива

%



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

VIII. Удельные расходы топлива

В настоящее время в энергетической отрасли России приняты три метода разделения затрат топлива и затрат электроэнергии на собственные нужды между отпуском электрической энергии и тепла.

Физический метод разделения затрат был разработан Министерством энергетики СССР в 1943 году в соответствии с базовыми принципами закона сохранения энергии и предназначался для оценки тепловой экономичности и энергоэффективности генерирующего оборудования тепловых электрических станций. В Российской Федерации данный метод был принят в качестве базового инструмента ценообразования вплоть до 1996 года. Многие генерирующие компании для целей тарифного регулирования применяют данный метод до сих пор.

Тепловой метод разделения затрат основывается на термодинамических подходах физического метода, при этом весь расход электроэнергии на собственные нужды включается в состав топлива, относимого на отпуск электрической энергии. Этот метод утвержден Приказом Минэнерго России от 12.09.2016 года № 952.

Массовые неплатежи потребителей электрической и тепловой энергии в 90-х годах прошлого века привели к банкротству большого числа хозяйствующих субъектов электроэнергетики, особенно с высокой долей генерации тепла. Для стабилизации финансово-экономического состояния энергетических компаний, осуществляющих производство электрической и тепловой энергии, было принято решение перераспределить общие производственные затраты в сторону увеличения стоимости электрической энергии, исходя из отсутствия возможности отключения потребителей (особенно населения) в сфере теплоснабжения. В рамках данной инициативы, по заказу Министерства топлива и энергетики Российской Федерации разработан новый метод разделения топливных затрат и затрат электроэнергии на собственные нужды станций между отпускаемой электроэнергией и теплом — пропорциональный метод (он же метод раздельного производства). Этот метод стал основным механизмом учета топливной составляющей в ценах (тарифах) на электрическую энергию, реализуемую на оптовом рынке электрической энергии и мощности, начиная с 1996 года.

В настоящей работе использованы данные субъектов электроэнергетики по показателям тепловой экономичности, рассчитанным с использованием пропорционального метода разделения затрат из-за наибольшей распространенности данного метода в энергокомпаниях, ввиду наличия обязательности его применения при формировании статистической отчетности.

Удельные расходы топлива на отпуск электрической и тепловой энергии по группам оборудования за 8 месяцев 2020 и 2021 годы представлены в таблице 8.1. Как видно из таблицы, удельный расход топлива на отпуск электрической энергии за 8 месяцев 2021 года превышает данный показатель предшествующего аналогичного периода на 2,3 г у.т./кВтч, что связано со снижением доли выработки электрической энергии по теплофикационному циклу на 0,53%.

Удельные расходы топлива на отпуск тепла за 8 месяцев 2021 года находятся на одном уровне с аналогичным периодом предшествующего года.

Таблица 8.1. Удельные расходы топлива на производство электрической и тепловой энергии по паросиловому оборудованию за 8 месяцев 2020 и 2021 гг.

Группа оборудования	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии по пропорциональному методу разделения топлива, г.у.т./кВт*ч				Удельный расход условного топлива на отпуск тепла по пропорциональному методу разделения топлива, кг у.т./Гкал			
	8 мес. 2021 г.	8 мес. 2020 г.	отклонение, г.у.т./кВт*ч	отклонение, %	8 мес. 2021 г.	8 мес. 2020 г.	отклонение, кг у.т./Гкал	отклонение, %
Итого по группам	345,6	343,3	2,3	100,7	148,6	148,6	-0,1	100,0
Блок 1200К	307,2	314,0	-6,7	97,9	-	-	-	-
Блоки 800К	314,1	312,0	2,1	100,7	170,6	171,6	-1,0	99,4
Блоки 600	330,8	334,3	-3,5	99,0	-	-	-	-
Блоки 500К	349,1	347,6	1,5	100,4	184,3	181,1	3,1	101,7
Блоки 300К	352,2	348,7	3,5	101,0	185,4	189,4	-4,0	97,9
Блоки 300-ЦКС	357,9	371,8	-13,9	96,3	-	-	-	-
Блоки 200К	360,1	355,8	4,4	101,2	198,3	192,4	6,0	103,1
Блоки 150К	386,5	388,8	-2,4	99,4	176,8	175,3	1,5	100,9
Блоки 300Т	331,5	334,6	-3,1	99,1	159,5	164,7	-5,2	96,8
Блоки 200Т	329,0	332,8	-3,8	98,9	152,2	152,7	-0,6	99,6
Блоки 150Т	412,6	399,6	12,9	103,2	172,3	171,2	1,1	100,6
Блоки 60К	459,3	451,3	8,0	101,8	-	-	-	-
КЭС-90	464,3	463,9	0,4	100,1	198,8	199,5	-0,7	99,7
ТЭЦ-240	287,1	276,0	11,1	104,0	138,8	133,9	4,9	103,7
ТЭЦ-130	333,1	325,7	7,4	102,3	144,7	145,3	-0,6	99,6
ТЭЦ-130ПП	291,8	287,0	4,8	101,7	138,5	139,8	-1,3	99,1
ТЭЦ-90	418,5	422,6	-4,1	99,0	158,3	157,2	1,1	100,7
Прочее паротурбинное оборудование	415,4	431,6	-16,2	96,2	162,6	167,6	-5,1	97,0

Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

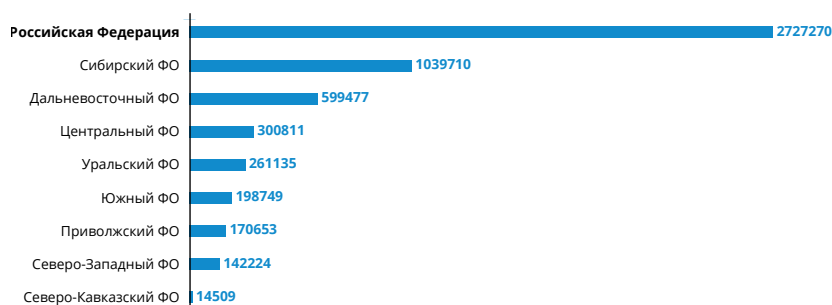
IX. Выбросы двуокиси углерода (CO₂)

В настоящей работе выполнена оценка потенциала снижения выбросов двуокиси углерода (CO₂) от полной реализации генерирующими компаниями резервов экономии топлива за счет ликвидации устранимых дефектов проекта, изготовления и монтажа оборудования, недостатков его эксплуатационного и ремонтного обслуживания. При этом под реализуемыми резервами понимается только перерасход топлива, т. е. РЭТ с положительным значением. Расчет выбросов двуокиси углерода выполнен на основании методических указаний, утвержденных Приказом Минприроды России № 300 от 30.06.2015 года «Об утверждении методических указаний и руководства по количественному определению объема выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в Российской Федерации».

На рисунке 9.1 отражен потенциал снижения выбросов двуокиси углерода от реализации РЭТ по федеральным округам и России в целом, а на рисунке 9.2 по субъектам РФ, за 8 месяцев 2021 года.

Рисунок 9.1. Потенциал снижения выбросов двуокиси углерода от полной реализации РЭТ за 8 месяцев 2021 г. по ФО

ТОНН



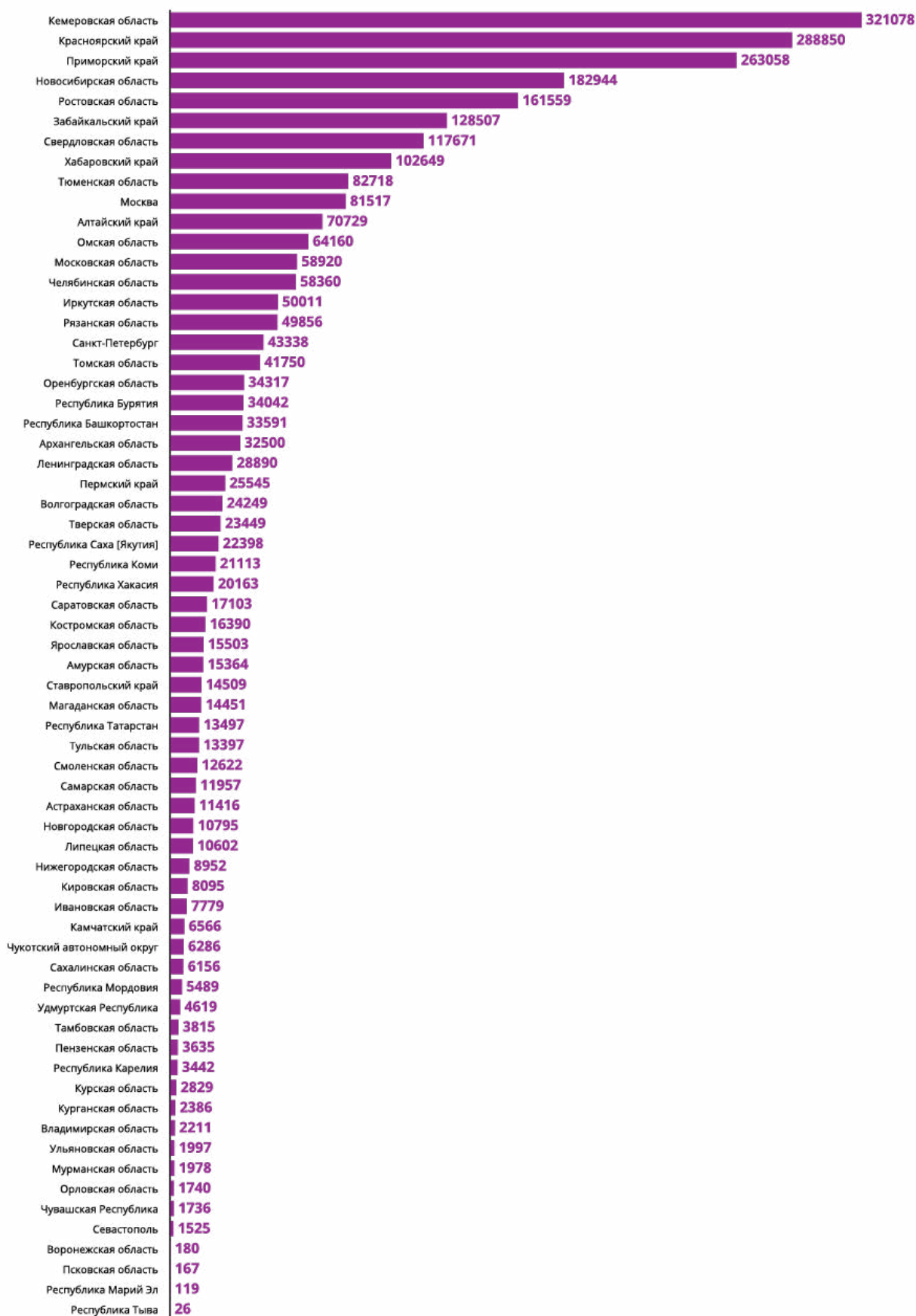
Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

На основании потенциала снижения выбросов двуокиси углерода от полной реализации РЭТ в количестве 2 722 тыс. тонн, полученных по результатам настоящей работы на основе данных 8 месяцев 2021 года, ожидаемый результат за 12 месяцев 2021 года увеличится примерно в полтора раза и составит более 4 млн. тонн, что составляет порядка 1 процента от годового количества выбросов двуокиси углерода топливно-энергетическим комплексом России.

Необходимо отметить, что структура потенциала сокращения объемов выбросов двуокиси углерода практически полностью повторяет структуру перерасходов топлива по федеральным округам, приведенную на рисунке 6.8. Исключением являются Южный и Приволжский федеральные округа, которые при схожих объемах перерасхода топлива обладают разными структурами топливного баланса. Доля твердого топлива в топливном балансе Южного федерального округа на 8% выше, чем в Приволжском федеральном округе, соответственно потенциал снижения выбросов двуокиси углерода также выше.

Рисунок 9.2. Потенциал снижения выбросов двуокси углерода от реализации РЭТ по субъектам РФ за 8 месяцев 2021 г.

ТОНН



Х. Основные проблемы действующей системы нормирования технико-экономических показателей электростанций в Российской Федерации

10.1. Контроль за ТЭП электростанций

Нормирование ТЭП электростанций на основе действующей методики РД-34.08.552–95 является единственным официальным подходом определения резервов экономии топлива по паросилово-му оборудованию в России. За последние четверть века назрели вопросы, требующие безотлагательного решения. В связи с задачами по декарбонизации Российской экономики и достижению уровня углеродной нейтральности до 2060 года, поставленными Энергетической стратегией России до 2035 года и Стратегией социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года, — вопросы нормирования ТЭП становятся еще более актуальными, поскольку реализация резервов подразумевает сокращение потребления топлива на производство энергии и снижение выбросов парниковых газов в окружающую среду.

Действующий механизм нормирования ТЭП электростанций основан на принципе самоконтроля субъектов электроэнергетики — владельцев электростанций, стремящихся минимизировать топливные издержки при производстве энергии. Качество нормирования ТЭП электростанций субъектами электроэнергетики — владельцами электростанций органами исполнительной власти Российской Федерации контролируется частично.

Анализ РЭТ за 2020 и 2021 годы показал, что существующий механизм самоконтроля при нормировании ТЭП и реализации РЭТ субъектами электроэнергетики сдерживает рост перерасходов топлива, но вместе с тем растет объем мнимой экономии топлива. В частности, доля перерасхода топлива по паросиловому оборудованию в целом по России в 2020 и 2021 годах составляет менее одного процента от объема сожженного топлива на производство электроэнергии и тепла (0,97% за 2020 и 2021 годы), в свою очередь доля экономии в 2021 году, относительно 2020 года увеличилась на 0,11%.

Между федеральными округами доля перерасхода топлива существенно различается (рисунок 6.9), что указывает на различный уровень эксплуатационно-ремонтного обслуживания, различные условия работы котлотурбинного оборудования и состояния НТД по ТИ. Подобная картина наблюдается и на уровне субъектов РФ (рисунок 6.7). Тем не менее, существенного улучшения по составляющим РЭТ в части снижения перерасходов и экономии топлива не наблюдается (рисунок 10.1). Указанный факт свидетельствует о необходимости разработки со стороны федеральных органов исполнительной власти стимулирующих мер по усилению контроля субъектами электроэнергетики за ТЭП электростанций и реализацией резервов.

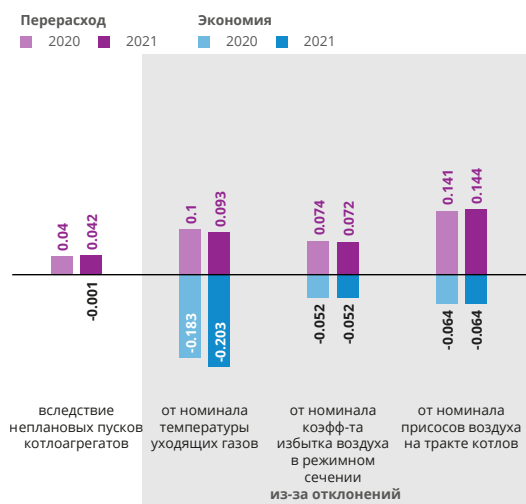
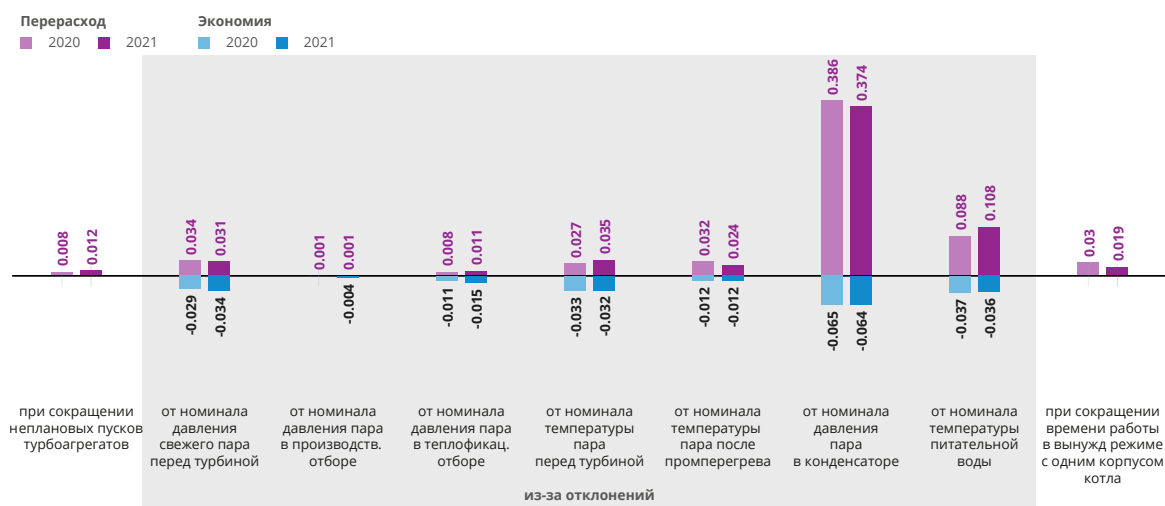
Стоит отметить, что на практике полная реализация резервов довольно сложная и трудновыполнимая задача. Сложность заключается в целом комплексе проблем, включая, но не ограничиваясь:

- постоянный износ оборудования при его эксплуатации;
- нецелесообразность отключения оборудования в ремонт при его работе на оптовом рынке (включая вынужденный режим);
- ошибки при оценке сроков окупаемости мероприятий по устранению дефектов, влияющих на ТЭП и т. д.

Таким образом, прогнозировать полную реализацию резервов не представляется возможным. Тем не менее, потенциал для частичной реализации РЭТ субъектами электроэнергетики все же присутствует. В частности, при разработке со стороны федеральных органов исполнительной власти стимулирующих мер по усилению контроля субъектами электроэнергетики за ТЭП электростанций и реализацией резервов в первую очередь необходимо обратить внимание на параметры, наиболее существенно влияющие на экономичность работы оборудования. К этим параметрам относятся: температура питательной воды, давление пара в конденсаторе, температура уходящих газов и присосы в ГВТ.

Рисунок 10.1. Структура РЭТ по показателям за 8 месяцев 2020-2021 гг. по Российской Федерации

% от сожженного топлива



Источник: ФГБУ «РЭА» Минэнерго России

До настоящего времени столь масштабная работа по оценке резервов экономии топлива, основанная на технических отчетах субъектов электроэнергетики не проводилась. В отсутствие динамики на шестилетнем периоде (максимальный период между капитальными ремонтами котлотурбинного оборудования) анализ изменения РЭТ не открывает возможности для точного прогнозирования потенциала снижения резервов, поскольку не дает полноценного представления о степени реализации РЭТ субъектами электроэнергетики, так как основной объем дефектов, оказывающих влияние на ТЭП турбин и котлов, устраняется в период длительных ремонтов (капитальных и средних). Кроме того, отсутствует контроль за качеством проведенных ремонтов оборудования в части устранения отклонений параметров работы оборудования от номинальных значений. Указанный факт усложняет прогнозирование потенциала реализации объемов РЭТ на долгосрочный период.

Для качественного прогнозирования реализации РЭТ необходимо:

- выполнение мониторинга тепловой экономичности электростанций на ежегодной основе (для формирования полноценных рядов данных об изменениях объемов РЭТ);
- разработка и ведение в ГИС ТЭК макета «ТЭП до и после ремонта», содержащего сведения об испытаниях оборудования до и после ремонта;
- разработка методики оценки тепловой экономичности ПГУ и ГТУ;
- доработка Отчета, предоставляемого респондентами, в соответствии с разработанной методикой, подготовка инструкции по его заполнению;
- разработка новых положений по контролю за ТЭП со стороны органов исполнительной власти Российской Федерации с учетом задач по декарбонизации Российской экономики и достижению уровня углеродной нейтральности до 2050 года;
- разработка стимулирующих мер для энергокомпаний по реализации РЭТ;
- формирование комиссии по утверждению НТД по ТИ с участием представителей Минэнерго России.

10.2. Нормирование ТЭП парогазового и газотурбинного оборудования

До настоящего времени не разработана полноценная методика составления отчета о тепловой экономичности парогазовых и газотурбинных установок.

На текущий момент оценка тепловой экономичности ПГУ и ГТУ по действующей РД-34.08.552–95 принимает крайне упрощенный вид и сводится к определению изменения итоговых показателей — удельных расходов топлива или расхода электроэнергии на собственные нужды. При этом резервы экономии топлива по этим группам оборудования не определяются. В нормативном поле отсутствует единый подход к оценке РЭТ по парогазовому и газотурбинному оборудованию, в связи с чем, Отчет необходимо дополнить показателями параметров работы оборудования и резервами экономии топлива газовых турбин и котлов-утилизаторов, например:

- разрежение воздуха перед компрессором ГТУ,
- избыточное давление газов за ГТУ,
- КПД «брутто» ГТУ,
- расход пара СД на ПТ,
- расход пара НД на ПТ,
- температура свежего пара у паровой турбины СД и НД,
- удельный расход тепла «нетто» на выработку электроэнергии ПГУ.