

## Выручка Группы по итогам 2023 г. составила 106 103 млн рублей, что выше факта прошлого года на 16 909 млн рублей или 19,0%, в т.ч.:

- увеличение выручки от услуг по передаче электроэнергии на 13 705 млн рублей обусловлено ростом ставок единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии (мощности), а также увеличением в 2023 г. объема полезного отпуска электроэнергии относительно аналогичного периода прошлого года
- рост выручки от реализации услуг по технологическому присоединению к энергосети на 1 027 млн рублей обусловлено разным перечнем заявителей и структурой заключенных договоров в каждом году
- увеличение выручки от продажи электроэнергии на 3 563 млн рублей обусловлено ростом тарифа и объемов электропотребления контрагентами
- рост прочей выручки на 241 млн рублей в результате развития деятельности и заключения дополнительных договоров

Показатель Чистый долг/ЕБИТДА по состоянию на 31.12.2023 ниже, чем по состоянию на 31.12.2022 в связи с ростом показателя ЕБИТДА. Коэффициент текущей ликвидности по состоянию на 31.12.2023 выше, чем по состоянию на 31.12.2022, что связано со снижением объема краткосрочных обязательств на 31.12.2023. Показатель финансового рычага по состоянию на 31.12.2023 ниже, чем по состоянию на 31.12.2022 в связи с ростом объема капитала. Доля долгосрочных заемных средств по состоянию на 31.12.2023 выше, чем по состоянию на 31.12.2022, что связано с ростом объема долгосрочных кредитов и займов при незначительном увеличении объема долга. Чистый денежный поток в 2023 году положительный. Величина чистого денежного потока за 2023 год выше, чем за 2022 год, что связано с ростом чистого денежного потока по операционной деятельности.

Операционные расходы за 2023 г. составили 93 202 млн рублей, что выше уровня 2022 г. на 8 499 млн рублей. Основными причинами отклонения являются рост затрат на услуги по передаче электроэнергии, на компенсацию потерь, расходов на покупную электроэнергию для реализации, расходов на персонал. По статье «Резерв под ожидаемые кредитные убытки (начисление / восстановление)» в 2023 г. начислен доход в сумме 166 млн рублей в результате восстановления резервов по сомнительным долгам в связи с оплатой задолженности. Чистые прочие доходы в 2023 г. составили 1 419 млн рублей, что выше прошлого года на 435 млн рублей. В состав прочих операционных доходов входят доходы от бездоговорного потребления электроэнергии, доходы от компенсации потерь в связи с выбытием/ликвидацией электросетевого имущества, доходы в виде штрафов, пени и неустоек по хозяйственным договорам, списание кредиторской задолженности, доходы от возмещения по страховым случаям.

По итогам 2023 г. чистая прибыль Группы составила 11 855 млн рублей, что на 7 579 млн рублей выше уровня 2022 г. Увеличение чистой прибыли обусловлено положительной динамикой роста операционной прибыли в результате увеличения выручки от передачи электроэнергии и прочих доходов. Показатель ЕБИТДА за 2023 год рассчитан с учетом оборота по прекращенной деятельности и составил 24 703 млн рублей, что выше 2022 г. на 8 770 млн рублей. Наибольшее влияние на рост показателя повлияло опережающее увеличение выручки над операционными расходами, получение дополнительных прочих доходов.

Показатель	2021	2022	2023	2023/ 2022, %
Чистый долг/ЕБИТДА*	1,14	1,25	0,82	-34%
Коэффициент текущей ликвидности*	0,49	0,48	0,77	60%
Финансовый рычаг*	0,92	1,05	0,88	-16%
Доля долгосрочных заемных средств*	0,60	0,58	0,94	62%
Чистый денежный поток*, млн руб.	2 116	1 661	2 390	44%

\* Расчет показателей производится на основании консолидированной финансовой отчетности по МСФО. Показатели за 2022 и 2023 гг. представлены с учетом прекращенной деятельности для приведения в сопоставимую величину на основании данных, содержащихся в финансовой отчетности по МСФО.

## ТАРИФНАЯ ПОЛИТИКА

### Тарифы на услуги по передаче электроэнергии

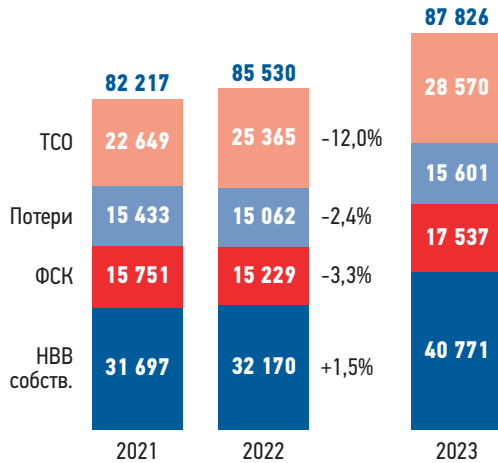
Пермэнерго	ИНДЕКС	5 лет (2023-2027 гг.)
Свердловэнерго	РАВ	13 лет (2011-2023 гг.)
Челябэнерго	ИНДЕКС	5 лет (2023-2027 гг.)

В 2023 году регулирующие органы по отношению к Свердловэнерго применяли метод доходности инвестированного капитала (РАВ), по отношению к Пермэнерго и Челябэнерго — метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки (ИНДЕКС)

Единые (котловые) тарифы формируются с учетом затрат всех сетевых организаций на территории субъекта Российской Федерации и устанавливаются ежегодно на предстоящий год долгосрочного периода регулирования. Так же в соответствии с действующим законодательством в области государственного регулирования тарифов необходимая валовая выручка ежегодно подлежит корректировке с учетом отклонения фактических и плановых параметров расчета, а также с учетом исполнения утвержденной инвестиционной программы и достижения показателей надежности и качества оказываемых услуг. Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2023 г. утверждены тарифными решениями регулирующих органов субъектов Российской Федерации<sup>13-15</sup>.

Ставки единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии установлены регулируемыми органами на 2023 г. с превышением относительно максимальных уровней тарифов, утвержденных ФАС России.

### Динамика структуры НВВ по передаче электрической энергии ПАО «Россети Урал», млн руб.



Примечание: информация указана в соответствии с тарифной моделью на 2021-2023 гг., учтенной органами регулирования при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2021-2023 гг.



### Основные факторы изменения «котловой» необходимой валовой выручки в 2023 г., млн руб.

Филиал	2021	2022	2023	2023/2022, %	Пояснения по изменению 2023/2022
<b>Пермэнерго</b>					
НВВ по передаче электрической энергии, утвержденная в рамках тарифно-балансовых решений, в т.ч.:	22 738	23 351	27 225	116,59%	Рост единых (котловых) тарифов
· НВВ собственная	10 544	10 713	13 675	127,65%	
· Услуги ЕНЭС	3 376	3 521	3 835	108,92%	Рост тарифов ЕНЭС
· Расходы на покупку потерь электрической энергии	5 164	5 224	4 476	85,68%	Рост цены покупки потерь электрической энергии
· Затраты на услуги ТСО (в соответствии с действующей договорной схемой)	3 654	3 893	5 239	134,57%	Рост индивидуальных тарифов сетевых организаций региона
<b>Свердловэнерго</b>					
НВВ по передаче электрической энергии, утвержденная в рамках тарифно-балансовых решений, в т.ч.:	39 332	40 027	48 050	120,04%	Рост единых (котловых) тарифов
· НВВ собственная	11 868	11 923	16 229	136,12%	
· Услуги ЕНЭС	7 833	7 869	9 282	117,96%	Снижение величины заявленной мощности услуг ЕНЭС
· Расходы на покупку потерь электрической энергии	5 214	5 189	6 088	117,33%	Снижение прогнозируемого отпуска электрической энергии в сеть
· Затраты на услуги ТСО (в соответствии с действующей договорной схемой)	14 417	15 046	16 451	109,34%	Рост индивидуальных тарифов сетевых организаций региона
<b>Челябэнерго</b>					
НВВ по передаче электрической энергии, утвержденная в рамках тарифно-балансовых решений, в т.ч.:	23 460	24 448	27 204	111,27%	Рост единых (котловых) тарифов
· НВВ собственная	9 285	9 534	10 867	113,98%	
· Услуги ЕНЭС	4 542	3 839	4 420	115,13%	Снижение величины заявленной мощности услуг ЕНЭС
· Расходы на покупку потерь электрической энергии	5 055	4 649	5 037	108,35%	
· Затраты на услуги ТСО (в соответствии с действующей договорной схемой)	4 578	6 426	6 880	107,07%	Создание новой ТСО на территории Челябинской области АО «ЕЭСК» на имуществе ООО «АЭС Инвест» (передано от филиала «Челябэнерго» в целях сохранения нормативных потерь з/э внутри котла Челябинской области)

### Анализ изменений среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии в разрезе филиалов (с учетом полезного отпуска электрической энергии на генераторном уровне напряжения), руб./кВт·ч

Филиал	2021	2022	2023
Пермэнерго	1,482	1,522	1,774
Свердловэнерго	1,402	1,449	1,772
Челябэнерго	1,516	1,559	1,742
<b>Итого по ПАО «Россети Урал»</b>	<b>1,453</b>	<b>1,497</b>	<b>1,765</b>
Рост, %	3,6%	3,1%	17,9%

Примечание: информация указана в соответствии с тарифной моделью на 2021-2023 гг., учтенной органами регулирования при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2021-2023 гг.

## Плата за технологическое присоединение

В соответствии с Методическими указаниями<sup>16</sup> на 2023 г. для филиалов ПАО «Россети Урал» регулирующими органами Пермского края, Свердловской и Челябинской областей утверждены стандартизированные тарифные ставки, льготные ставки на ТП за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности для заявителей, а также формулы платы за технологическое присоединение. Ставки платы за ТП на 2023 г. утверждены регулирующими органами субъектов Российской Федерации<sup>17-21</sup>.

В таблице справа приведен размер ставок для физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), присоединяемых к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже, при условии, что расстояние от границ участка заявителя до ближайшего объекта электрической сети необходимого заявителю класса напряжения сетевой организации, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности и объектов микрогенерации.

Регион	Размер ставки, руб./кВт, с НДС
Пермский край (с 01.01.2023)	3 192,00
Пермский край (с 01.06.2023)	7 000,00
Свердловская область	7 000,00
Челябинская область	5 423,11

Кроме этого, плата за технологическое присоединение для отдельных социально незащищенных категорий граждан (малоимущих граждан, ветеранов, инвалидов и т.д.), при условии, что расстояние от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства сетевой организации на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже необходимого заявителю класса напряжения, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности, установлена за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности в размере 1 064 руб./кВт (с НДС).

В целом по ПАО «Россети Урал» увеличение средней стоимости ТП за единицу максимальной мощности в 2023 г. относительно 2022 г. обусловлено снижением присоединяемой мощности и ростом физических объемов строительства в расчете на единицу мощности, а также индексацией СТС на строительство электросетевых объектов. Основной причиной роста средней ставки на выполнение организационно-технических мероприятий в расчет на 1 договор ТП (ставка С1) является индексация ее составляющих.

Кроме того, регулирующими органами принимались решения об установлении платы к электрическим сетям ПАО «Россети Урал» по индивидуальному проекту, стоимость которых в соответствии с методическими указаниями так же рассчитывается с применением утвержденных СТС. Всего принято 11 постановлений об установлении платы по индивидуальному проекту на общую сумму 908 млн. руб.

## Показатели по тарифам на услуги по передаче электрической энергии и платы за технологическое присоединение (тарифная политика)

Показатель	2021	2022	2023	2023/2022, %
НВВ по передаче электрической энергии, утвержденная в рамках тарифно-балансовых решений, млн руб., в том числе:	85 530	87 826	102 479	116,68%
· НВВ собственная, млн руб.	31 697	32 170	40 771	126,74%
· Услуги ПАО «Россети», млн руб.	15 751	15 229	17 537	115,16%
· Расходы на покупку потерь электрической энергии, млн руб.	15 433	15 062	15 601	103,58%
· Затраты на услуги ТСО (в соответствии с действующей договорной схемой), млн руб.	22 649	25 365	28 570	112,64%
Котловой полезный отпуск электрической энергии, млн кВт·ч	58 868	58 660	58 072	99,00%
Средний тариф на услуги по передаче электрической энергии в разрезе филиалов, руб./кВт·ч	1,453	1,497	1,765	117,87%
Средняя ставка платы за ТП на единицу мощности, руб./кВт	3 362	4 230	5 608	132,57%

## Стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пунктах 16 а и в Методических указаний ФАС России, руб. за одно присоединение

Филиал	2021	2022	2023	2023/2022, %
<b>Пермэнерго</b>				
Для случаев, предусмотренных абз. 6 пункта 24 Методических указаний ФАС России	20 230,00	8 384,00	9 097,00	108,5%
Для случаев, не предусмотренных абз. 6 пункта 24 Методических указаний ФАС России		8 694,00	9 494,00	109,2%
<b>Свердловэнерго</b>				
Для случаев, предусмотренных абз. 6 пункта 24 Методических указаний ФАС России	15 434,00	11 519,00	13 255,00	115,1%
Для случаев, не предусмотренных абз. 6 пункта 24 Методических указаний ФАС России		17 843,00	20 715,00	116,1%
<b>Челябэнерго</b>				
Для случаев, предусмотренных абз. 6 пункта 24 Методических указаний ФАС России	13 164,35	13 895,86	14 729,61	106,0%
Для случаев, не предусмотренных абз. 6 пункта 24 Методических указаний ФАС России		13 730,42	14 554,24	106,0%