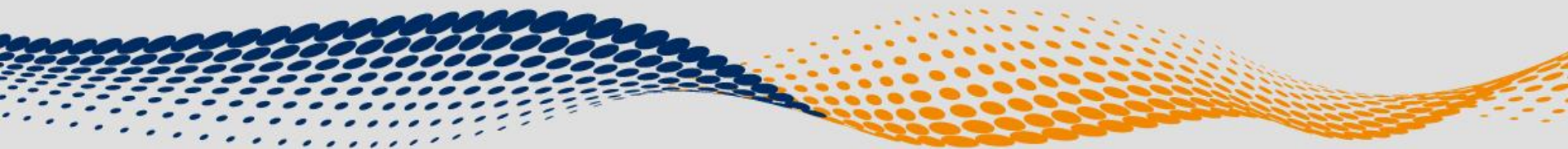




Консолидированные финансовые и производственные результаты деятельности Группы «Интер РАО» за 2017 год

26 февраля 2018 года



Основные факторы, определившие финансовые и операционные результаты Группы

1

ГЕНЕРАЦИЯ В РФ:

- Ввод в эксплуатацию 1 470 МВт новой и модернизированной генерирующей мощности в рамках договоров о предоставлении мощности (ДПМ);
- Вывод из эксплуатации 1 271 МВт устаревшей неэффективной мощности;
- Рост платы за мощность по договорам о предоставлении мощности (ДПМ) в среднем на 0.5% г-к-г вследствие уточнения механизма расчёта Крsv, индексации величины эксплуатационных расходов на индекс потребительских цен и начала оплаты дельты ДПМ по ряду объектов;
- Рост цен на мощность, реализуемую в сегменте конкурентного отбора мощности (КОМ), на 22.6% г-к-г;
- Неблагоприятная ценовая конъюнктура на рынке на сутки вперёд (PCB): в первой ценовой зоне снижение цен на электроэнергию на 2.2% и незначительный рост цен на электроэнергию во второй ценовой зоне на 0.1% г-к-г;
- Рост среднееотпускных тарифов на тепловую энергию для конечных потребителей по российским активам Группы на 4.5% г-к-г.

2

СБЫТ В РФ:

- Рост среднееотпускных цен для конечных потребителей за счёт роста регулируемых и нерегулируемых составляющих предельной цены;
- Расширение регионов присутствия и абонентской базы по гарантирующим поставщикам и нерегулируемым сбытовым компаниям Группы;
- Активное развитие сегмента дополнительных сервисов.

3

ТРЕЙДИНГ:

- Снижение объёма экспортных поставок электроэнергии в Белоруссию на 14.1%, в Финляндию - на 4.6% при увеличении поставок в Литву на 3.7%, а также увеличение импорта электроэнергии из Казахстана в 2.1 раза г-к-г;
- Укрепление среднего курса национальной валюты РФ по отношению к основным валютам экспортных контрактов на поставку электроэнергии: к доллару США - на 12.9% и к евро – на 11.2% г-к-г.

4

ЗАРУБЕЖНЫЕ АКТИВЫ:

- Завершение сделки по продаже акций ЗАО «Электрические сети Армении» и ОАО «Разданская ТЭС» в декабре 2016 года;
- Реализация 100% долей в ООО «Мтквари энергетика» в пользу консорциума международных инвесторов в июне 2016 года;
- Реклассификация 50%-ной доли участия в совместном предприятии АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» в состав активов, классифицируемых, как предназначенные для продажи.



**ИНТЕР
РАО ЕЭС**

энергия без границ



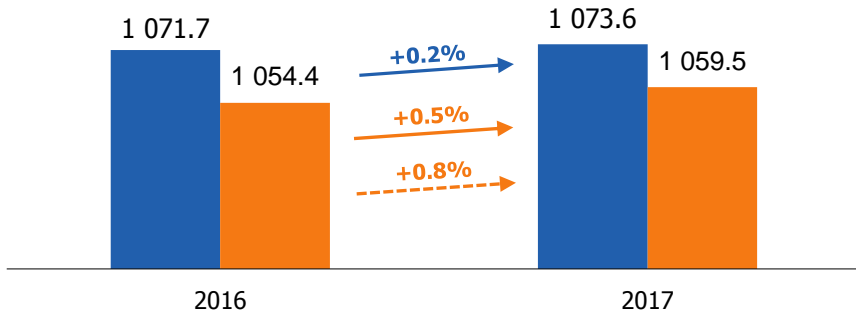
I. Результаты операционной деятельности



Условия функционирования рынка электроэнергии РФ в 2017 г.

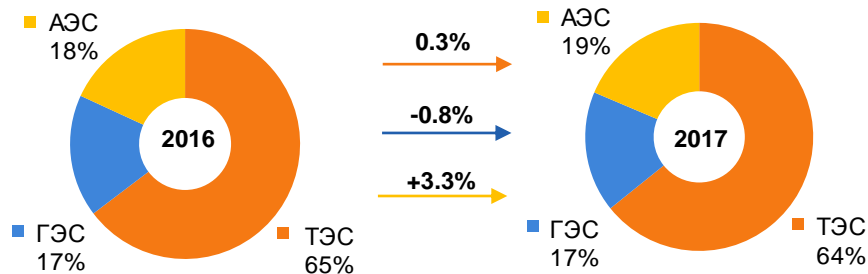
Динамика производства и потребления э/э в РФ⁽¹⁾

ТВт*ч



■ Выработка э/э - - - - - Динамика потребления э/э без учета влияния дополнительного дня високосного года
 ■ Потребление э/э

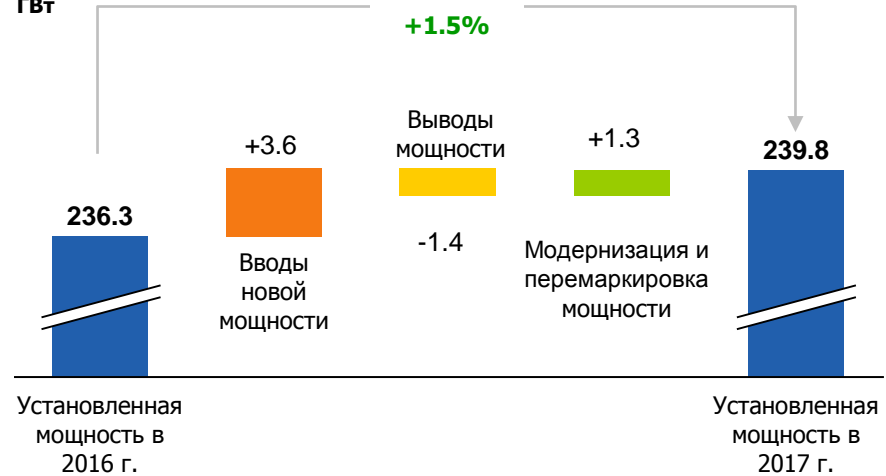
Динамика распределения нагрузки на электростанциях РФ⁽²⁾



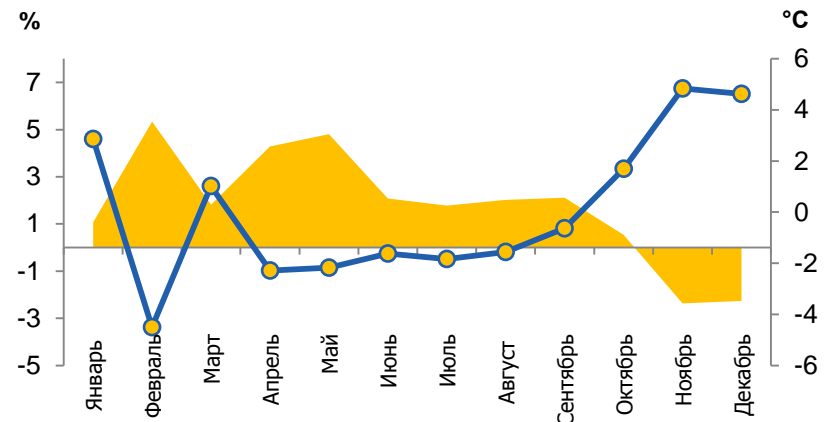
→ Изменение в структуре производства э/э по типам электростанций

Вводы и выходы генерирующих мощностей в ЕЭС России⁽¹⁾

ГВт



Влияние температурного фактора⁽¹⁾



■ Относительная величина изменения объема потребления э/э в % от 2016 г.
 —●— Отклонение среднемесячной температуры наружного воздуха (°C) от 2016 г.

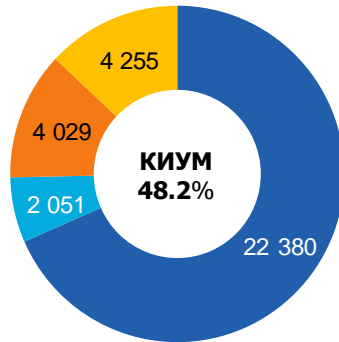
(1) По данным «СО ЕЭС»

(2) По данным Госкомстата по всей РФ

Производство электроэнергии и тепла

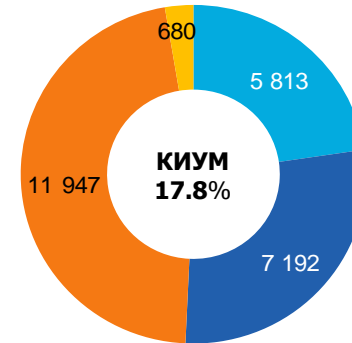
Установленная электрическая мощность

Всего: 32 715 МВт



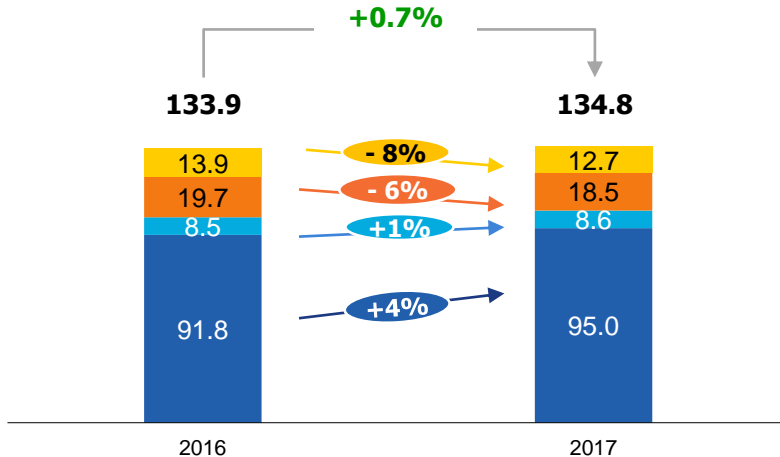
Установленная тепловая мощность

Всего: 25 632 Гкал/час



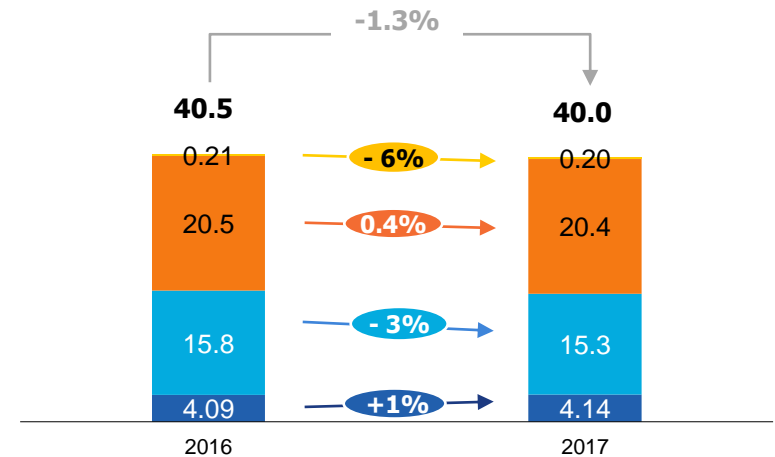
Динамика выработки электроэнергии

ТВт*ч



Динамика отпуска теплоэнергии с коллекторов

млн Гкал



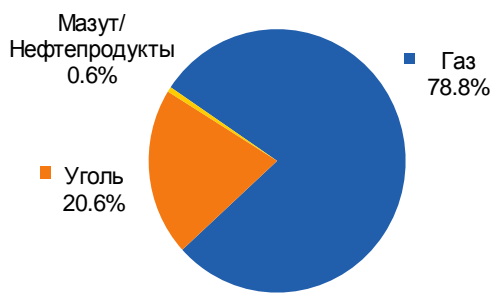
■ Группа «Интер РАО – Электрогенерация» ■ Группа «ТГК-11» и Группа «Томская генерация» ■ Группа «БГК» ■ Зарубежная генерация

— #% — Динамика выработки электроэнергии/отпуска теплоэнергии с коллекторов

Увеличение выработки электроэнергии вследствие работы эффективного нового генерирующего оборудования Группы «Интер РАО»

Оптимизация расходов на топливо в 2017

Топливный баланс



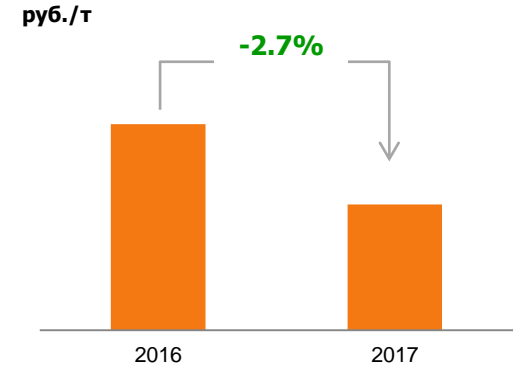
Потребление газа по Группе «Интер РАО»: 30.0 млрд куб. м.

Потребление угля по Группе «Интер РАО»: 15.9 млн тонн

Эффективное взаимодействие с поставщиками газа

- Начиная с 1 января 2016 года Группа «Интер РАО» закупает природный газ преимущественно у независимого поставщика – ПАО «НК «Роснефть» с дисконтом к регулируемой цене для промышленных потребителей

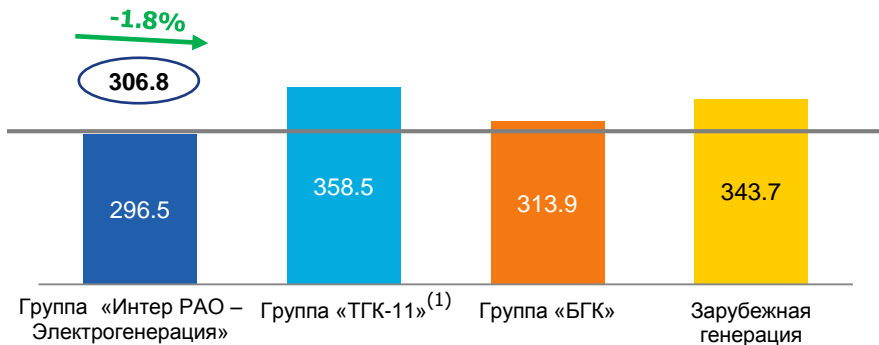
Снижение закупочных цен на уголь*



* По Российским активам Группы «Интер РАО»

Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии

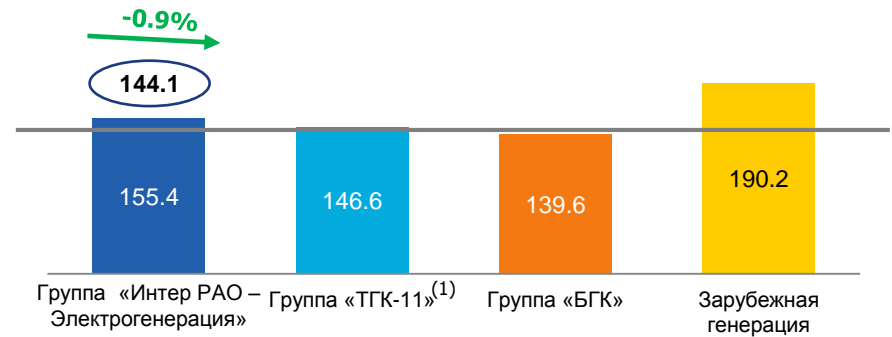
г/кВт*ч



- УРУТ на отпуск электроэнергии по Группе «Интер РАО»

Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты

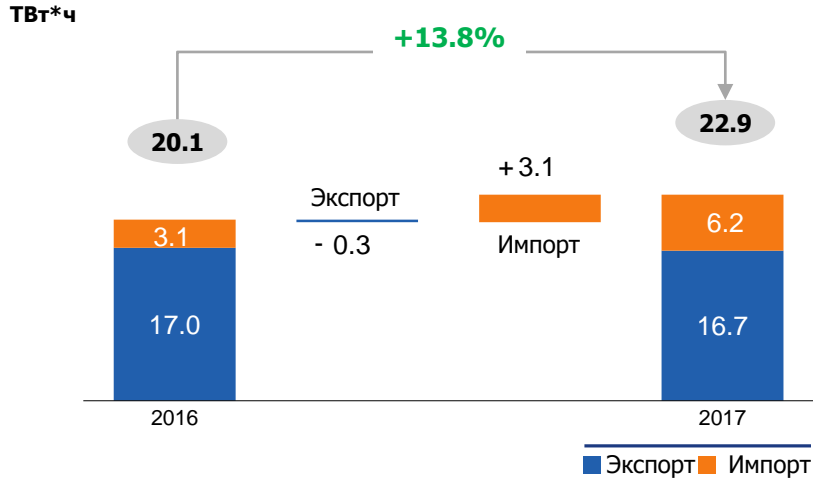
кг/Гкал



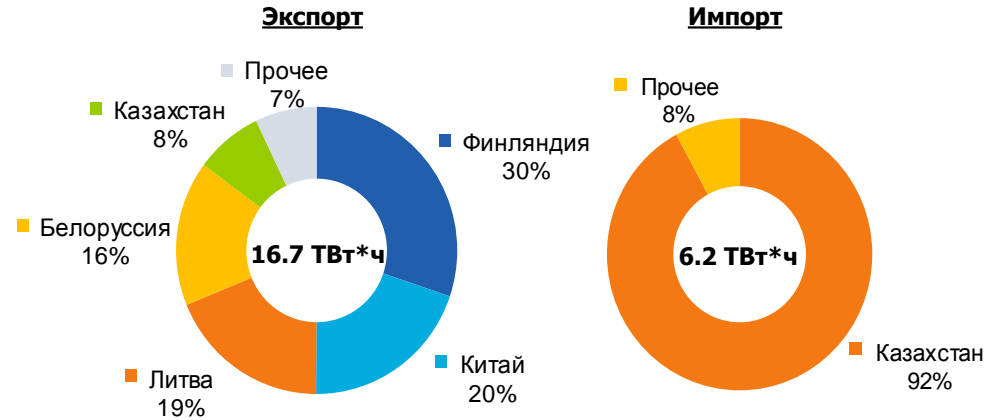
- УРУТ на отпуск теплоты по Группе «Интер РАО»

(1) Группа «ТГК-11» включает АО «ТГК-11», АО «Омск РТС», АО «Томская генерация», АО «Томск РТС»

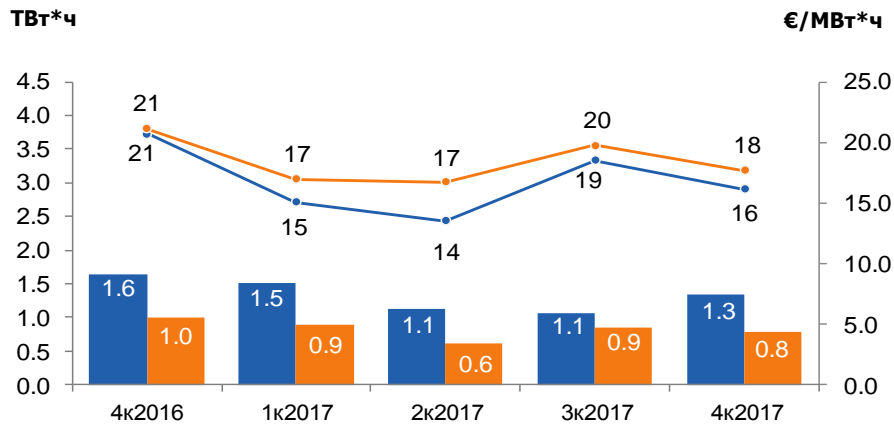
Объемы экспортно-импортных операций



Структура экспорта/импорта за 2017

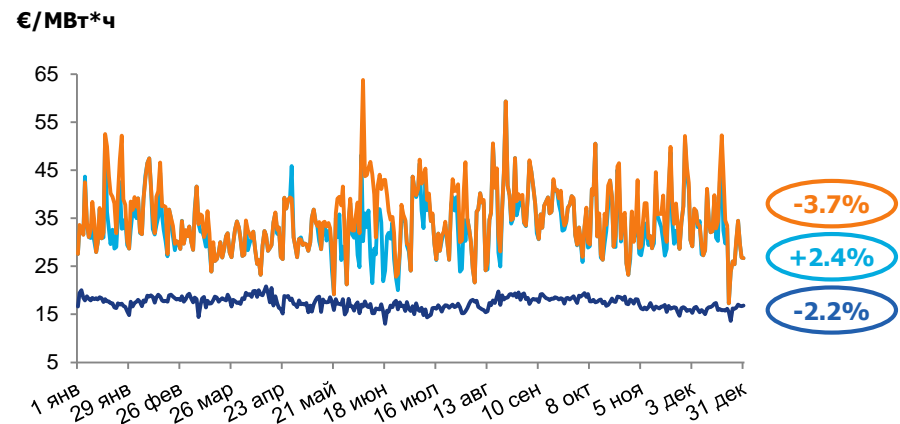


Динамика экспорта электроэнергии и ценовой спрэд



- Спрэд цен на э/э в РФ (Европа и Урал) и Финляндии (правая ось)
- Спрэд цен на э/э в РФ (Европа и Урал) и Литве (правая ось)
- Объем экспорта в Финляндию ■ Объем экспорта в Литву

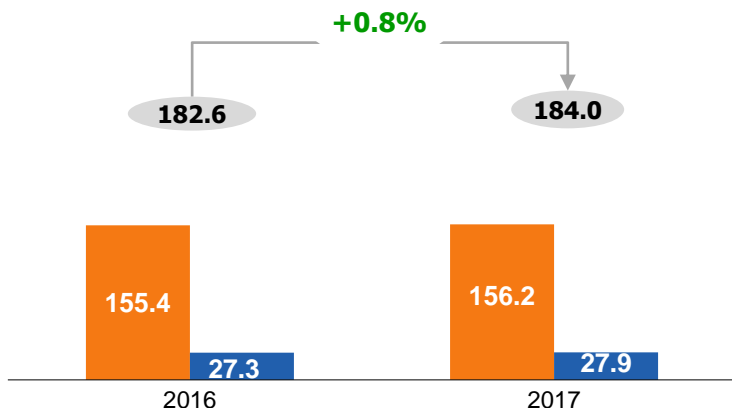
Динамика спотовых цен на электроэнергию



- РФ(Европа и Урал) ■ Финляндия(Nord Pool Spot) ■ Литва(Nord Pool Spot)
- Ⓢ Динамика спотовых цен год к году

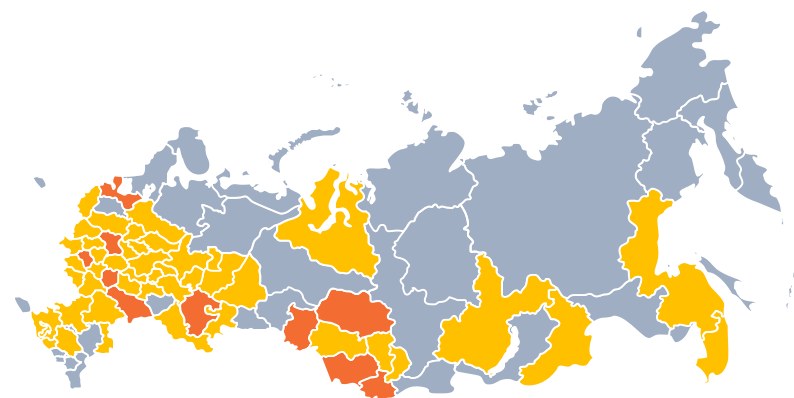
Объем полезного отпуска электроэнергии⁽¹⁾

ТВт*ч



■ Гарантирующие поставщики ■ Независимые сбытовые компании

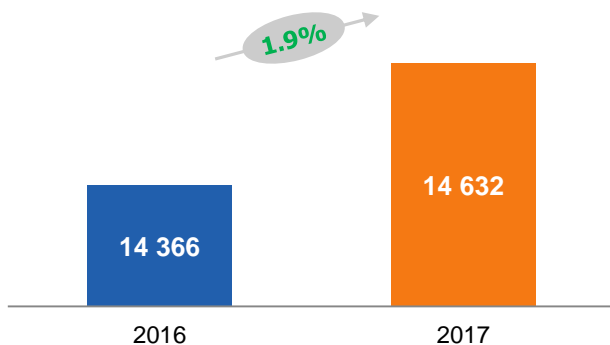
География присутствия сбытового бизнеса



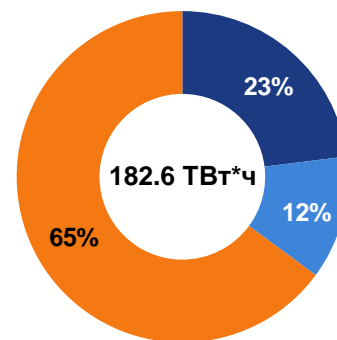
■ Гарантирующие поставщики
■ Независимые сбытовые компании

Размер клиентской базы⁽¹⁾

тыс. абонентов



Структура реализации электроэнергии на розничном рынке



■ Население и приравненные к нему категории потребителей
■ Прочие потребители ■ Компенсация потерь

(1) Данные представлены с учетом ООО «ЭСКБ» за 2016 год



**ИНТЕР
РАО ЕЭС**

энергия без границ



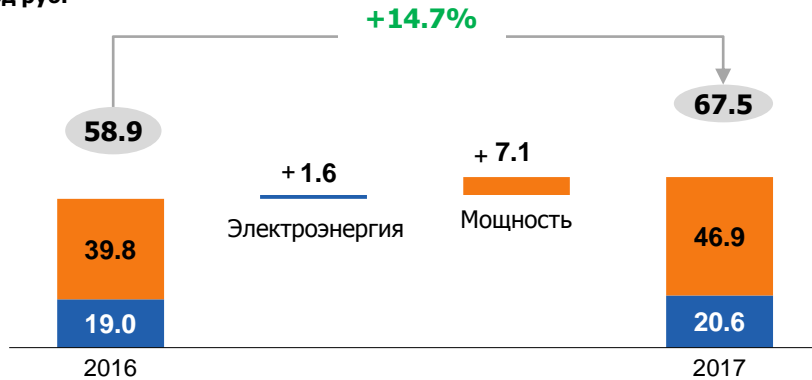
II. Повышение операционной эффективности



Повышение операционной эффективности электрогенерирующего бизнеса⁽¹⁾

Увеличение выручки по объектам ДПМ⁽²⁾

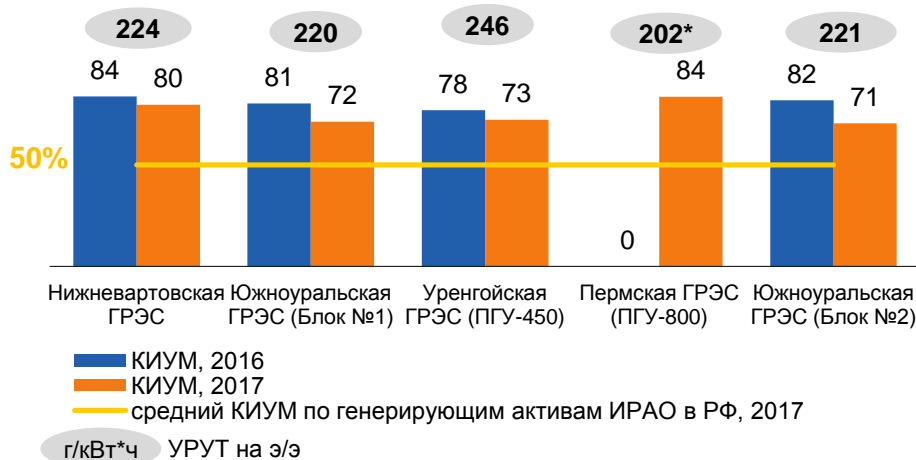
млрд руб.



(1) Включает АО «Интер РАО - Электрогенерация» и ЗАО «Нижневартовская ГРЭС»
 (2) На слайде представлена выручка по объектам ДПМ, сальдированная по значению продажи и покупки электроэнергии и мощности

Загрузка новых высокорентабельных энергоблоков (ДПМ)

МВт

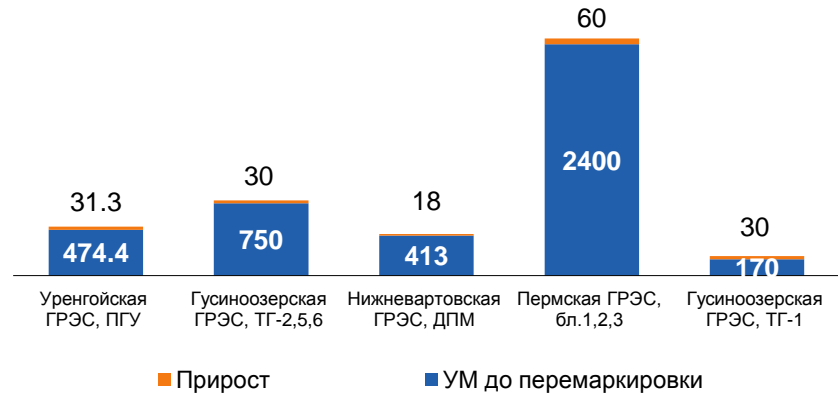


*с учетом отнесения части затрат на топливо в период ПНР на инвестиционные затраты

Основные перемаркировки оборудования в 2016-2017

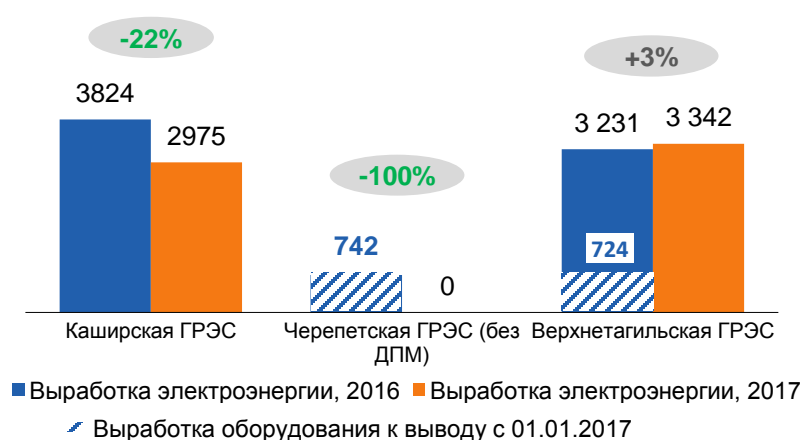
МВт

Эффект от переаттестаций установленной мощности **431 млн рублей**
 Прирост по итогам переаттестации: **173.8 МВт**



Оптимизация загрузки низкорентабельной генерации

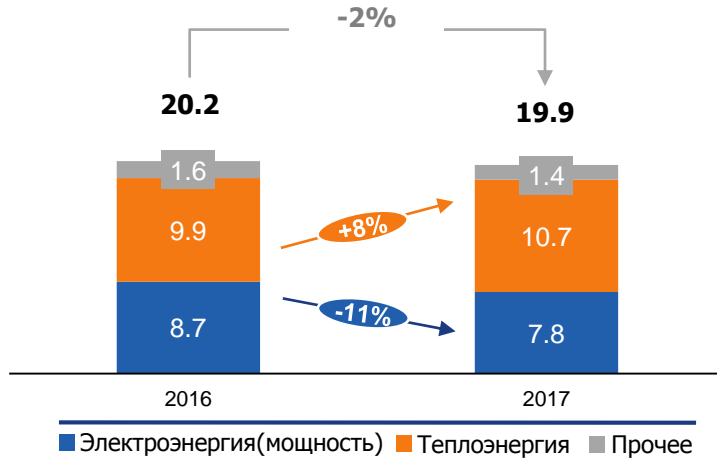
млн кВт*ч



Повышение операционной эффективности теплогенерирующего бизнеса

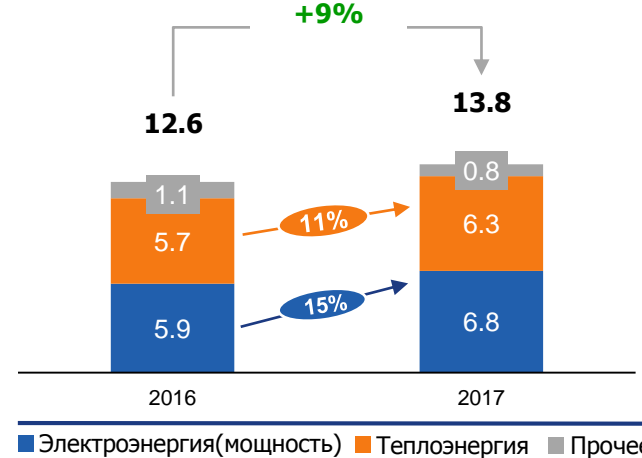
Динамика маржинальной прибыли Группы «БГК»

млрд рублей



Динамика маржинальной прибыли Группы «ТГК-11»*

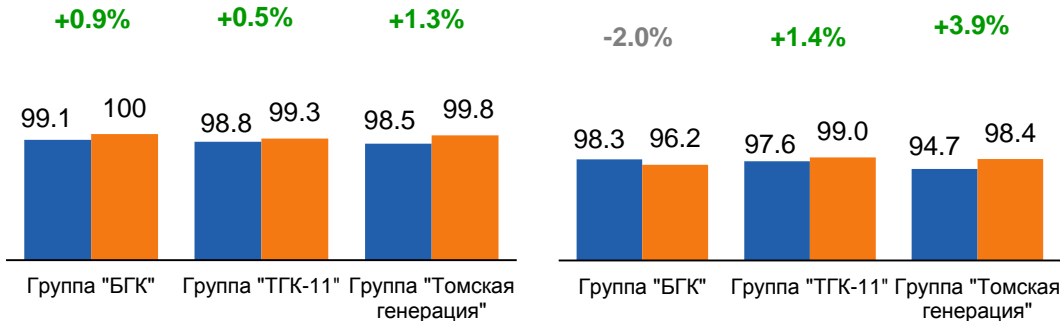
млрд рублей



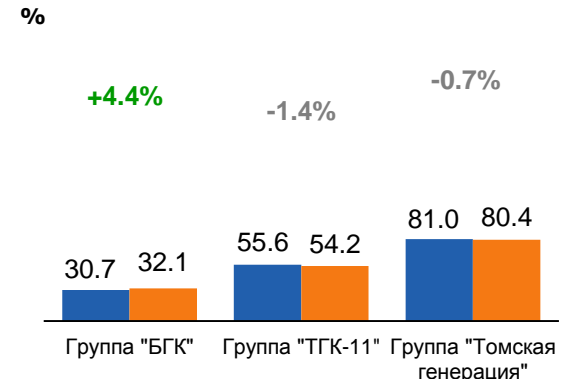
*Группа «ТГК-11» включает АО «ТГК-11», АО «Омск РТС», АО «Томская генерация», АО «Томск РТС»

Уровень собираемости платежей

% за электроэнергию % за теплоэнергию



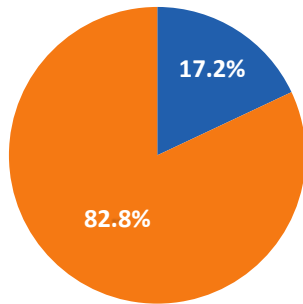
Выработка электроэнергии в теплофикационном режиме



■ 2016 ■ 2017

Повышение операционной эффективности электросбытового бизнеса

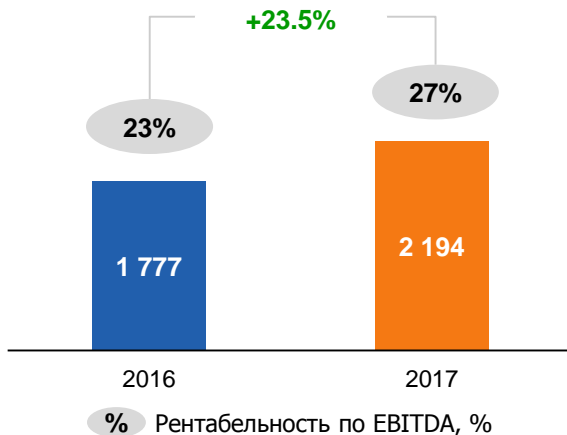
Доля на российском розничном рынке



■ Сбыты Группы «Интер РАО»
 ■ Другие сбытовые компании

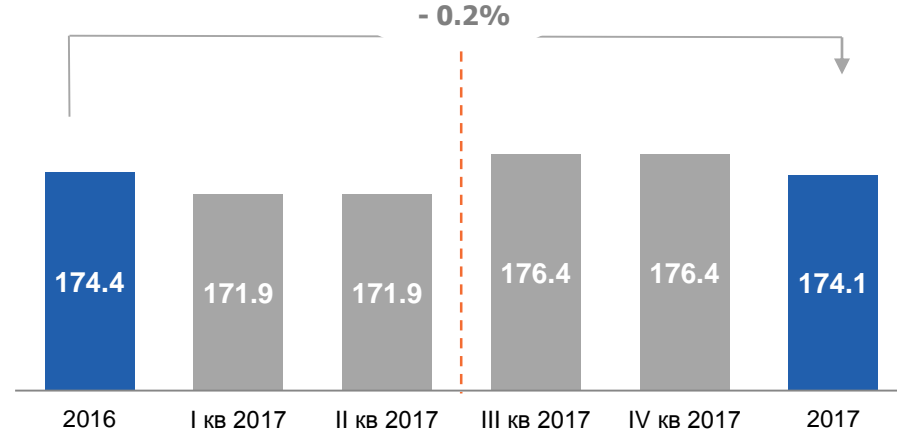
Маржинальная прибыль по ДПС

млн рублей



Динамика сбытовой надбавки гарантирующим поставщикам⁽¹⁾

Руб./МВт*ч

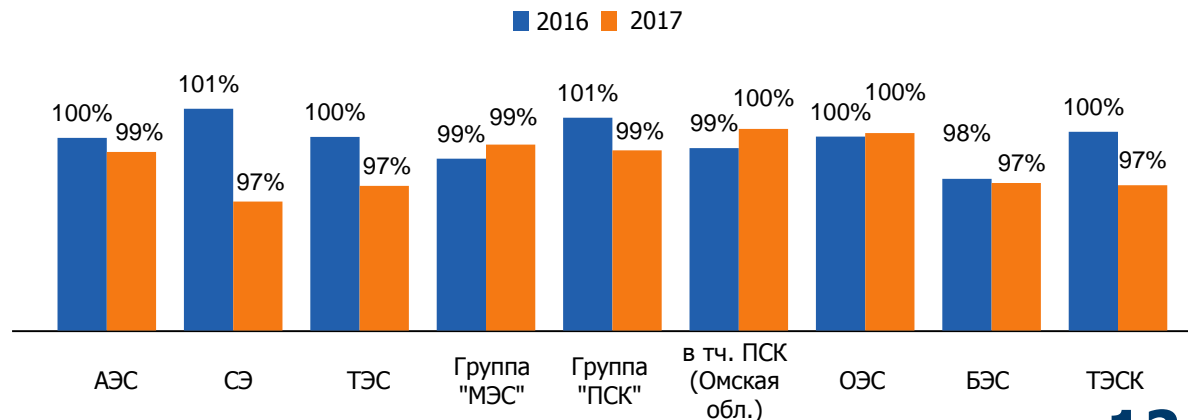


■ Сбытовая надбавка за год ■ Сбытовая надбавка по кварталам

⁽¹⁾ На основе средневзвешенных сбытовых надбавок по гарантирующим поставщикам Группы

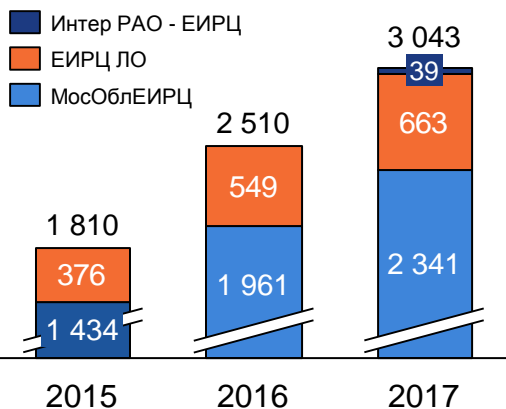
Уровень собираемости платежей по гарантирующим поставщикам

Средний уровень собираемости платежей за 2017 год составил 99,1%

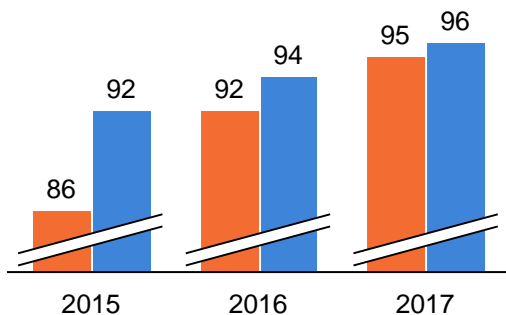




Рост клиентской базы, тыс. л/сч



Рост уровня оплаты ЖКУ, %



Предпосылки создания ЕИРЦ

- Нарастающие неплатежи в сфере ЖКУ Московской и Ленинградской областей
- Рост задолженности УК перед РСО и, как следствие, рост задолженности предприятий ЖКХ перед Гарантирующими поставщиками электроэнергии
- Регулярные банкротства управляющих компаний и предприятий ЖКХ
- Большое количество непрозрачных расчетных центров на уровне отдельных муниципалитетов

Цели создания ЕИРЦ

- Создание прозрачной системы расчетов за жилищно-коммунальные услуги в регионах
- Внедрение удобного и понятного для клиента Единого платежного документа (ЕПД)
- Создание удобной и современной системы обслуживания и информирования граждан
- Повышение платежной дисциплины граждан (системных неплательщиков)
- Снижение задолженности ресурсоснабжающих организаций за поставку ресурсов

Задачи развития на 2018 год

| | | |
|-----------|---|--|
| 01 | ЕДИНЫЙ ПЛАТЁЖНЫЙ ДОКУМЕНТ | ВКЛЮЧЕНИЕ В ЕПД ВСЕГО ПЕРЕЧНЯ КОММУНАЛЬНЫХ УСЛУГ |
| 02 | ОНЛАЙН-СЕРВИСЫ И ПЛАТЕЖИ | РАЗВИТИЕ ДИСТАНЦИОННЫХ И ОНЛАЙН СЕРВИСОВ ОБСЛУЖИВАНИЯ И ОПЛАТЫ |
| 03 | ВЫХОД НА САМООКУПАЕМОСТЬ | ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ, РАСШИРЕНИЕ ГЕОГРАФИИ ПРИСУТСТВИЯ |
| 04 | РАЗВИТИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ПЛАТНЫХ СЕРВИСОВ | РОСТ ПРОДАЖ ПЛАТНЫХ СЕРВИСОВ ПОТРЕБИТЕЛЯМ КОММУНАЛЬНЫХ УСЛУГ |



1

Электрогенерирующий бизнес

- Ввод в эксплуатацию объектов ДПМ на Затонской ТЭЦ;
- Оптимизация загрузки генерирующего оборудования в условиях снижения энергопотребления на низкомаржинальных станциях;
- Ввод в эксплуатацию объектов Калининградской генерации;
- Оптимизация ремонтной деятельности (проект «Ремонт») с целью оптимального распределения ресурсов для поддержания надежной работы оборудования;
- Реализация проекта «Бережливое производство» с целью повышения эффективности работы оборудования;
- Повышение эффективности теплового бизнеса.



2

Теплогенерирующий бизнес

- Продолжение мероприятий по снижению уровня потерь в тепловых сетях;
- Усиление претензионно-исковой работы с должниками на рынке тепла;
- Увеличение отпуска тепловой энергии, в том числе, в части коллекторных потребителей с использованием механизма свободной договорной цены;
- Актуализация схем теплоснабжения городов присутствия активов, сохранение статуса единой теплоснабжающей организации;
- Проведение мероприятий по обеспечению достаточности нормативов потребления коммунальных услуг в регионах присутствия теплоснабжающих ДО Группы;
- Разработка нормативных документов с целью развития и улучшения регуляторного режима;
- Анализ возможностей по заключению концессионных соглашений в теплоснабжении с целью модернизации активов и снижения убытков Обществ.



3

Электросбытовой бизнес

- Реализация этапов проекта «Единый биллинг юридических лиц» в ООО «Энергетическая сбытовая компания Башкортостана», ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания», ООО «Саратовэнерго»;
- Стандартизация расчетов с физическими лицами в рамках проекта «Унифицированный биллинг физических лиц», внедрение Единой методологии по работе с потребителями – физическими лицами;
- Реализация этапов проекта в части внедрения биллинга физических лиц в ООО «Энергетическая сбытовая компания Башкортостана»;
- Повышение платежной дисциплины клиентов физических лиц ПАО «Мосэнергосбыт», имеющих дебиторскую задолженность, путем реализации проекта «Оптимизация процессов сбора дебиторской задолженности с использованием методов машинного анализа и обучения («умная дебиторская задолженность»).



**ИНТЕР
РАО ЕЭС**

энергия без границ



III. Финансовые результаты по МСФО



| (млрд руб.) | 2017 | 2016 | Изменение |
|---|--------------|--------------|--------------|
| Выручка | 917.0 | 868.2 | 5.6% |
| Операционные расходы | 869.5 | 830.0 | 4.7% |
| Операционная прибыль | 56.1 | 77.3 | -27.4% |
| ЕБИТДА | 95.5 | 96.3 | -0.8% |
| Скорректированная ЕБИТДА⁽¹⁾ | 95.5 | 93.5 | 2.1% |
| Рентабельность по ЕБИТДА | 10.4% | 11.1% | -6.1% |
| Чистая прибыль | 54.4 | 61.3 | -11.2% |
| Капитальные расходы | 31.5 | 34.7 | -9.3% |

| (млрд руб.) | 31.12.2017 | 31.12.2016 | Изменение |
|--|---------------|--------------|--------------|
| Итого активы | 625.1 | 571.6 | 9.4% |
| Итого капитал | 459.4 | 419.2 | 9.6% |
| Скорректированный долг⁽²⁾ | 16.4 | 17.8 | -7.6% |
| Скорректированный чистый долг⁽³⁾ | -147.9 | -78.2 | - |

Примечания:

- здесь и далее в презентации все относительные процентные изменения показаны из расчёта в млн руб.

(1) Исключает из состава ЕБИТДА за 2016 г. показатели выбывших активов в Армении и Грузии, а также показатель АО «Экибастузская ГРЭС-2» в связи с его реклассификацией в состав активов, классифицируемых как предназначенные для продажи.

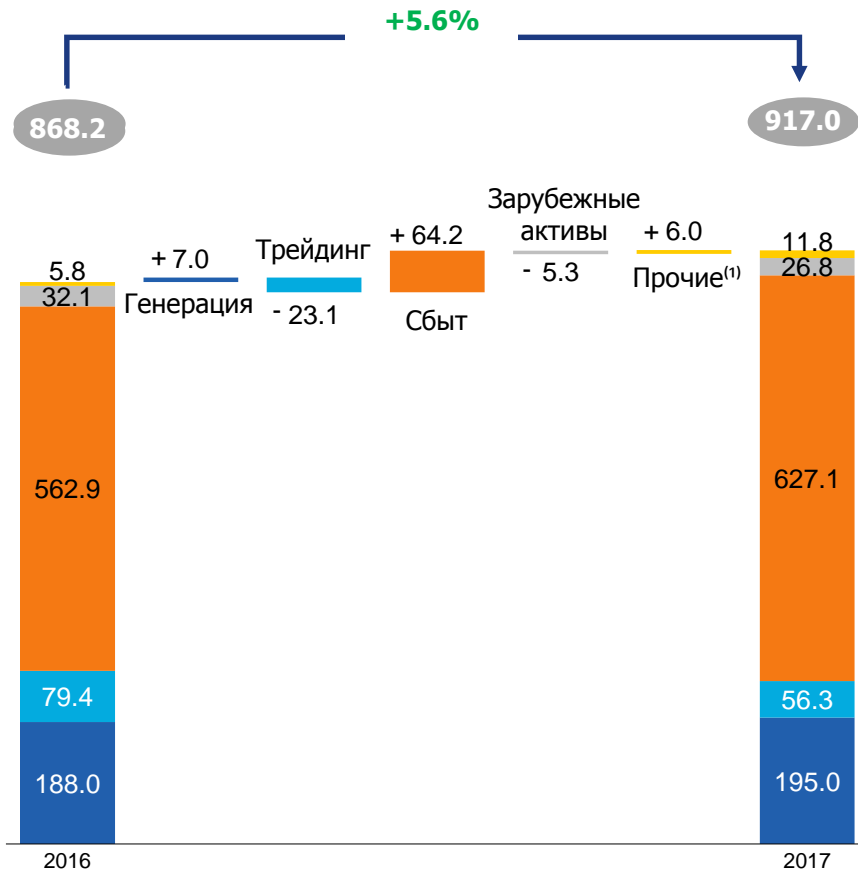
(2) Включает долю долга в совместных предприятиях в размере 0.2 млрд руб. на 31.12.2016

(3) Включает депозиты со сроком погашения от 3 до 12 месяцев в размере 22.3 млрд руб. на 31.12.2017 (0.02 млрд руб. на 31.12.2016) и долю долга в совместных предприятиях в размере 0.2 млрд руб. на 31.12.2016

Динамика ключевых показателей

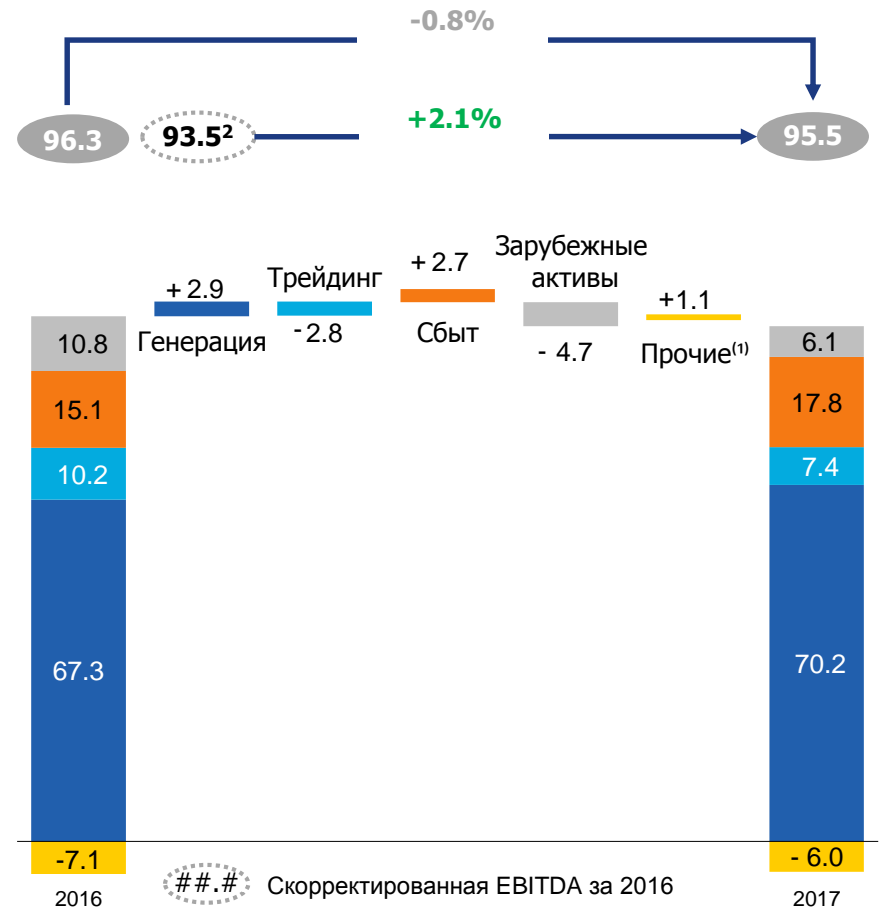
Динамика изменения выручки

млрд рублей



Динамика изменения EBITDA

млрд рублей



Примечание:

- здесь и далее в презентации Генерация включает в себя финансовые результаты сегментов «Электрогенерация» и «Теплогенерация»

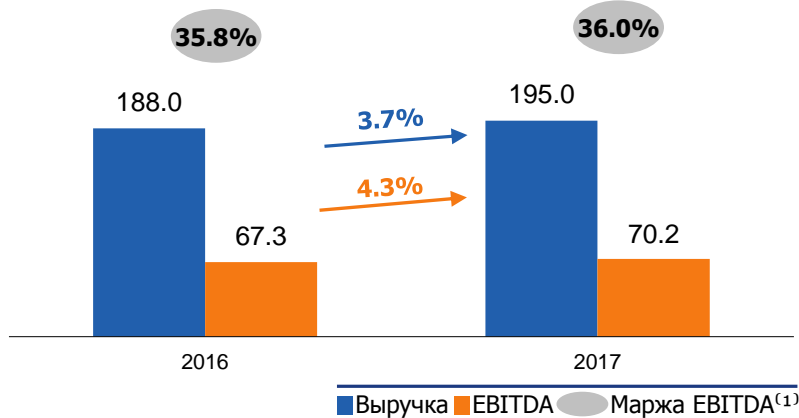
(1) Включая сегменты «Инжиниринг» и «Корпоративный центр»

(2) Исключает из состава EBITDA за 2016 г. показатели выывших активов в Армении и Грузии, а также показатель АО «Экибастузская ГРЭС-2» в связи с его реклассификацией в состав активов, классифицируемых как предназначенные для продажи.

Ключевые сегменты: «Генерация»

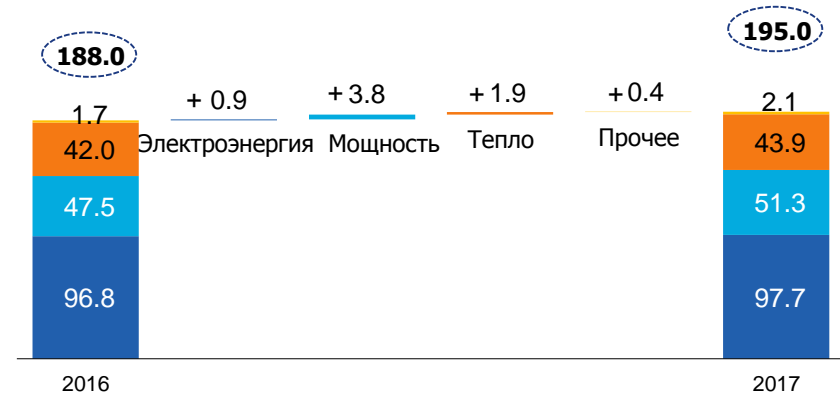
Генерация: выручка и EBITDA

млрд рублей



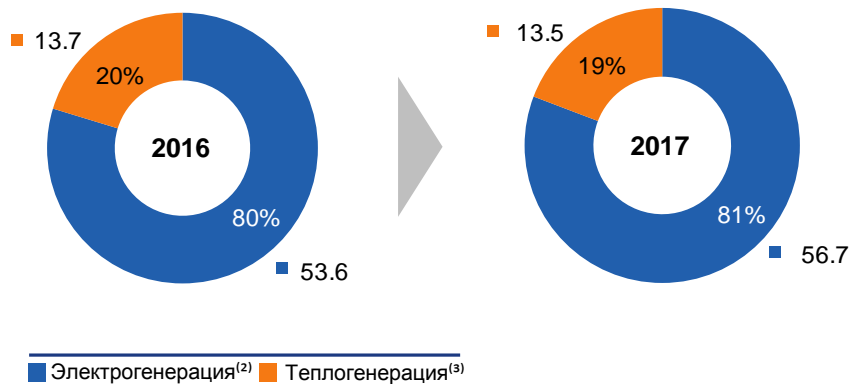
Структура выручки

млрд рублей



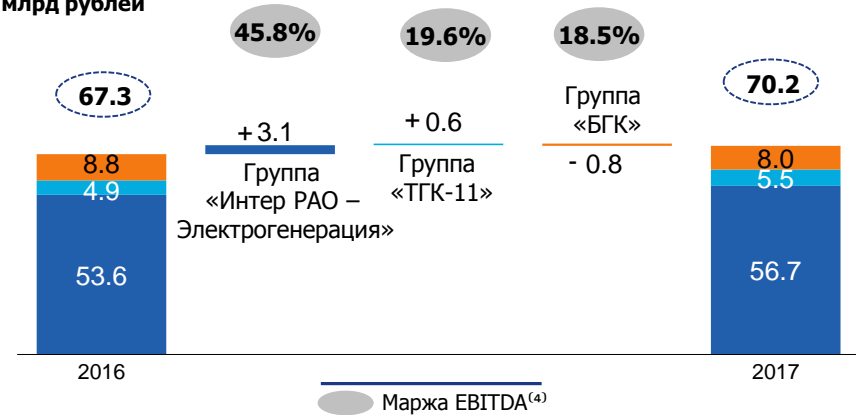
Структура EBITDA

млрд рублей



Доли компаний в EBITDA

млрд рублей



(1) Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (52.2 млрд руб. за 2016 г. и 55.6 млрд руб. за 2017 г.)

(2) Подсегмент «Электрогенерация» включает в себя финансовые результаты Группы «Интер РАО – Электрогенерация»

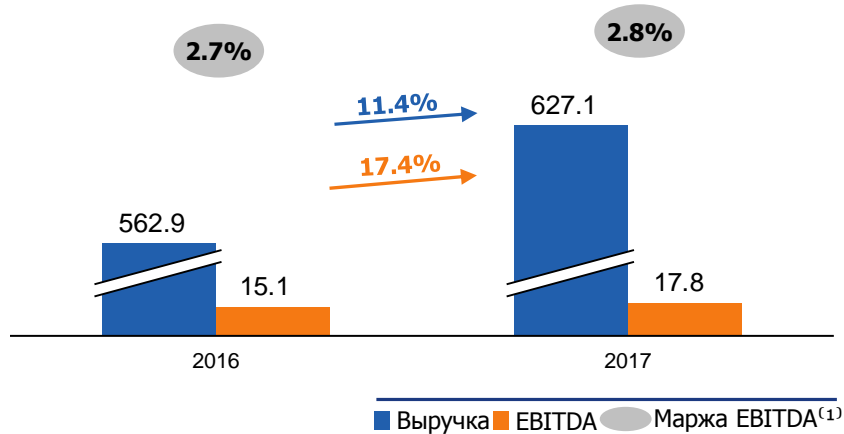
(3) Подсегмент «Теплогенерация» включает в себя финансовые результаты Группы «БГК» и Группы «ТГК-11»

(4) Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки за 2017 г. (по Группе «Интер РАО – Электрогенерация» - 41.9 млрд руб.; по Группе «ТГК-11» - 3.6 млрд руб.; по Группе «БГК» - 10.1 млрд руб.)

Ключевые сегменты: «Сбыт»

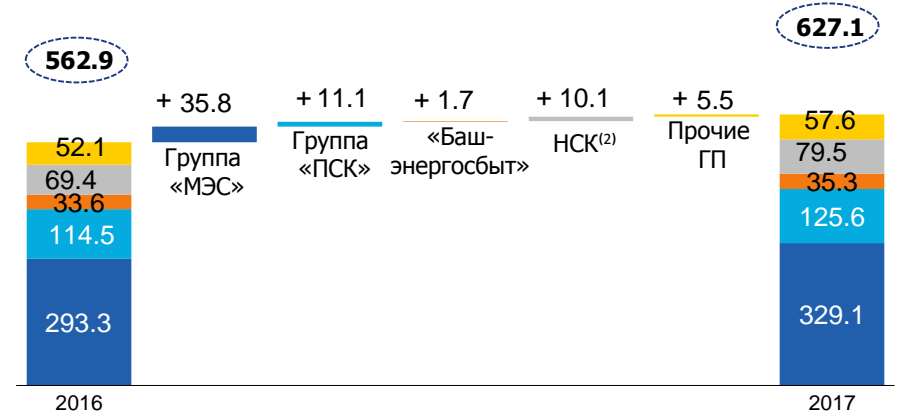
Сбыт: выручка и EBITDA

млрд рублей



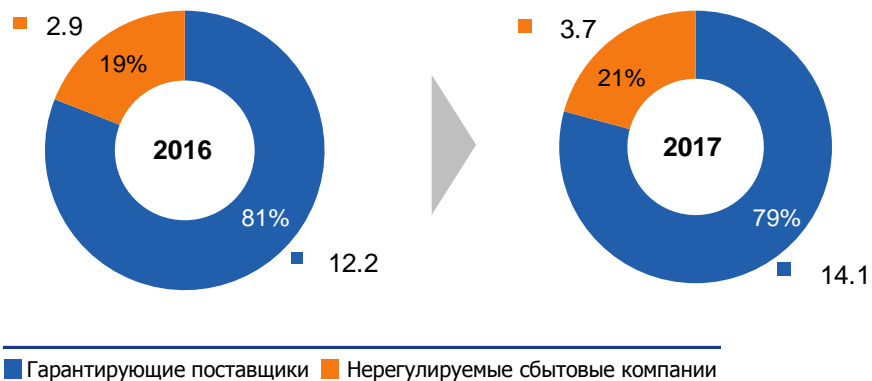
Доли компаний в выручке

млрд рублей



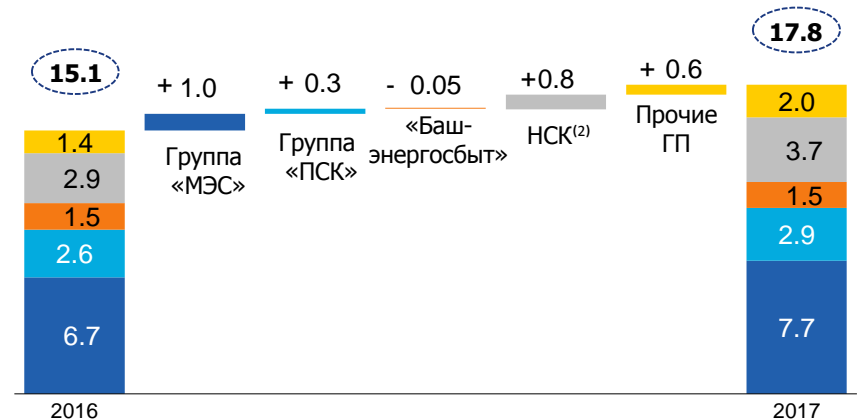
Структура EBITDA

млрд рублей



Доли компаний в EBITDA

млрд рублей



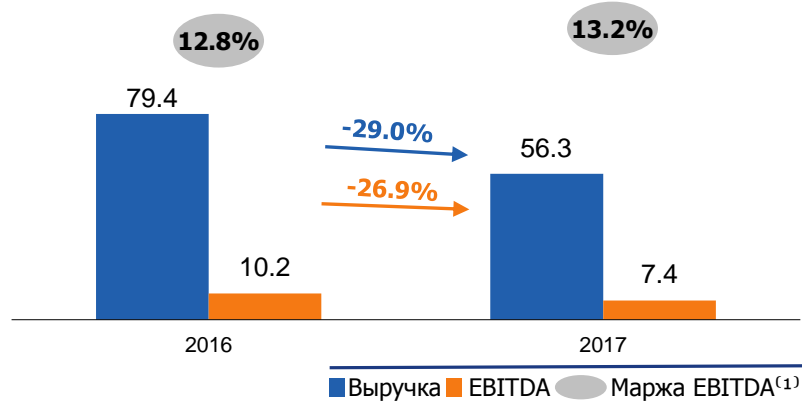
(1) Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (1.4 млрд руб. за 2016 г. и 1.5 млрд руб. за 2017 г.)

(2) Нерегулируемые сбытовые компании

«Трейдинг» и «Зарубежные активы»

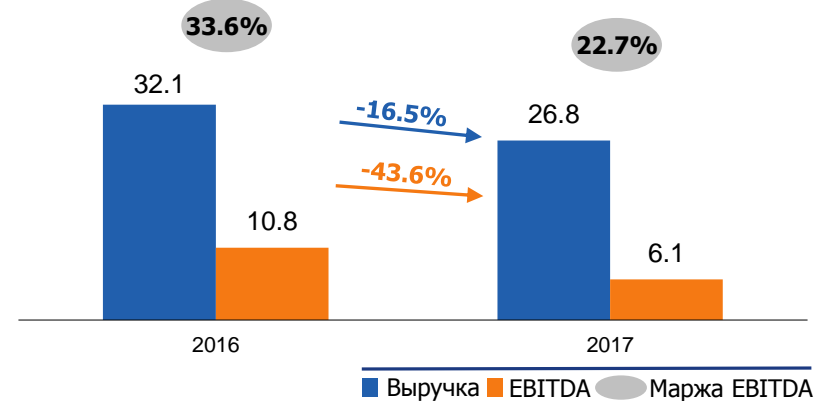
Трейдинг: выручка и EBITDA

млрд рублей



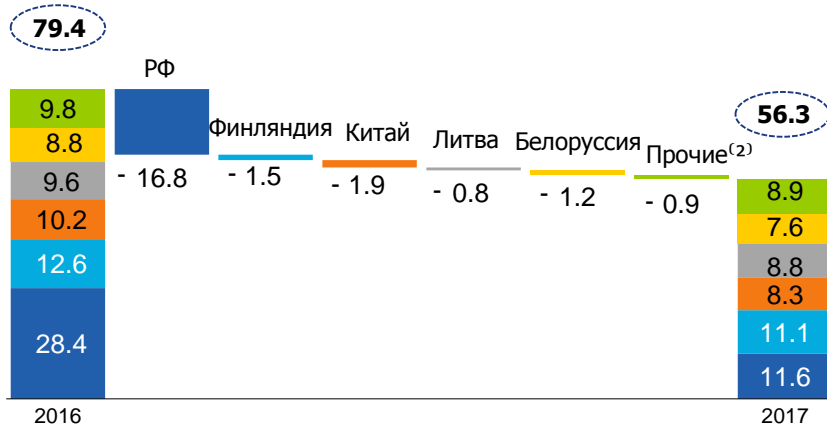
Зарубежные активы: выручка и EBITDA

млрд рублей



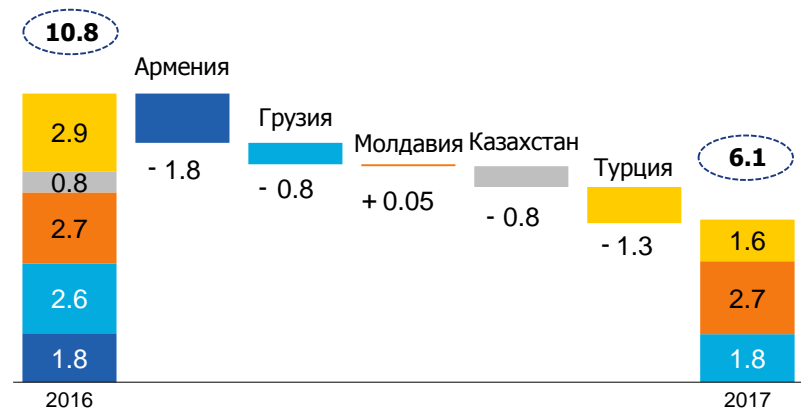
Трейдинг: доли стран в выручке

млрд рублей



Зарубежные активы: доли стран в EBITDA

млрд рублей



(1) Показатель «Маржа EBITDA» рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (1.6 млрд рублей за 2016 год и 2.3 млрд рублей за 2017 года)

(2) Казахстан, Грузия, Южная Осетия, Азербайджан, Монголия, Норвегия, Латвия, Эстония, Украина и Польша

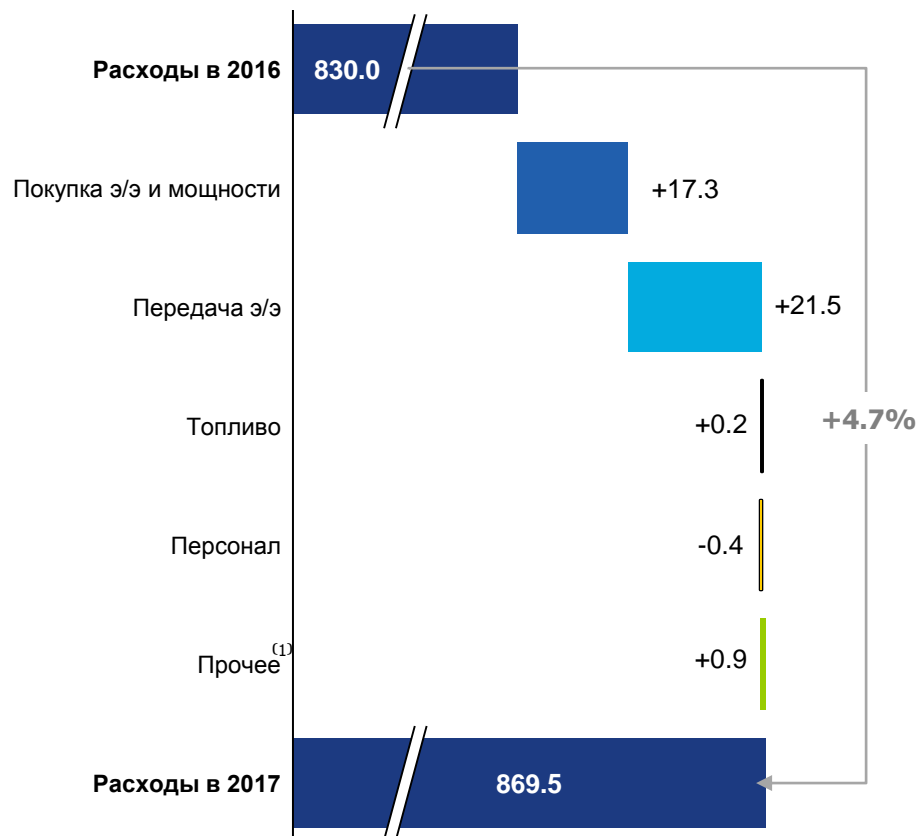
Структура операционных расходов



Консолидированные расходы Группы «Интер РАО» за 2017 год составили 869.5 млрд рублей⁽¹⁾

Динамика операционных расходов

млрд рублей



Темп роста консолидированной выручки по Группе «Интер РАО» за 2017 г (+5.6% год к году) превысил темп роста консолидированных операционных расходов (+4.7% год к году)

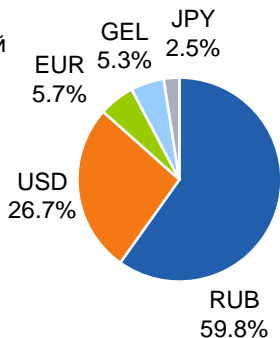
⁽¹⁾ Прочие расходы включают в себя амортизацию, резервы по сомнительной дебиторской задолженности, прочие резервы и другие операционные расходы

Структура долга⁽²⁾

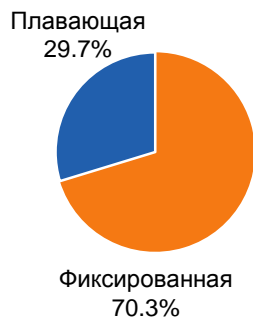
По сроку погашения



По валюте



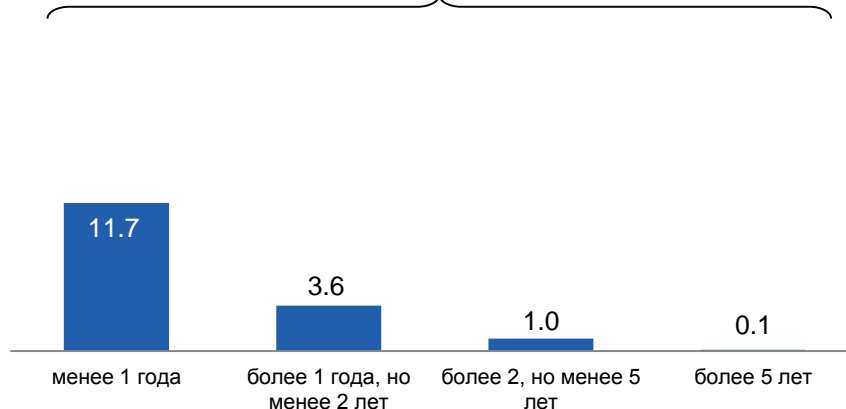
По процентным ставкам



Структура долга по срокам погашения⁽²⁾

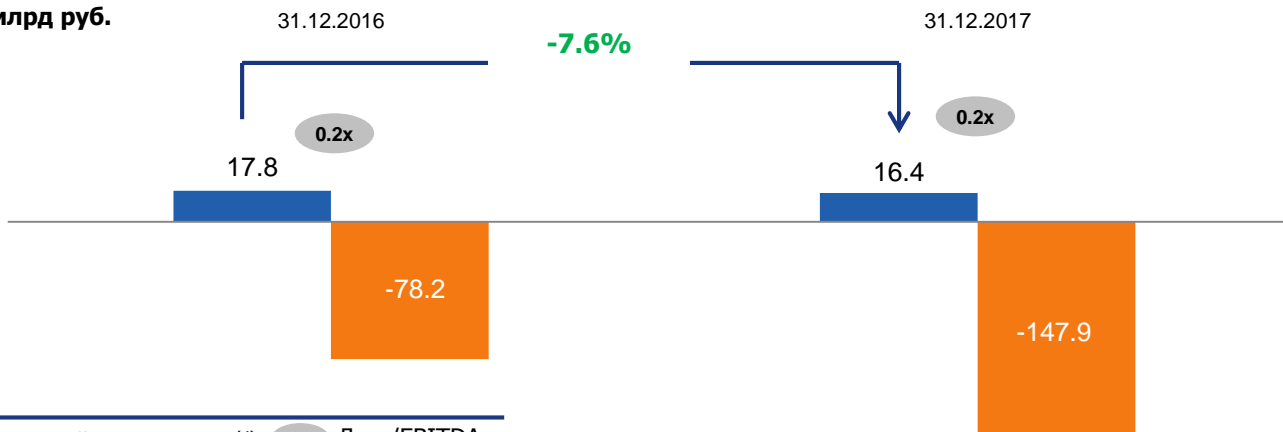
млрд руб.

16.4 млрд руб.



Статистика по долговым обязательствам⁽³⁾

млрд руб.



■ Долг Группы ■ Чистый долг Группы⁽⁴⁾ ● Долг/ЕВITDA

(1) С учетом финансового лизинга

(2) Без учета доли долга в совместных предприятиях

(3) Включает долю долга в совместных предприятиях на 31.12.2016 в размере 0,15 млрд руб. На 31.12.2017 доля долга в совместных предприятиях отсутствует.

(4) Включает депозиты со сроком погашения от 3 до 12 месяцев



**ИНТЕР
РАО ЕЭС**

энергия без границ

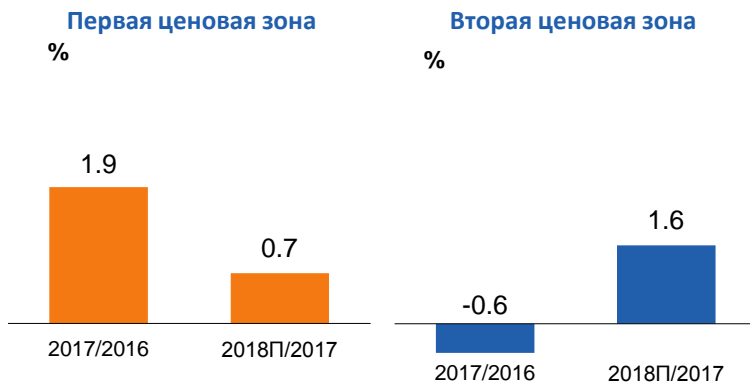


IV. Развитие оптового рынка мощности

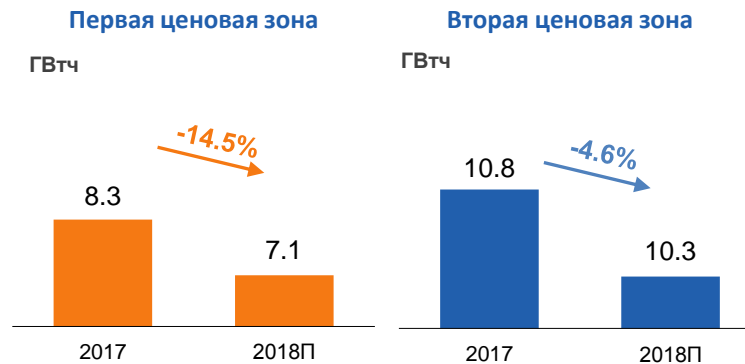


Динамика цен на рынке электроэнергии и мощности в 2017 - 2018П* годах

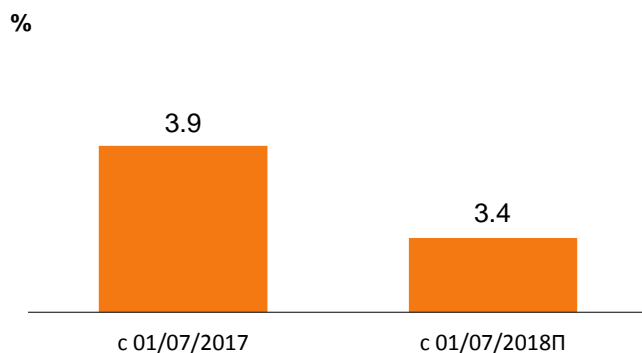
Динамика потребления электроэнергии в РФ⁽¹⁾



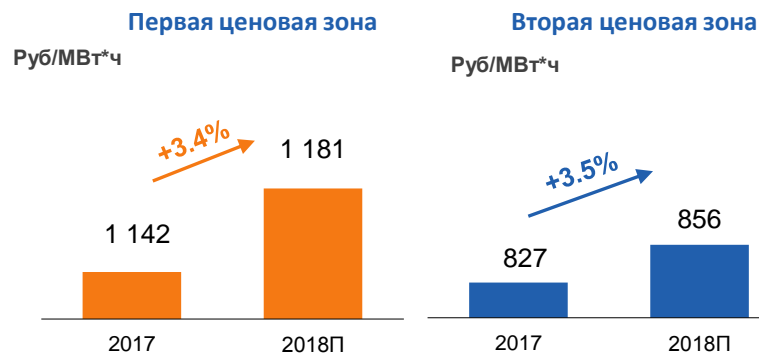
Среднечасовая выработка ГЭС



Индексация цен на газ



Динамика цен РСВ⁽²⁾



Снижение предложения ГЭС и рост электропотребления вкупе с ростом цен на топливо приводят к ожидаемому росту цен РСВ на 3,4% и на 3,5% для Первой и Второй ценовых зон соответственно

1) В соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС России на 2017-2023 гг., утверждённой приказом Минэнерго от 01.03.2017 № 143

2) В соответствии с актуальными прогнозами свободных (нерегулируемых) цен на электрическую (мощность) по субъектам Российской Федерации на 2017 и 2018 годы Ассоциации «НП Совет рынка»

* Ожидания Группы «Интер РАО» на 31.12.2017

Повышение платы за мощность по действующим объектам ДПМ Группы «Интер РАО»

Факторы роста платы за мощность по ДПМ

Коэффициент РСВ

- Отражает долю затрат, компенсируемую в платеже за мощность с учетом прогнозной прибыли с рынка э/э
- Пересчет Крсв производится после окончания 3 и 6 года поставки при отклонении от базового более чем на 10%

Доходность ДГО

- Используется для расчета нормы доходности инвестированного капитала по ДПМ объектам;
- Определяется как средняя доходность государственных облигаций со сроком погашения 7-11 лет

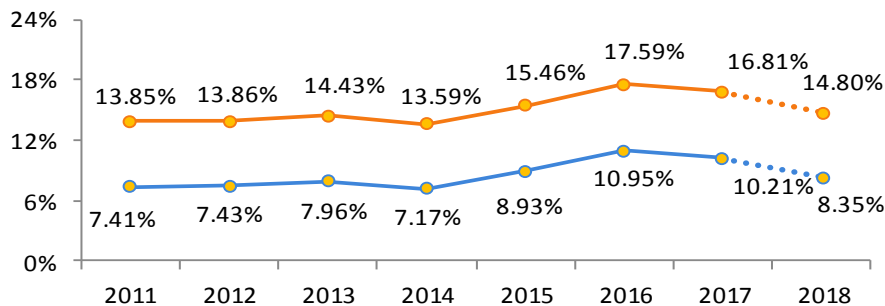
Дельта ДПМ

- Составляющая платежа ДПМ, обеспечивающая возврат инвестиций за 10 лет при сроке окупаемости 15 лет
- Оплата дельты фактически осуществляется с 7 по 10 год поставки мощности

Инфляция (ИПЦ)

- Используется для индексации базовой величины эксплуатационных затрат при расчете платежа по ДПМ

Изменение доходности ДГО и инвестированного капитала



- Средняя ДГО, используемая для расчета нормы инвестированного капитала
- Норма доходности инвестированного капитала по ДПМ объектам⁽¹⁾

РЕАЛИЗАЦИЯ МАСШТАБНОЙ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ ГРУППЫ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ 26 ГЕНЕРИРУЮЩИХ ДПМ ОБЪЕКТОВ ЗАВЕРШЕНА НА 93 % И СОСТАВЛЯЕТ 5.7 ГВТ. ЗАВЕРШЕНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОСЛЕДНЕГО ДПМ ОБЪЕКТА ОЖИДАЕТСЯ В НАЧАЛЕ 2018 ГОДА

Пересмотр коэффициента РСВ

| | До 2016 | С 2016 | Изменение |
|-----------------------------|---------|--------|-----------|
| Южноуральская ГРЭС (Блок 1) | 0.71 | 0.84 | +0.13 |
| Черепетская ГРЭС (Блок 8) | 0.80 | 0.94 | +0.14 |
| Уренгойская ГРЭС (ПГУ) | 0.71 | 0.86 | +0.15 |
| Каширская ГРЭС (Блок 3) | 0.85 | 0.99 | +0.14 |

| | До 2017 | С 2017 | Изменение |
|-------------------------------|---------|--------|-----------|
| Южноуральская ГРЭС (Блок 2) | 0.71 | 0.88 | +0.17 |
| Черепетская ГРЭС (Блок 9) | 0.80 | 1.00 | +0.2 |
| Нижневартовская ГРЭС (Блок 3) | 0.71 | 0.90 | +0.19 |

| | До 2017 | С 2018 | Изменение |
|-------------------------|---------|--------|-----------|
| Ивановские ПГУ (Блок 2) | 0.71 | 0.83 | +0.12 |

Оплата дельты ДПМ

| | 2017 |
|-------------------------|----------|
| Каширская ГРЭС (Блок 3) | 330 МВт |
| Сочинская ТЭС (Блок 3) | 82.5 МВт |
| Томская ГРЭС (ТГ-2) | 50 МВт |

| | 2018 |
|---------------------------------|-----------|
| Каширская ГРЭС (Блок 3) | 330 МВт |
| Сочинская ТЭС (Блок 3) | 82.5 МВт |
| Томская ГРЭС (ТГ-2) | 50 МВт |
| Ивановские ПГУ (Блок 2) | 325 МВт |
| Гусиноозерская ГРЭС (ТГ-4) | 210 МВт |
| Харанорская ГРЭС (Блок 3) | 235 МВт |
| Уренгойская ГРЭС ⁽²⁾ | 505.7 МВт |

ПРОГНОЗИРУЕМЫЙ РОСТ ВЫРУЧКИ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ МОЩНОСТИ ПО ДПМ ПРОЕКТАМ ГРУППЫ В 2018 ГОДУ СОСТАВИТ ПОРЯДКА 7,9 МЛРД РУБЛЕЙ

(1) С учетом базового уровня доходности 15% (без дополнительной эмиссии)

(2) С октября 2018 года



**ИНТЕР
РАО ЕЭС**

энергия без границ



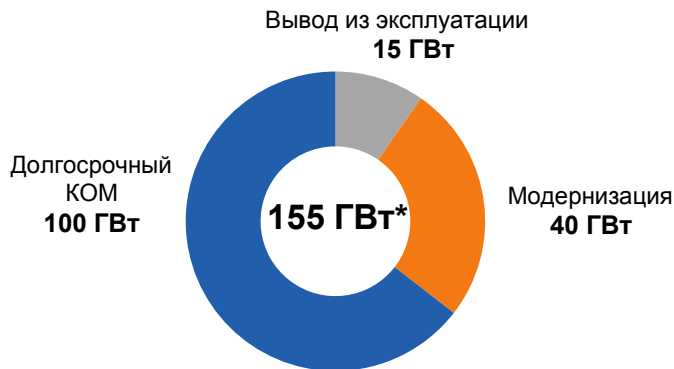
V. Модернизация генерирующего оборудования



Сроки реализации механизма модернизации генерирующего оборудования



Программа по сохранению и развитию мощностей

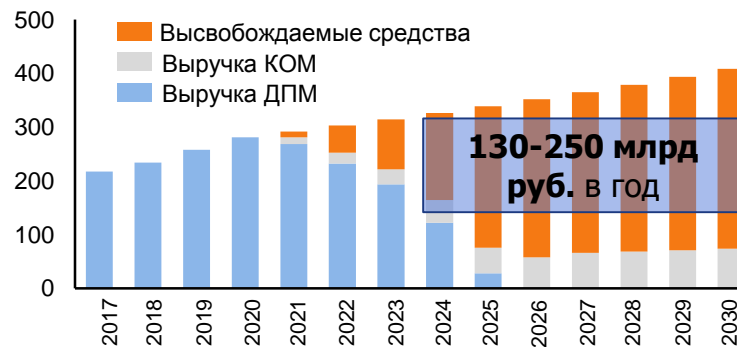


Период действия с 2022 до 2035 года

* совокупная мощность ТЭС на 31.12.2017

Динамика выручки ДПМ ТЭС

Млрд. рублей

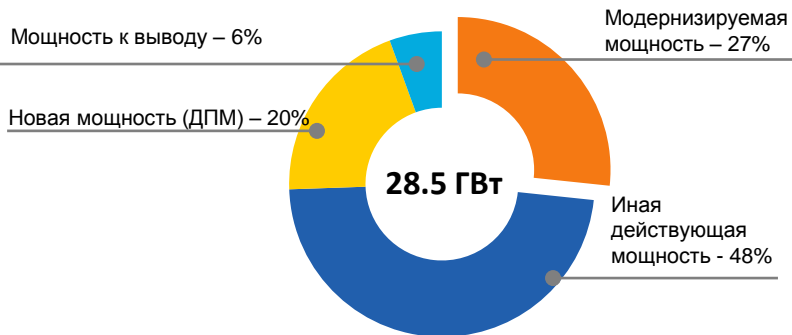


Объем затрат 2,5 трлн. руб. с 2021 по 2035 гг. (1,5 трлн. по 2030 г.)**

** в ценах 2021 года

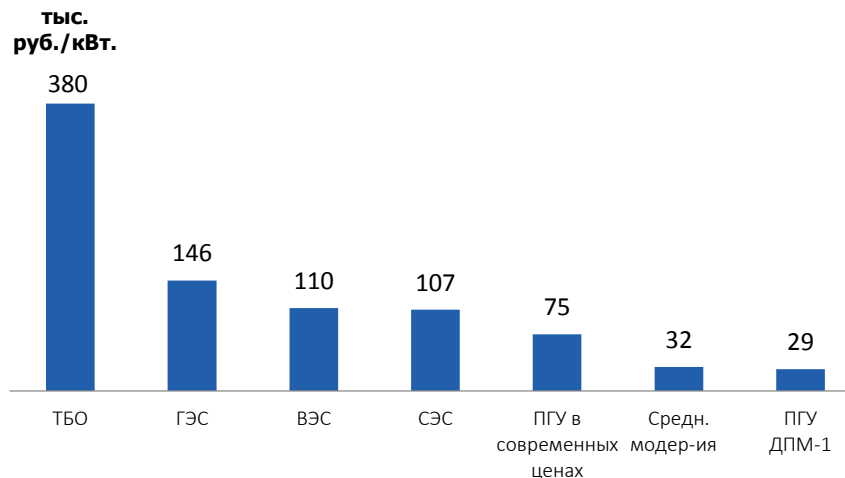
Рассматривается несколько механизмов по модернизации генерирующего оборудования

Структура текущей установленной мощности Группы



Предварительный объем модернизации составляет порядка 7.6 ГВт

Сравнение удельных капитальных затрат на строительство 1 кВт мощности



Базовые принципы конкурсного механизма отбора проектов модернизации на 2021-2030 гг.

Кто участвует? Только ТЭС по критериям:

- ✓ участие в отборе теплофикационных и конденсационных электрических станций с наработкой 100 000 - 200 000 часов;
- ✓ коэффициент востребованности (включенности) за последние 2 года выше среднего по ценовым зонам;
- ✓ для оборудования неблочных ТЭС (котел, генератор) срок службы не менее 40 лет, КИУМ за прошедшие 2 года выше среднего по рынку.

Порядок отбора

- Конкурсный отбор проектов осуществляется по следующим принципам:
- ✓ отбираются проекты с самой низкой удельной стоимостью с учетом объемных и стоимостных ограничений;
 - ✓ отбираются проекты с наилучшим технико-экономическими показателями снижения УРУТ;
 - ✓ Перечень отобранных объектов утверждается решением Правительства РФ.

Базовые принципы ценообразования на мощность

- ✓ Возврат инвестиций в течение 15-20 лет;
- ✓ Возврат CAPEX с расчетной доходностью аналогично ДПМ;
- ✓ OPEX соответствует цене КОМ.

(1) Прогноз изменения мощностей ТЭС к 2035 году по централизованной зоне энергоснабжения России в соответствии с утвержденной ГенСхемой (Утверждена Распоряжением Правительства РФ от 09.06.2017г. № 1203-р)

(2) На основании прогнозов Группы Интер РАО

Карта модернизируемого оборудования

- Модернизация наиболее приоритетная
- Модернизация наименее приоритетная
- Модернизация [надстройка ПГУ/новое строительство]

К наиболее приоритетным проектам относятся объекты, расположенные в Оренбургской области, Пермском крае, Республике Башкортостан, Омской области, Томской области.

К наименее приоритетным проектам относятся объекты, расположенные в Костромской области, Пермском крае, Республике Башкортостан, Омской области, ХМАО.

Модернизация [надстройка/новое строительство]:
Республика Башкортостан, Костромская область,
Оренбургская область, Свердловская область,
Забайкальский край, ХМАО.





**ИНТЕР
РАО ЕЭС**

энергия без границ



VI. Развитие модели эталонного сбыта



Составляющие эталонной выручки в соответствии с моделью эталонного сбыта⁽¹⁾:

- **Постоянные компоненты эталонных затрат:**
 - оплата труда, содержание помещений,
 - печать и доставка счетов,
 - колл-центр и интернет-обслуживание,
 - сбор показаний приборов учета,
 - прием ГП оплаты без комиссии.

Постоянные компоненты эталонных затрат установлены ФАС на 3 года

- **Переменные составляющие затрат:**
 - резерв по сомнительным долгам – 1.5 % от валовой выручки,
 - % по заемным средствам – ключевая ставка + 4%.
- **Неподконтрольные затраты** (амортизация, налоги, кап. вложения из прибыли в соответствии с инвестиционной программой).
- **Прибыль (РПП)** – 1.5 % от валовой выручки без инфраструктурных услуг.

Основные характеристики:

- Сбытовая надбавка устанавливается в руб./кВт*ч, а не в виде формулы;
- Предусмотрен поэтапный переход к эталонной НВВ в течение 2-3 лет;
- Эталонные затраты пересматриваются не чаще, чем раз, каждые три года.

(1) Постановление Правительства РФ от 21.07.2017 N 863 , Приказ ФАС России от 21.11.2017 г. № 1554/17



**ИНТЕР
РАО ЕЭС**

энергия без границ



VII. Q&A сессия

