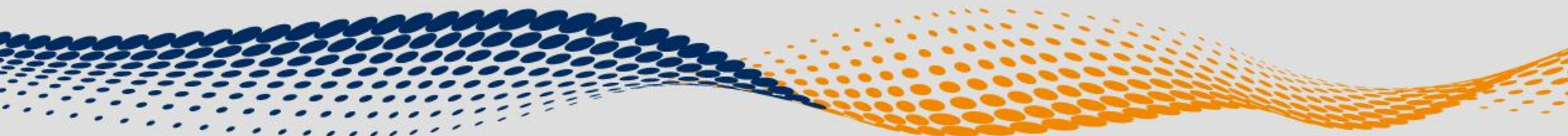




Консолидированные финансовые и производственные результаты деятельности Группы «Интер РАО» за 2015 год

29 февраля 2016 года



Основные факторы, определившие финансовые результаты Группы

1

ГЕНЕРАЦИЯ В РФ:

- Ввод в эксплуатацию 1.1 ГВт новой и модернизированной генерирующей мощности в рамках ДПМ;
- Рост платы за мощность по договорам о предоставлении мощности (ДПМ) в среднем на 14.7% год к году вследствие роста доходности государственных облигаций;
- Снижение цен на мощность, реализуемую в сегменте конкурентного отбора мощности (КОМ), на 20.4% год к году;
- Снижение цен на электроэнергию на рынке на сутки вперёд (РСВ) в первой ценовой зоне (на 1.1%) и благоприятная ценовая конъюнктура во второй ценовой зоне (рост цен на электроэнергию составил 15.7% год к году);
- Рост среднееотпускных тарифов на тепловую энергию по российским активам Группы на 6.4% год к году;
- Рост цен на топливо: на природный газ – на 3.1%, на уголь - на 10.4% год к году.

2

СБЫТ В РФ:

- Рост среднееотпускных цен для конечных потребителей за счет роста регулируемых и нерегулируемых составляющих предельной цены
- Расширение регионов присутствия и клиентской базы;
- Активное развитие сегмента дополнительных сервисов.

3

ТРЕЙДИНГ:

- Рост объёма экспортных поставок электроэнергии в Белоруссию в два раза, на Украину - в 13.8 раза, а также в Финляндию - на 13% год к году вследствие благоприятной конъюнктуры рынка;
- Снижение курса национальной валюты РФ по отношению к основным валютам экспортных контрактов на поставку электроэнергии: к доллару США - на 58.8%, к евро – на 33.3% год к году.

4

ЗАРУБЕЖНЫЕ АКТИВЫ:

- Реализация 50% в ЗАО «Электрические сети Армении» и ОАО «Разданская энергетическая компания» в пользу ГК «Ташир» в IV квартале 2015 года;
- Рост отрицательных курсовых разниц от переоценки кредитных обязательств Экибастузской ГРЭС-2, номинированных в российских рублях и долларах США, в связи с девальвацией национальной валюты Республики Казахстан;



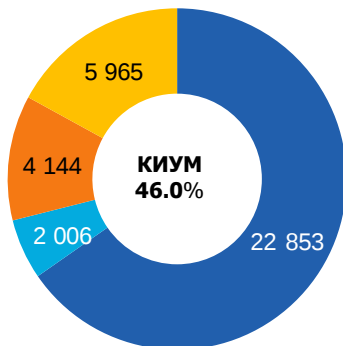
I. Результаты операционной деятельности



Производство электроэнергии и тепла

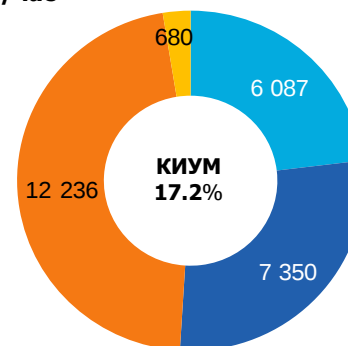
Динамика установленной электрической мощности

Всего: 34 968 МВт



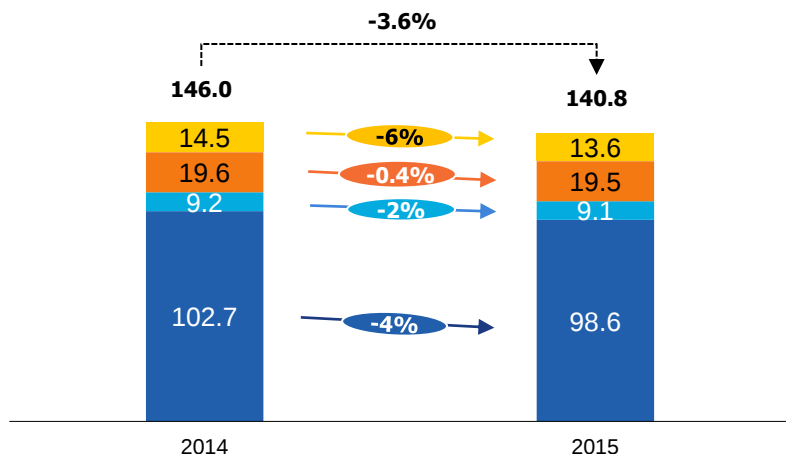
Динамика установленной тепловой мощности

Всего: 26 352 Гкал/час



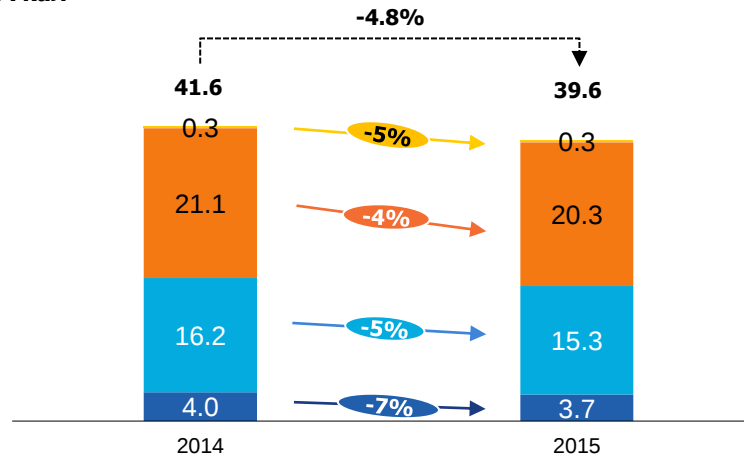
Динамика выработки электроэнергии

ТВт*ч



Динамика отпуска теплоэнергии с коллекторов

млн Гкал



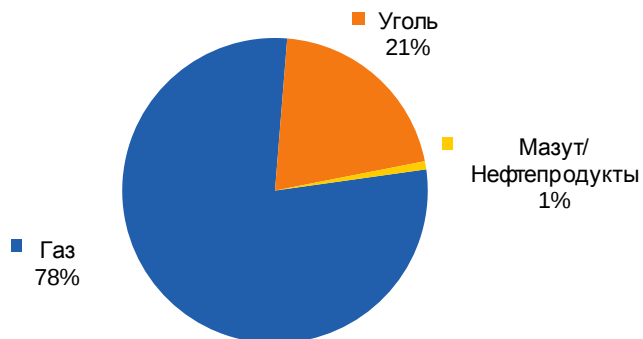
■ Группа «Интер РАО – Электрогенерация» ■ Группа «ТГК-11» ■ Группа «БГК» ■ Зарубежная генерация

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

Снижение выработки электроэнергии вследствие оптимизации профиля загрузки и вывода из эксплуатации неэффективного генерирующего оборудования Группы «Интер РАО»

Потребление топлива

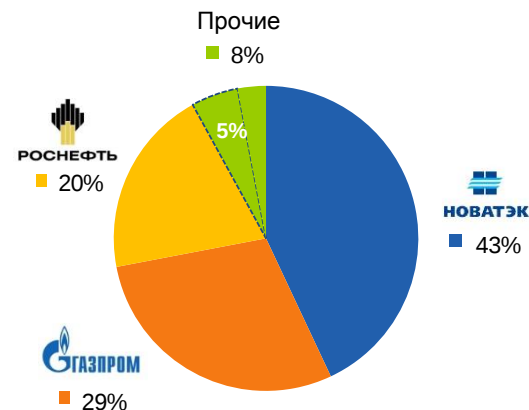
Топливный баланс



Потребление газа по Группе «Интер РАО» составило 31.7 млрд куб. м.

Потребление угля по Группе «Интер РАО» составило 16.6 млн тонн

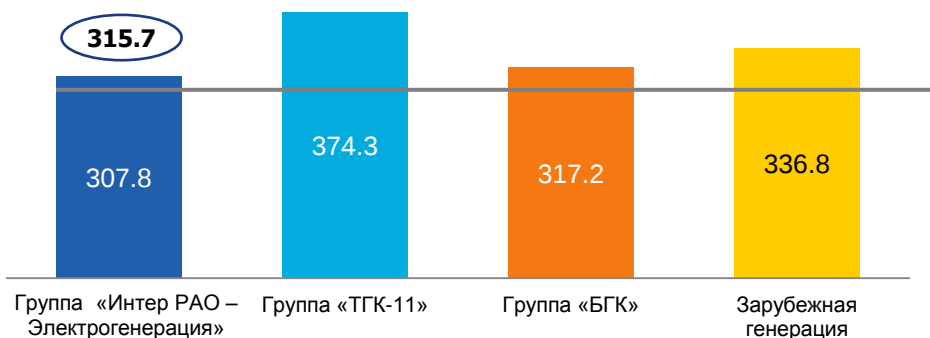
Структура поставщиков газа по российским активам



Доля газа, приобретенного на бирже

Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии

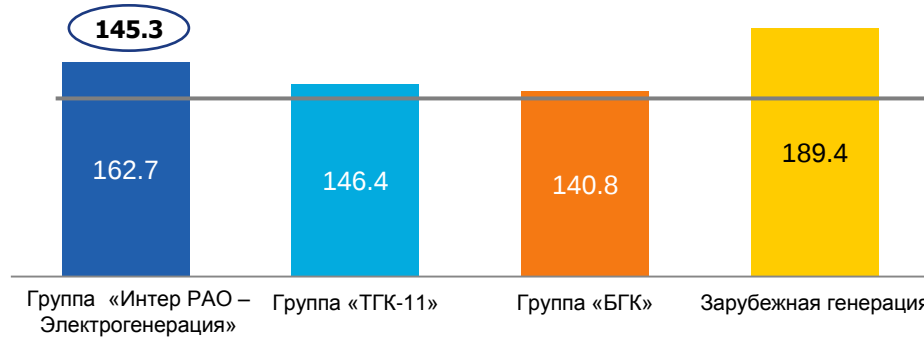
г/кВт*ч



- УРУТ на отпуск электроэнергии по Группе «Интер РАО»

Удельный расход условного топлива на отпуск теплоэнергии

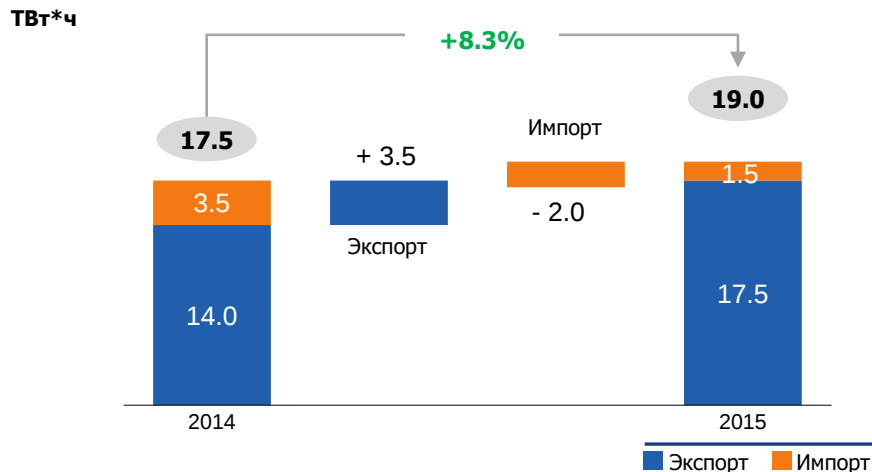
кг/Гкал



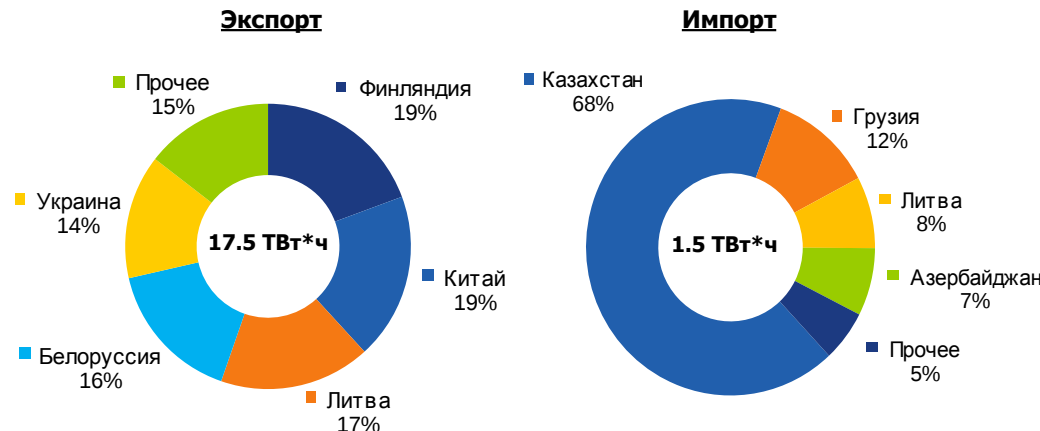
- УРУТ на отпуск теплоэнергии по Группе «Интер РАО»

Внешиэкономическая деятельность

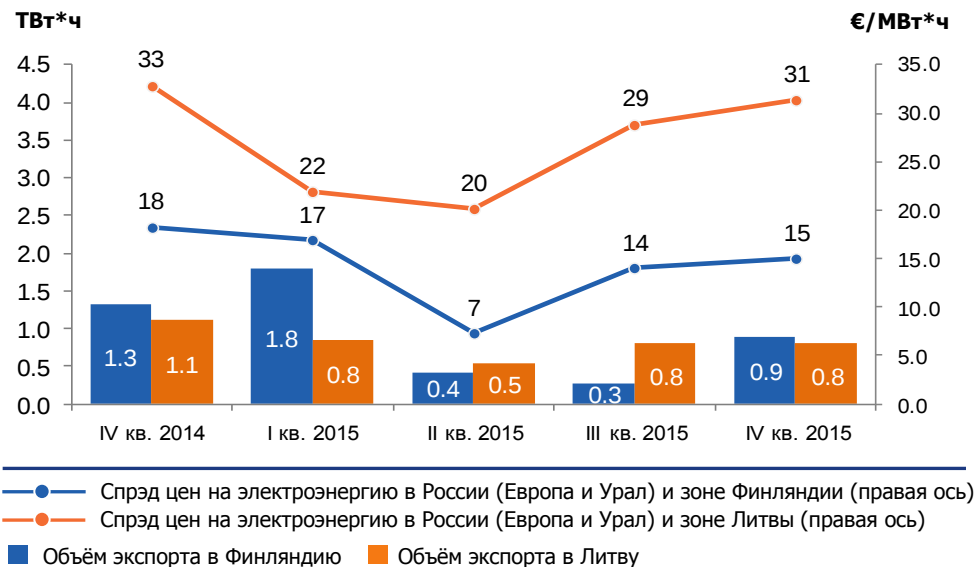
Объёмы экспортно-импортных операций



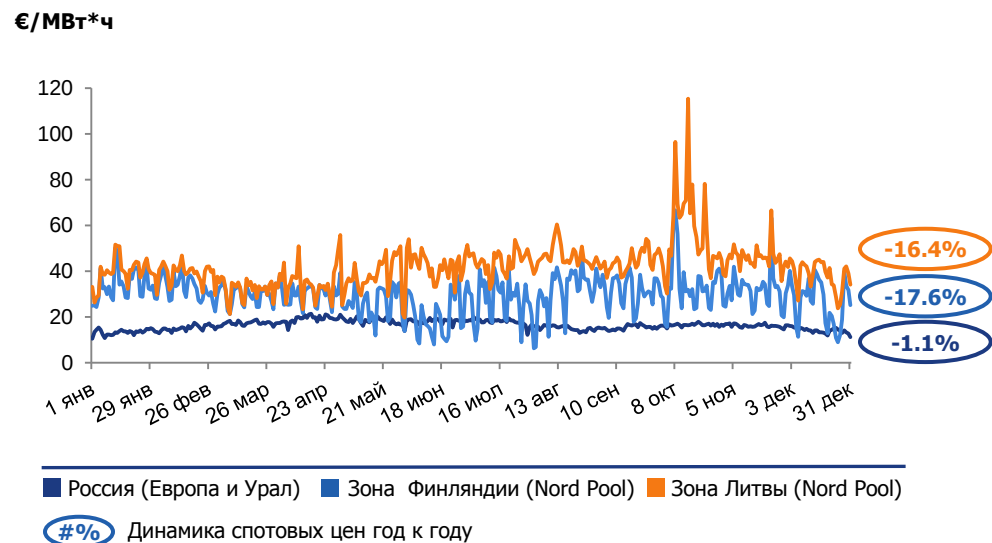
Структура экспортно-импортных операций



Динамика экспортных поставок электроэнергии и ценовой спред



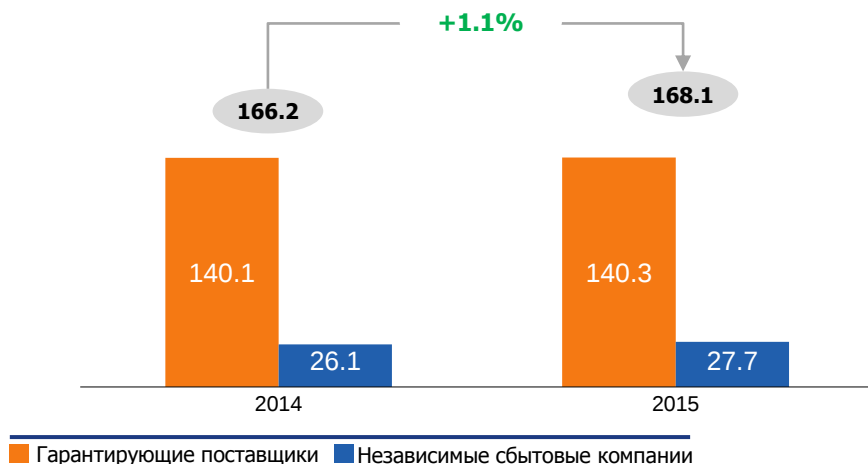
Динамика спотовых цен на электроэнергию



Сбыт электроэнергии

Объем полезного отпуска электроэнергии потребителям

ТВт*ч



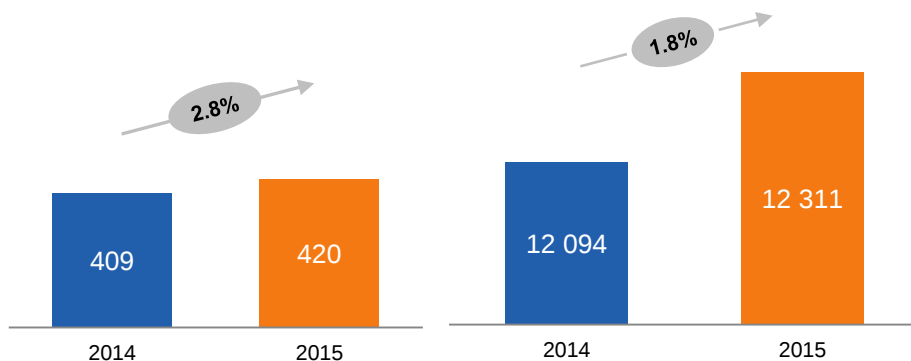
География присутствия сбытового бизнеса



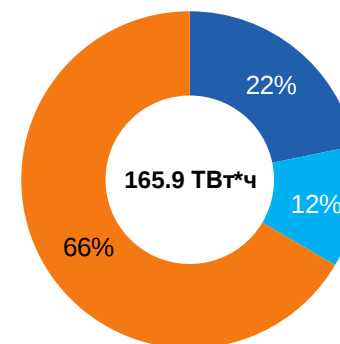
Размер клиентской базы

Юридические лица,
тыс. абонентов

Физические лица,
тыс. абонентов



Структура реализации электроэнергии на розничном рынке



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



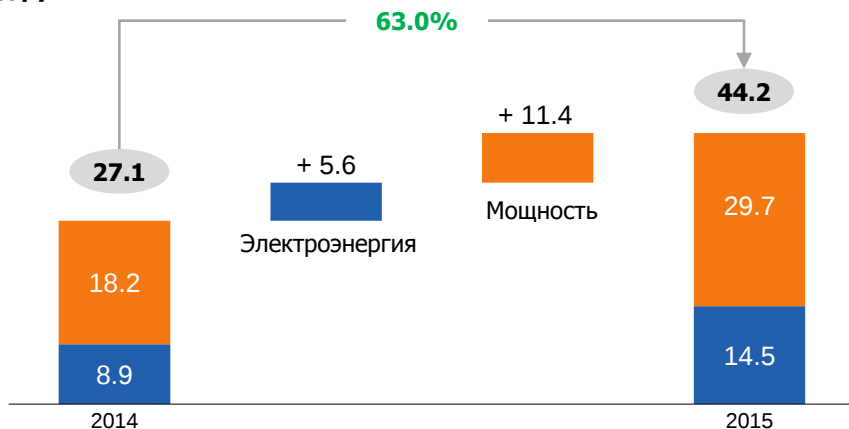
II. Повышение операционной эффективности



Повышение операционной эффективности электрогенерирующего бизнеса⁽¹⁾

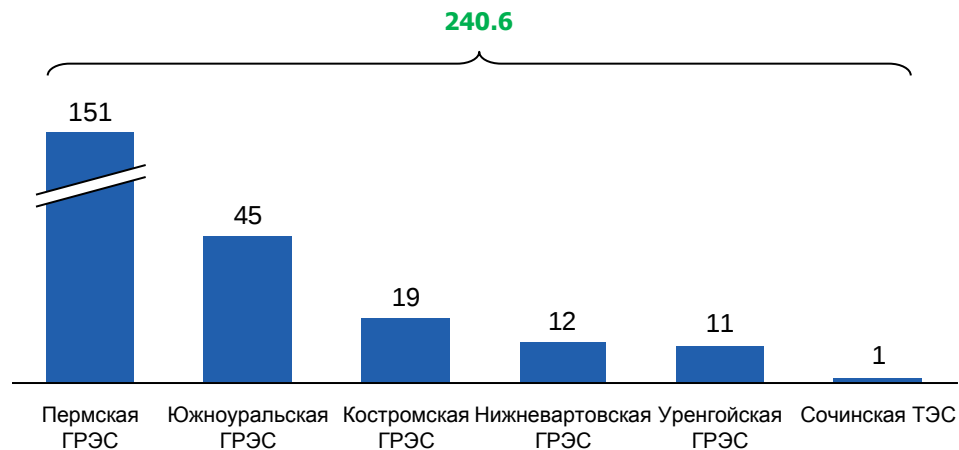
Увеличение выручки по объектам, построенным по ДПМ

млрд руб.



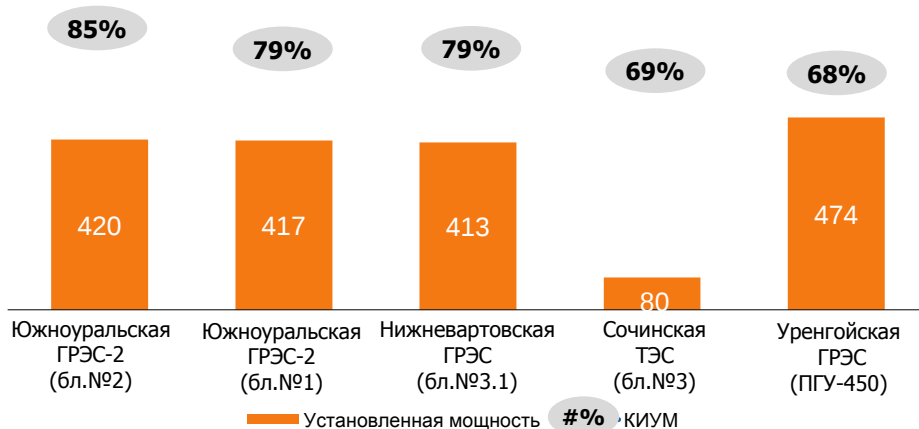
Эффект от оптимизации графика ремонтов рентабельной генерации

млн руб.



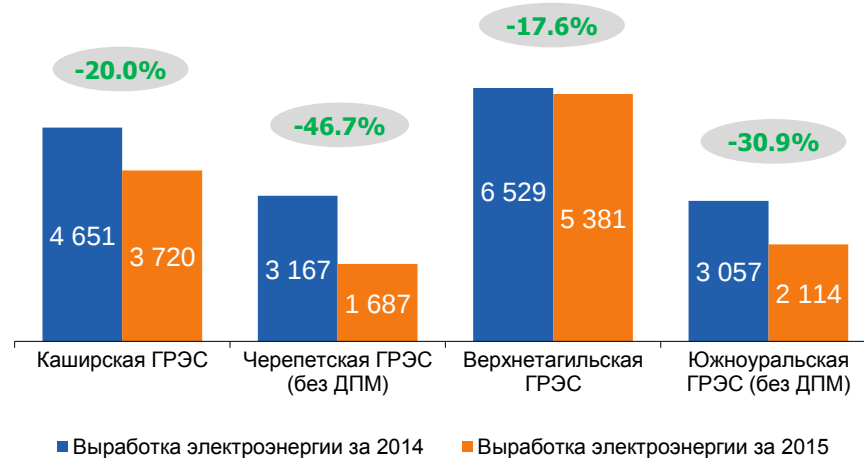
Загрузка новых высокорентабельных энергоблоков (ДПМ)

МВт



Оптимизация загрузки низкорентабельной генерации

млн кВт*ч

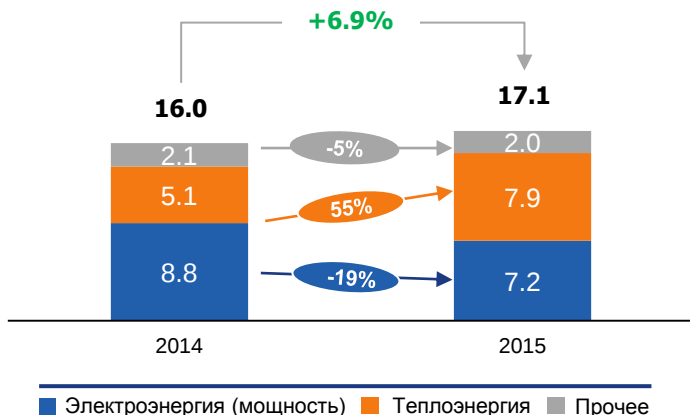


(1) Включает АО «Интер РАО - Электрогенерация» и ЗАО «Нижневартовская ГРЭС»

Повышение операционной эффективности теплогенерирующего бизнеса⁽¹⁾

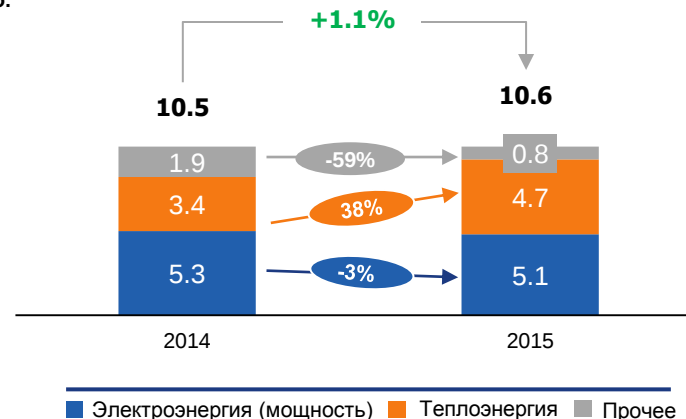
Динамика маржинальной прибыли Группы «БГК»

млрд руб.



Динамика маржинальной прибыли Группы «ТГК-11»

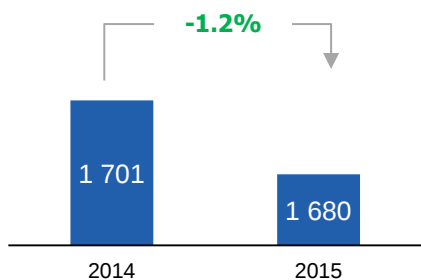
млрд руб.



Потери в тепловых сетях

Тыс. Гкал

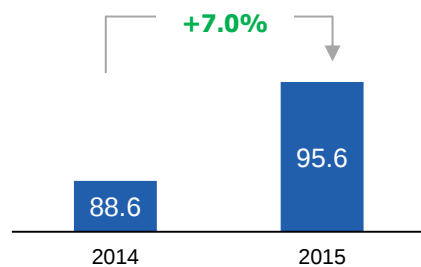
■ «БашПТС»



Уровень собираемости платежей за теплоэнергию

%

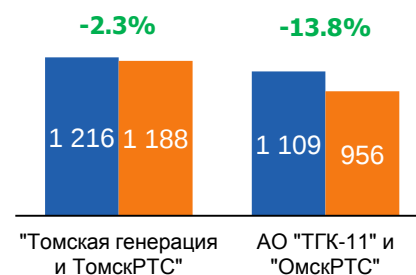
■ «БашПТС»



Потери в тепловых сетях

Тыс. Гкал

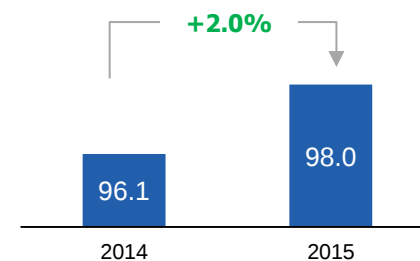
■ 2014 ■ 2015



Уровень собираемости платежей за теплоэнергию

%

■ «Томская генерация и ТомскПТС»

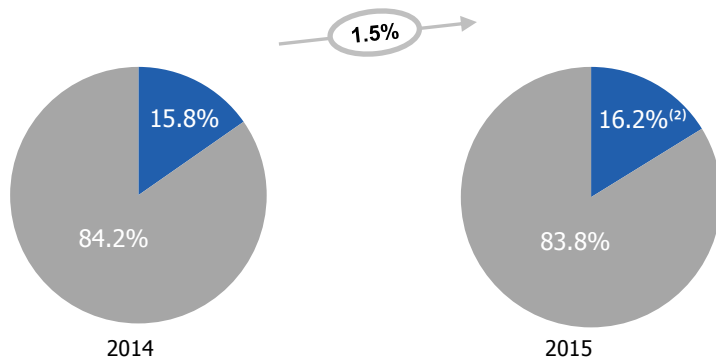


Получение экономически обоснованных и справедливых тарифов на тепловую энергию способствовало повышению маржинальности теплогенерирующего бизнеса Группы «Интер РАО»

(1) Включает ООО «БГК», ООО «БашПТС», АО «ТГК-11», АО «Томская генерация», АО «ОмскПТС», АО «ТомскПТС»

Повышение операционной эффективности розничного бизнеса

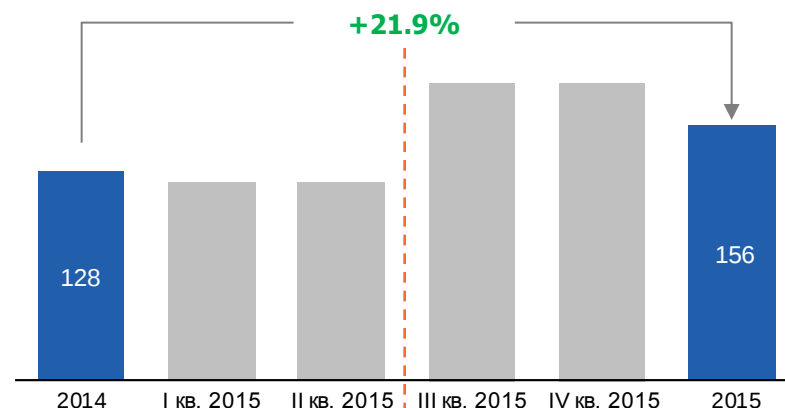
Доля Группы «Интер РАО» на российском рынке



■ Сбыты Группы «Интер РАО» ■ Другие сбытовые компании

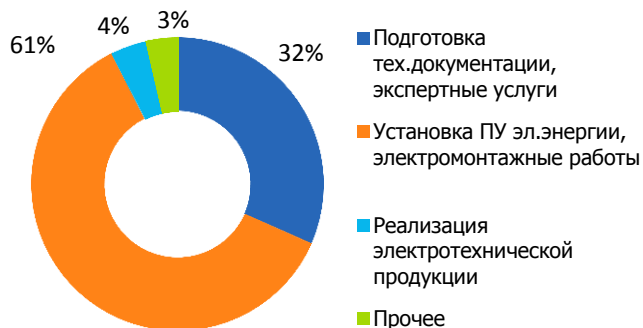
Динамика сбытовой надбавки гарантирующим поставщикам⁽¹⁾

Руб./МВт*ч



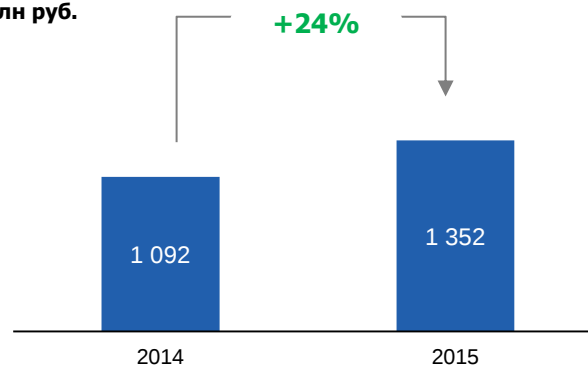
■ Сбытовая надбавка за год ■ Сбытовая надбавка по кварталам

Структура маржинальной прибыли
по дополнительным сервисам



Динамика маржинальной прибыли
по дополнительным сервисам

Млн руб.



Уровень собираемости платежей за 2015



**Маржинальная прибыль по ДС за 2015 г. –
1 352 млн руб.**

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

(2) Доля рынка Группы «Интер РАО» среди гарантирующих поставщиков в 2015 г. – 24%

Основные направления повышения операционной эффективности в 2016 году



1

Электрогенерирующий бизнес

- Оптимизация загрузки генерирующего оборудования в условиях снижения энергопотребления на низкомаржинальных станциях;
- Подготовка к выводу из эксплуатации 1 195 ГВт неэффективной генерирующей мощности на Верхнетагильской и Черепетской ГРЭС;
- Переход на закупку газа у независимого поставщика газа – НК «Роснефть» – на наиболее выгодных условиях;
- Продолжение оптимизации сроков ремонтных площадок без снижения объёма работ, перенос срока ремонтов высокоэффективного оборудования из периодов высокой маржинальности;
- Перемаркировка блока №3 на Сочинской ТЭС с увеличением установленной мощности на 2.5 МВт с 1 марта 2016 г.;
- Увеличение установленной мощности блока №2 на Ириклинской ГРЭС в результате модернизации на 14 МВт.



2

Теплогенерирующий бизнес

- Расширение географии присутствия за счёт строительства новой тепловой станции в микрорайоне «Затон» в г. Уфе;
- Увеличение доли независимых поставщиков газа в структуре топливного баланса в связи переходом на поставки газа Группой «Роснефть» по всем российским компаниям Группы;
- Диверсификация топливного баланса на станциях ООО «БГК»;
- Продолжение мероприятий по снижению уровня потерь в тепловых сетях;
- Усиление претензионно-исковой работы с должниками на рынке тепла;
- Перевод потребителей - собственников помещений в МКД и жилых домах на прямые расчёты с ресурсоснабжающей организацией в целях исключения роста задолженности управляющих компаний;
- Вывод из эксплуатации неэффективных генерирующих активов: в первом квартале 2016 года - объектов малой генерации ГПА «Ассы» (2×1,03 МВт) и ГПА «Красноусольск» (2×0,98 МВт) БГК, с 01.01.2017 турбины 4,7,8 Омской ТЭЦ-3 (75 МВт).



3

Сбытовой бизнес

- Сохранение собираемости платежей на розничном рынке на уровне 2015 года;
- Перевод всех потребителей сбытовых компаний в единые контактные центры Европейской зоны и зоны Сибирь;
- Реализация этапов проекта «Единый биллинг» в «Мосэнергосбыте», «Саратовэнерго», «Томскэнергосбыте»;
- Перевод расчётов с физическими лицами из «Тамбовской ЭСК» и «Саратовэнерго» в процессинговый центр «Мосэнергосбыта»;
- Разработка новых продуктов по дополнительным сервисам и трансляция лучших практик на общества Группы (установка приборов учёта, программы по энергосбережению);
- Повышение рентабельности продаж дополнительным сервисам до 15%;
- Продолжение централизации функций закупок товаров и услуг подрядных организации для развития дополнительных сервисов с целью получения наиболее привлекательных цен;
- Поэтапное внедрение проекта «Совершенствование системы организации оплаты труда энергосбытовых компаний Группы «Интер РАО».



III. Финансовые результаты по МСФО



Ключевые финансовые показатели

(млрд руб.)	2015	2014	Изменение
Выручка	805.3	741.1	8.7%
Операционные расходы	788.5	728.4	8.3%
Операционная прибыль	25.5	19.9	27.6%
EBITDA	71.1	56.3	26.3%
Рентабельность по EBITDA	8.8%	7.6%	16.2%
ЕВИТ	48.1	35.1	37.2%
Чистая прибыль	23.9	9.8	в 2.4 раза
Скорректированная чистая прибыль⁽¹⁾	45.0	22.1	в 2.0 раза
Свободный денежный поток (FCF)	32.8	23.0	42.9%
Капитальные расходы	28.8	36.0	-20.0%
(млрд руб.)	31.12.2015	31.12.2014	Изменение
Итого активы	563.2	585.5	-3.8%
Итого капитал	365.4	348.2	4.9%
Скорректированный долг⁽²⁾	90.2	117.2	-23.0%

Примечания:

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

- здесь и далее в презентации показатель EBITDA рассчитан в соответствии с новой методикой, принятой в Группе «Интер РАО»

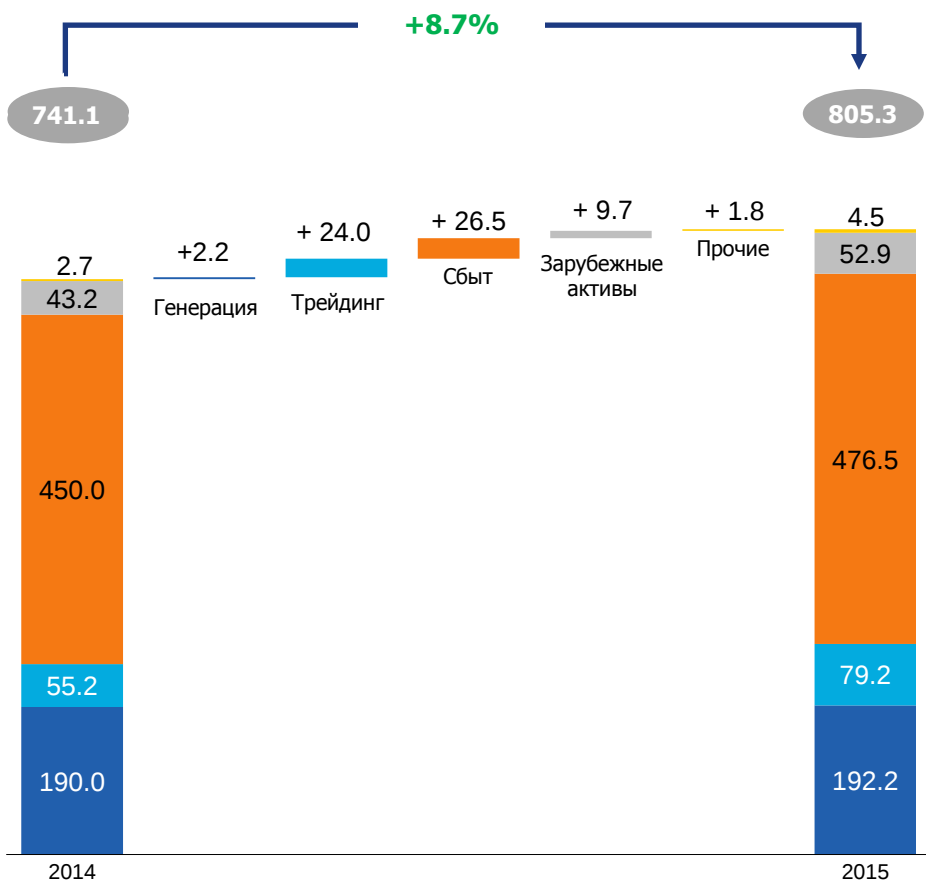
(1) За вычетом резервов и обесценений инвестиций и гудвилла 8.3 млрд руб. за 2015 год (5.9 млрд руб. за 2014 год), обесценения объектов ОС и НЗС (за исключением эффекта отложенного налога) 11.8 млрд руб. за 2015 год (3.8 млрд руб. за 2014 год), убытка от выбытия компаний Группы 1 млрд руб. за 2015 год (ноль за 2014 год), а также эффектов переоценки опционов «пут» и «колл» в рамках соглашения с ГК «Внешэкономбанк» в 2014 году 2.6 млрд руб.

(2) Включает долю долга в совместных предприятиях в размере 13.9 млрд руб. на 31.12.2015 (10.1 млрд руб. на 31.12.2014)

Динамика ключевых показателей

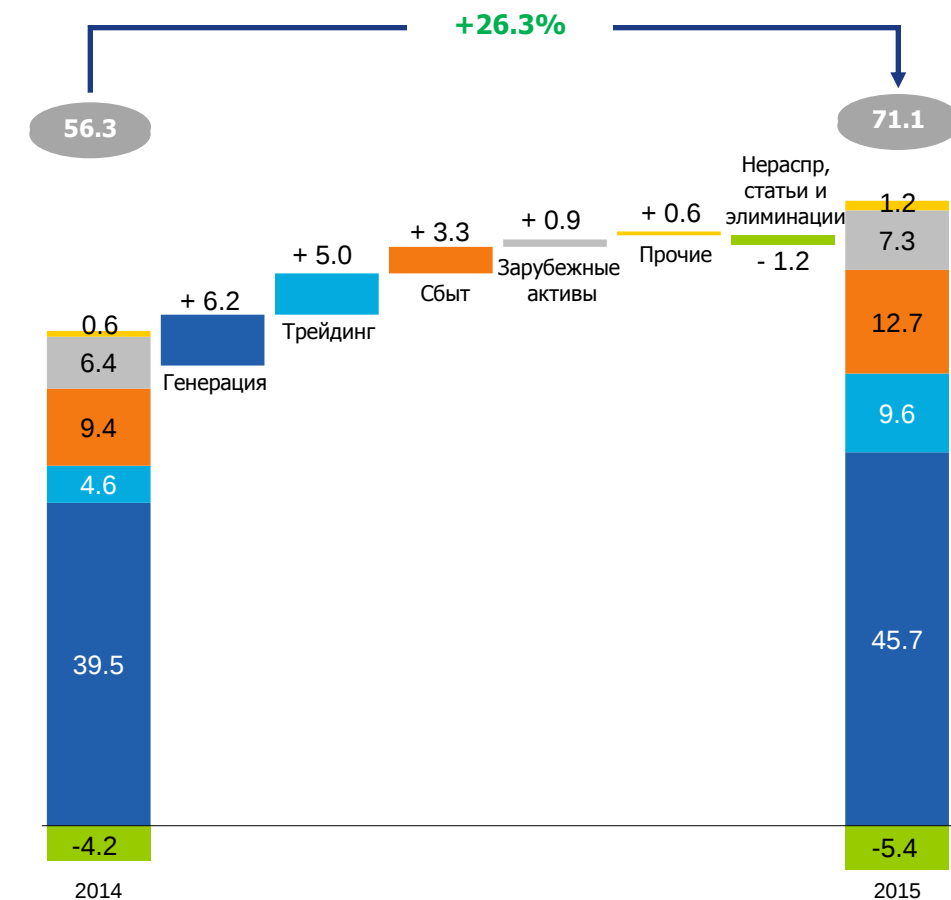
Динамика изменения выручки

млрд руб.



Динамика изменения EBITDA

млрд руб.

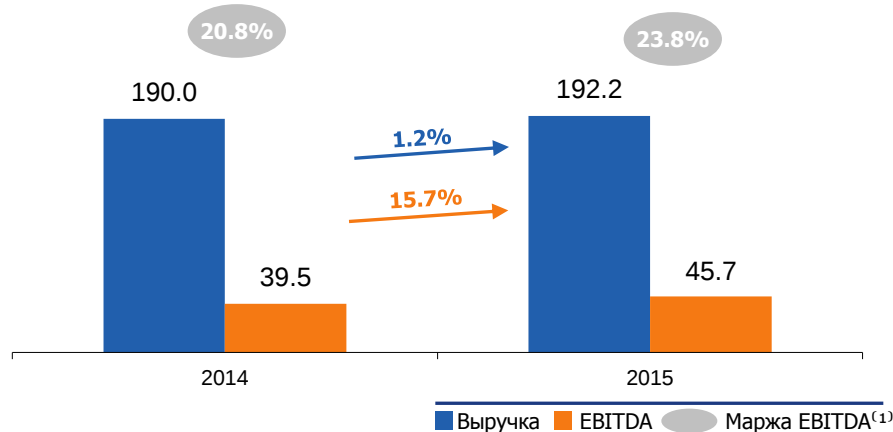


Основной рост показателя EBITDA произошёл за счёт сегментов «Генерация», «Трейдиг» и «Сбыт»

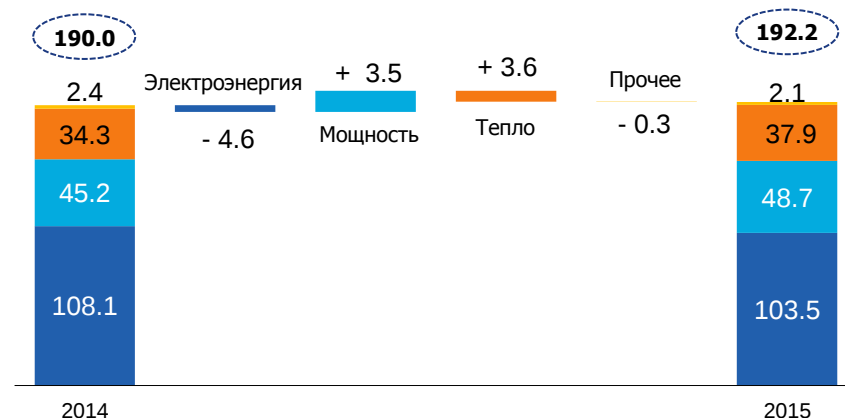
Ключевые сегменты: «Генерация»

Выручка и EBITDA

млрд руб.

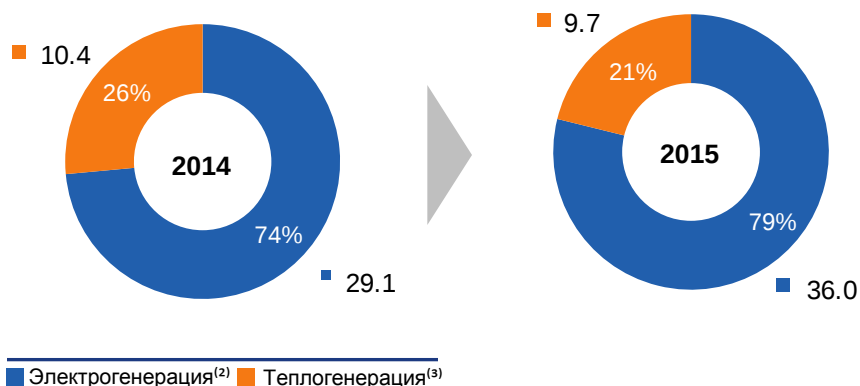


Структура выручки



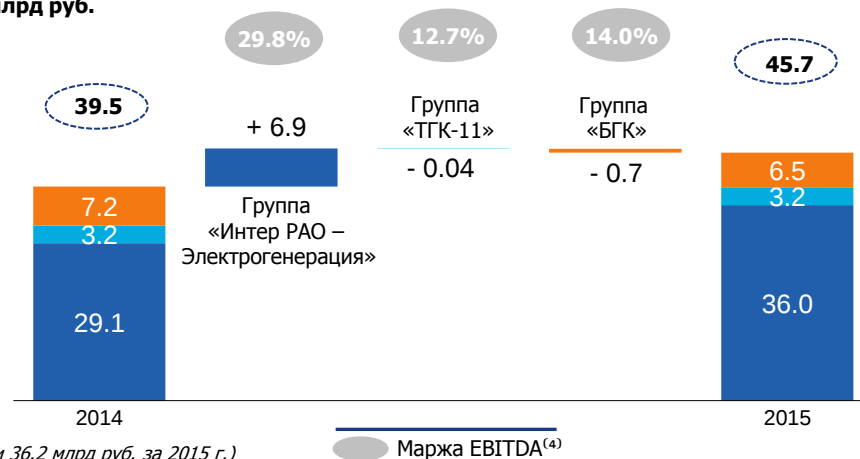
Структура EBITDA

млрд руб.



Доли компаний в EBITDA

млрд руб.



(1) Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (34.1 млрд руб. за 2014 г. и 36.2 млрд руб. за 2015 г.)

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

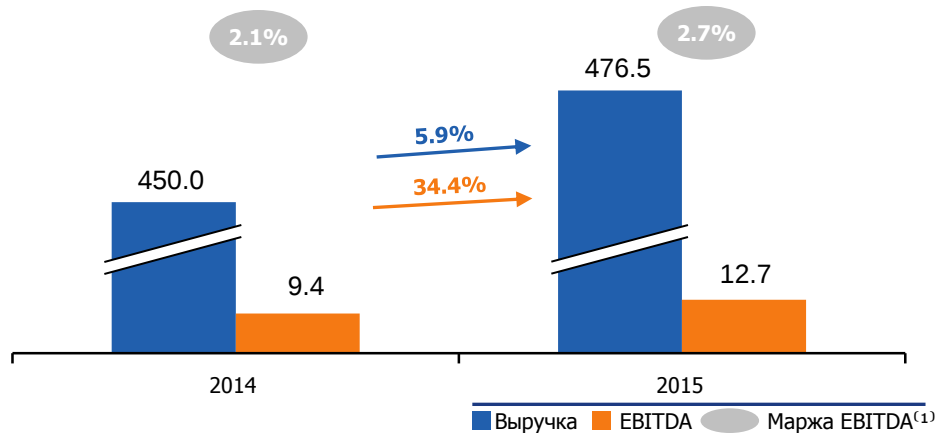
(3) Подсегмент «Теплогенерация» включает в себя финансовые результаты Группы «БГК» и Группы «ТГК-11»

(4) Показатель «Маржа EBITDA» рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки за 2015 г. (по Группе «Интер РАО – Электрогенерация» - 28.3 млрд руб.; по Группе «ТГК-11» - 3.5 млрд руб.; по Группе «БГК» - 4.4 млрд руб.)

Ключевые сегменты: «Сбыт»

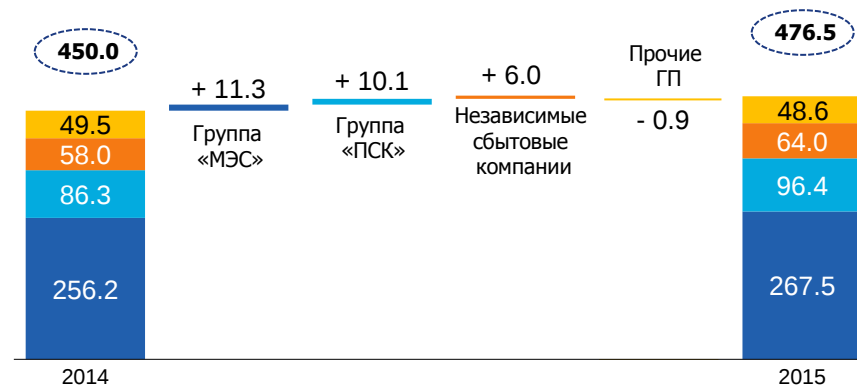
Выручка и EBITDA

млрд руб.



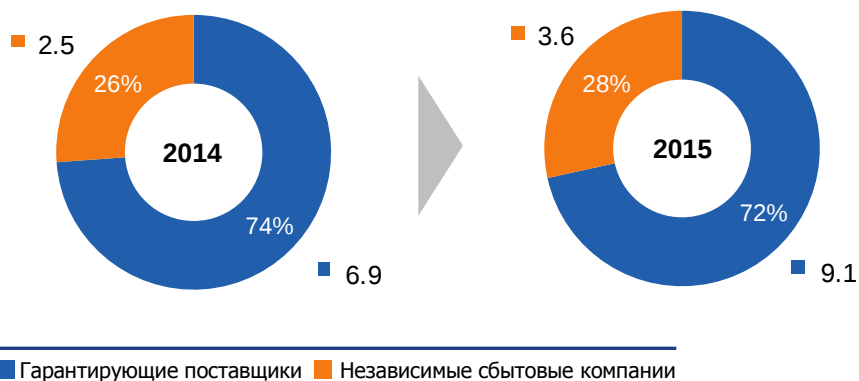
Доли компаний в выручке

млрд руб.



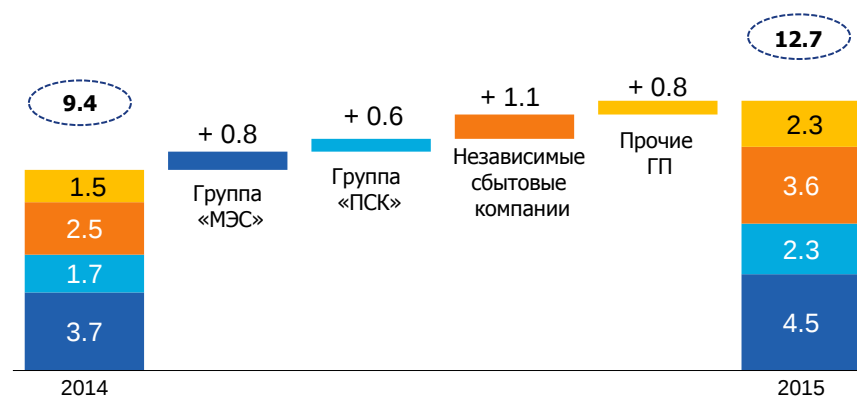
Структура EBITDA

млрд руб.



Доли компаний в EBITDA

млрд руб.

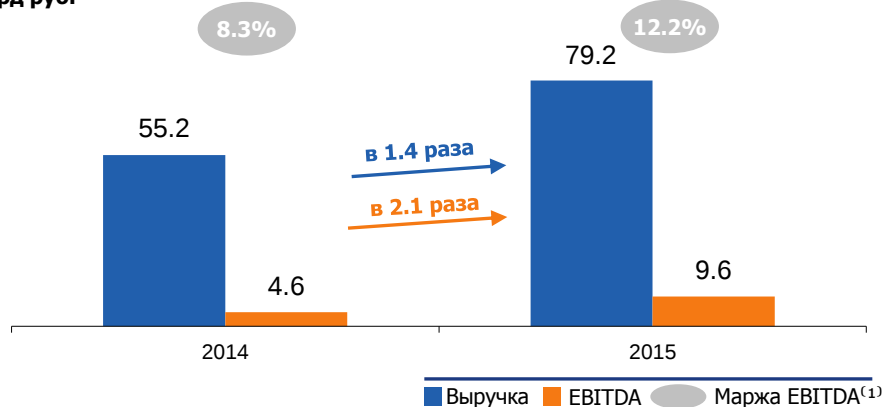


(1) Показатель маржа EBITDA рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (0.8 млрд руб. за 2014 г. и 1.4 млрд руб. за 2015 г.)

Ключевые сегменты: «Трейдинг» и «Зарубежные активы»

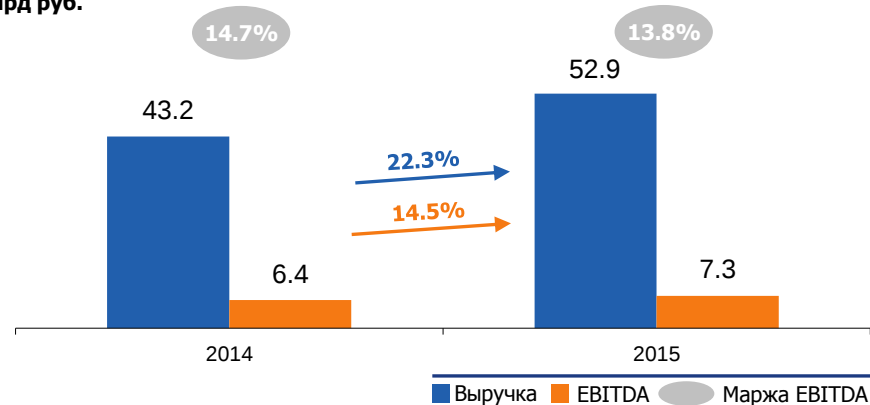
Трейдинг: выручка и EBITDA

млрд руб.



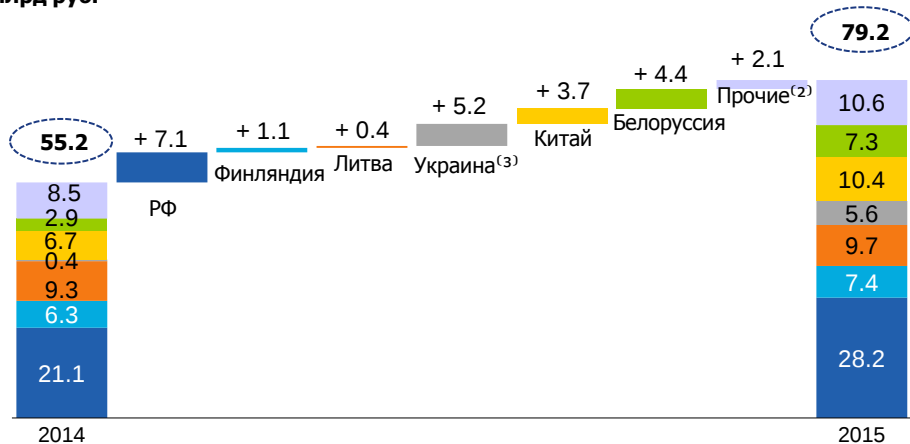
Зарубежные активы: выручка и EBITDA

млрд руб.



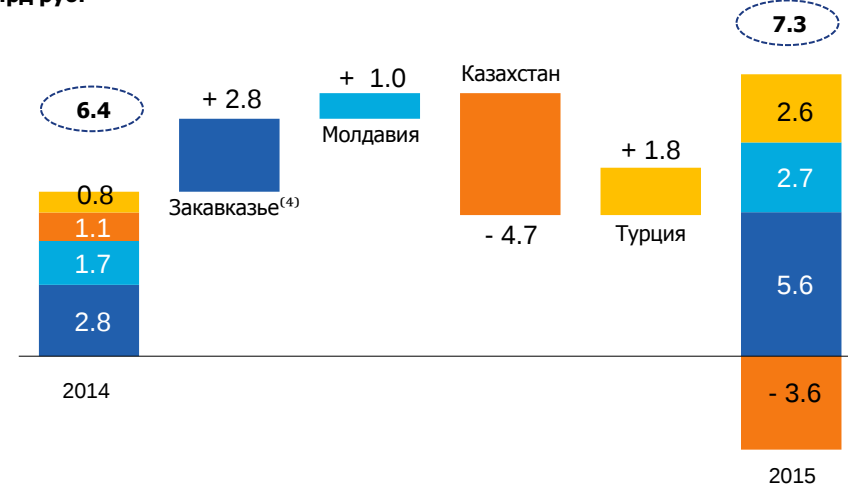
Трейдинг: доли стран в выручке

млрд руб.



Зарубежные активы: доли стран в EBITDA

млрд руб.



(1) Показатель «Маржа EBITDA» рассчитан с учётом исключения межсегментной выручки (1.5 млрд руб. за 2014 г. и 1.4 млрд руб. за 2015 г.)

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

(3) Поставки на Украину в 2014 г. осуществлялись исключительно в рамках обеспечения режима параллельной работы энергосистем двух стран в объёме 426 млн рублей

(4) Сегмент «Закавказье» включает финансовые результаты подсегмента «Грузия» и «Армения»

Консолидированные операционные расходы

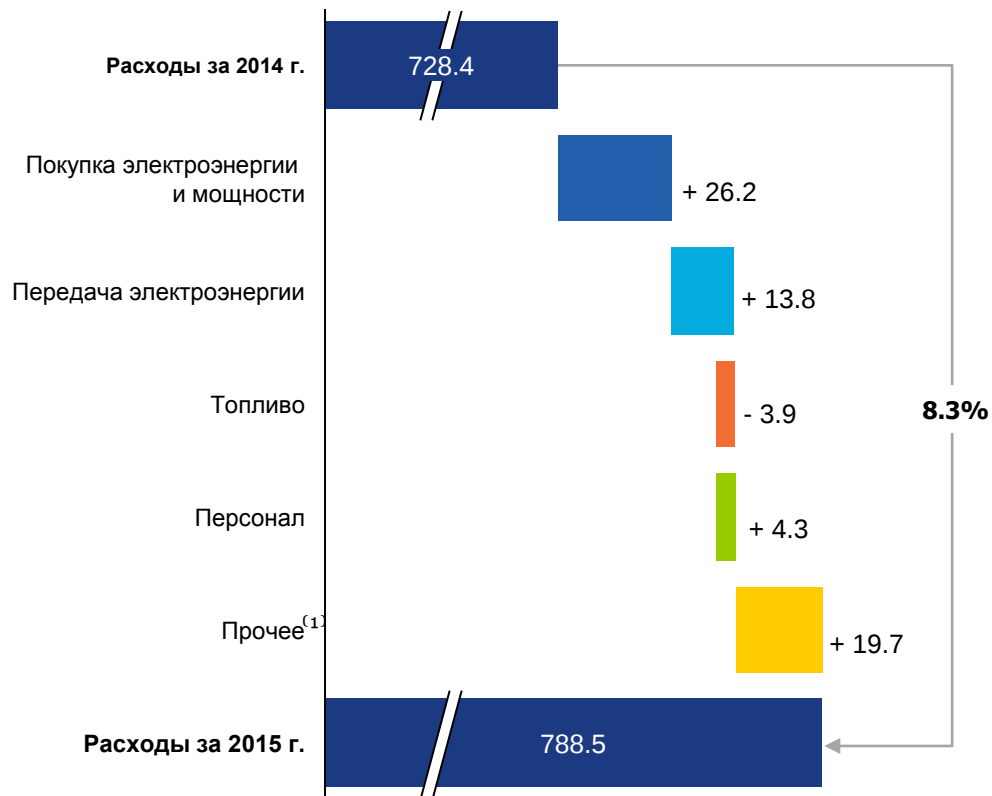
Структура операционных расходов



Консолидированные расходы Группы «Интер РАО» за 2015 г. составили 788.5 млрд рублей

Динамика операционных расходов

млрд руб.



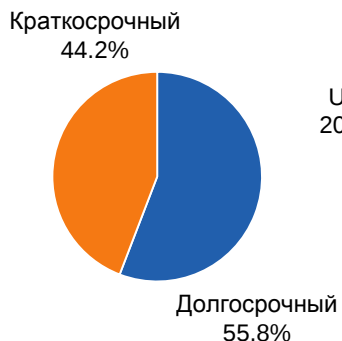
Темп роста консолидированной выручки по Группе «Интер РАО» за 2015 г (+8.7% год к году) превысил темп роста консолидированных операционных расходов (+8.3% год к году)

(1) Прочие расходы включают в себя амортизацию, резервы по сомнительной дебиторской задолженности, обесценение объектов основных средств и НЗС и другие операционные расходы

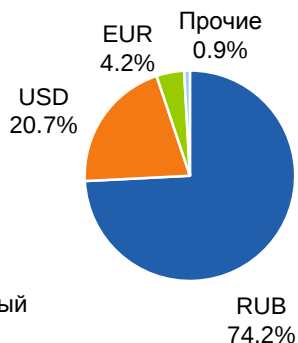
Анализ долговых обязательств и ликвидности⁽¹⁾

Структура долга*

По сроку погашения



По валюте



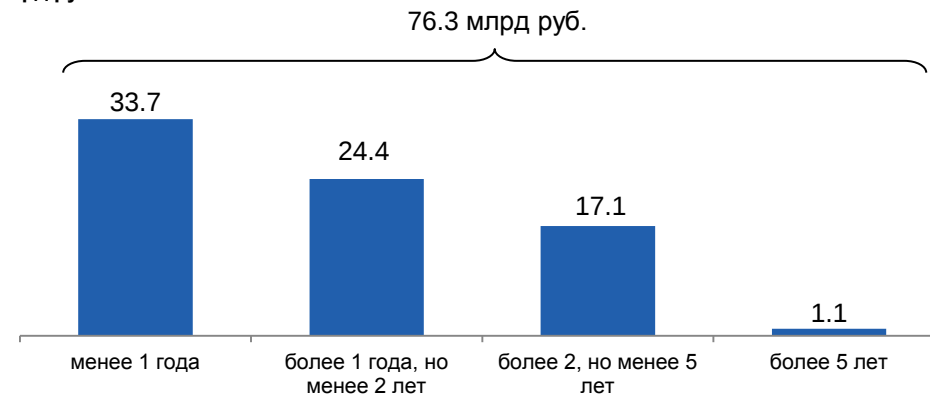
По процентным ставкам



* без учёта доли долга в совместных предприятиях

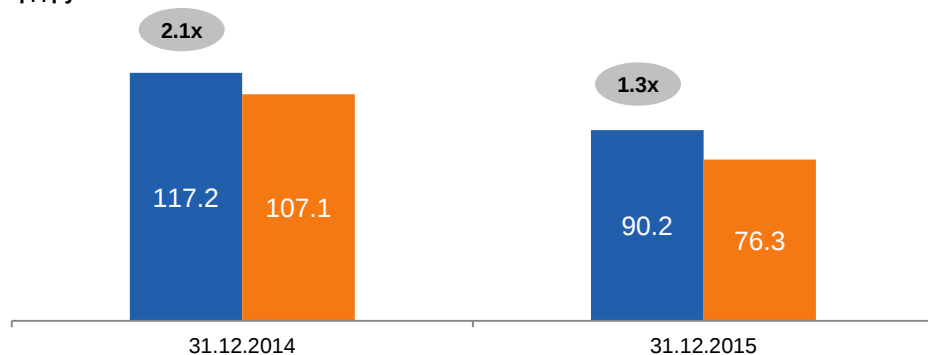
Структура долга по срокам погашения*

млрд руб.



Статистика по долговым обязательствам⁽²⁾

млрд руб.

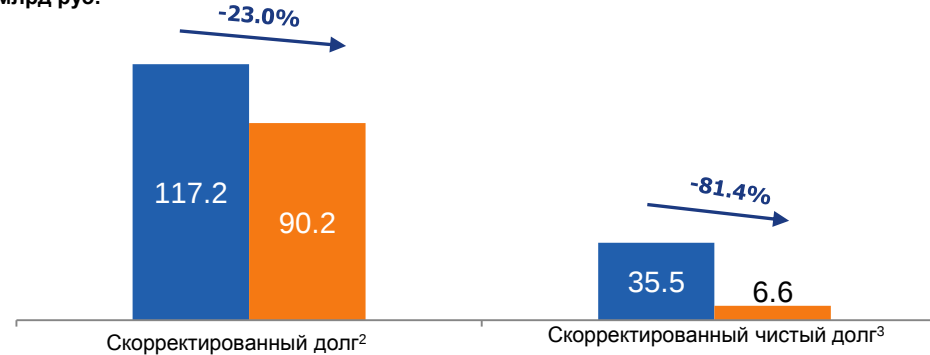


■ С учётом доли долга в СП
■ Без учёта доли долга в СП

○ Долг с учётом доли долга в СП/EBITDA

Динамика показателей долга

млрд руб.



■ На 31.12.2014 ■ На 31.12.2015

(1) С учётом финансового лизинга

(2) Включает долю долга в совместных предприятиях в размере 13.9 млрд руб. на 31.12.2015 (10.1 млрд руб. на 31.12.2014)

(3) Включает депозиты со сроком погашения от 3 до 12 месяцев в размере 17.8 млрд руб. на 31.12.2015 (31.12.2014 – 6.1 млрд руб.) и долю долга в совместных предприятиях в размере 13.9 млрд руб. на 31.12.2015 (на 31.12.2014 – 10.1 млрд руб.)

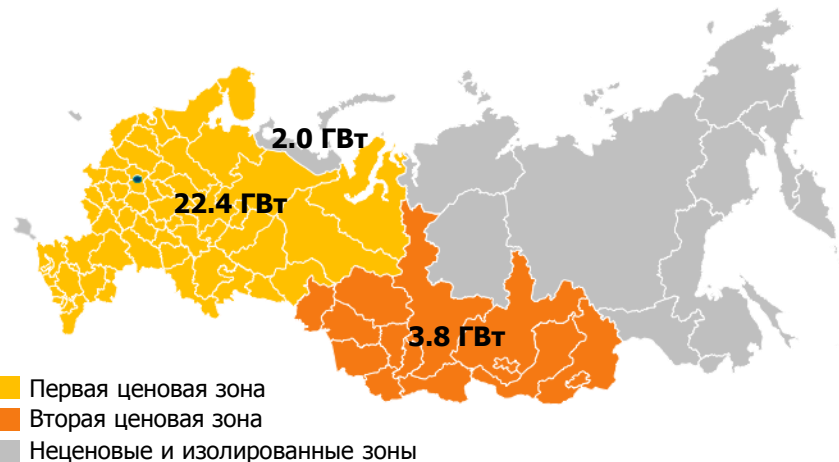


IV. Долгосрочный рынок мощности



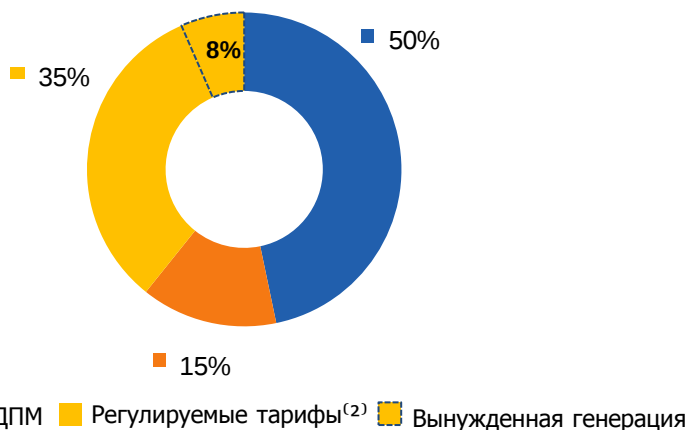
Результаты долгосрочного КОМ на 2016-2019 гг.

Распределение мощности Группы «Интер РАО» по зонам



Структура продаж мощности Группы «Интер РАО»⁽¹⁾

ГВт



(1) На основе установленной мощности Группы «Интер РАО» по состоянию на 01.01.2016 г.

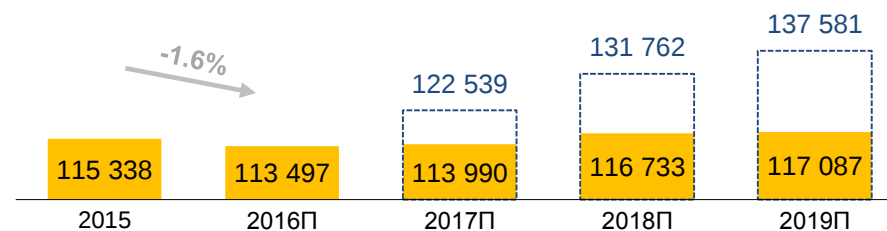
(2) Включая тарифы на мощность в неценовых зонах

(3) На основе прогнозов МЭР РФ по уровню инфляции (в 2016 г. - 8.5%, в 2017 г. - 6.0% и в 2018 г. - 5.1%)

Динамика цен на мощность в КОМ по Группе «Интер РАО»

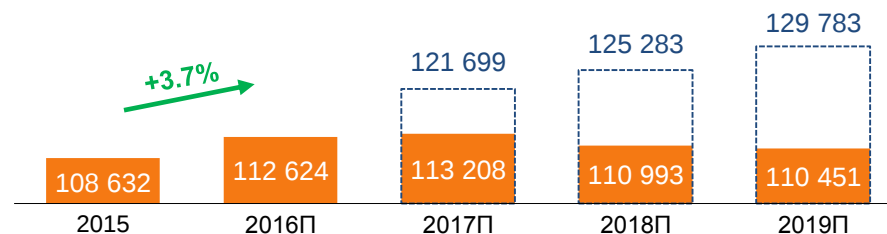
Группа «Интер РАО – Электрогенерация»

Руб./МВт в мес.



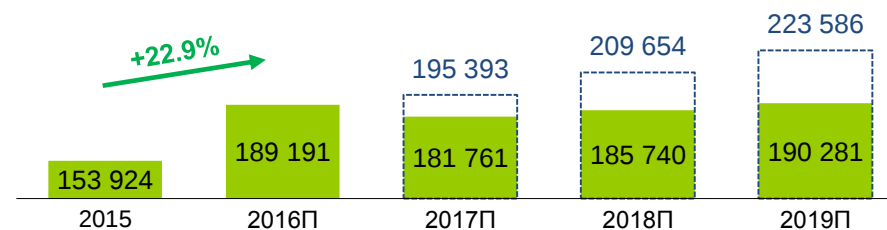
Группа «БГК»

Руб./МВт в мес.



Группа «ТГК-11»

Руб./МВт в мес.



□ - Цена на мощность с учетом индексации⁽³⁾

Вынужденная генерация на 2016-2019 гг.

Структура вынужденной генерации Группы «Интер РАО»



Особенности оплаты вынужденной генерации

- Мощность, поставляемая в вынужденном режиме, оплачивается по цене не выше предыдущего периода
- Индексация цен для вынужденной генерации не предусмотрена
- Предусматривается прекращение действия статуса вынужденного генератора после реализации замещающих мероприятий. Такая мощность не будет оплачиваться. До февраля 2016 года Минэнерго обязано разработать соответствующие изменения в НПА

Перечень вынужденных генераторов Группы «Интер РАО»

Объект	Установленная мощность, МВт	Станционный номер	Период регулирования	По окончании периода регулирования...
Южноуральская ГРЭС	164	ТГ-7,8	2016-2018	С 2019 года реализация мощности в КОМ - реализация в КОМ эффективнее в связи с ожидаемым ростом цены КОМ в результате индексации
Черепетская ГРЭС	265	Бл. №7	2016	С 2017 года вывод из эксплуатации неэффективного оборудования
Гусиноозерская ГРЭС	750	Бл. №2,3,5,6	2016-2017	С 2018 года реализация мощности в КОМ - реализация в КОМ эффективнее в связи с ожидаемым ростом цены КОМ в результате индексации
Харанорская ГРЭС	430	Бл. №1,2	2016-2017	С 2018 года реализация мощности в КОМ - реализация в КОМ эффективнее в связи с ожидаемым ростом цены КОМ в результате индексации
Салаватская ТЭЦ	180	Бл. №7,9,10	2016-2019	-
Омская ТЭЦ-3	75	ТГ-4,7,8	2016	С 2017 года реализация замещающих мероприятий и вывод из эксплуатации неэффективного оборудования
Томская ТЭЦ-3	140	ТГ-1	2016-2019	-
Томская ГРЭС-2	135	ТГ-6,8	2016, 2016-2017	С 2018 года реализация мощности в КОМ - реализация в КОМ эффективнее в связи с ожидаемым ростом цены КОМ в результате индексации
ВСЕГО	2 139			

Замещающие мероприятия после ВГ

Статус «вынужденного генератора» несет в себе существенные риски недополучения выручки при высокой инфляции, а также недополучения выручки при лишении этого статуса после реализации замещающих мероприятий

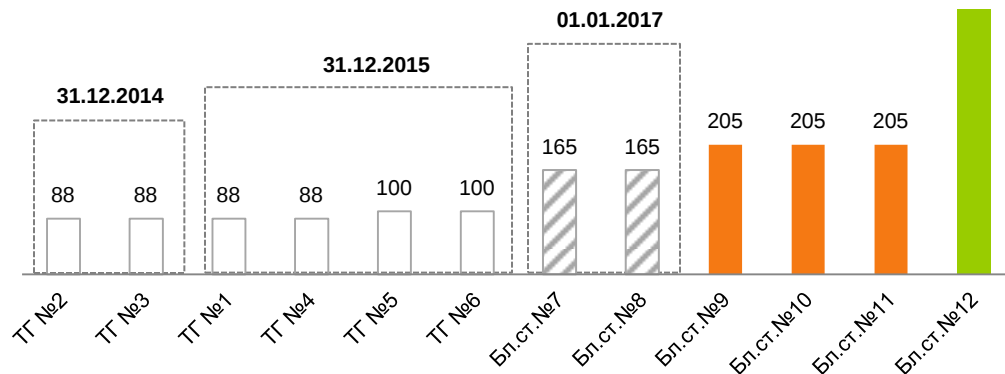
Программа выводов неэффективной генерирующей мощности

Верхнетагильская ГРЭС

Вывод 882 МВт

МВт

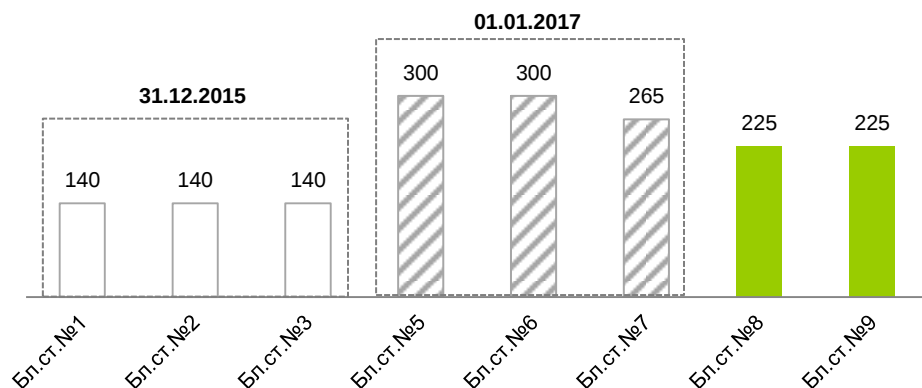
420*



Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина

Вывод 1 285 МВт

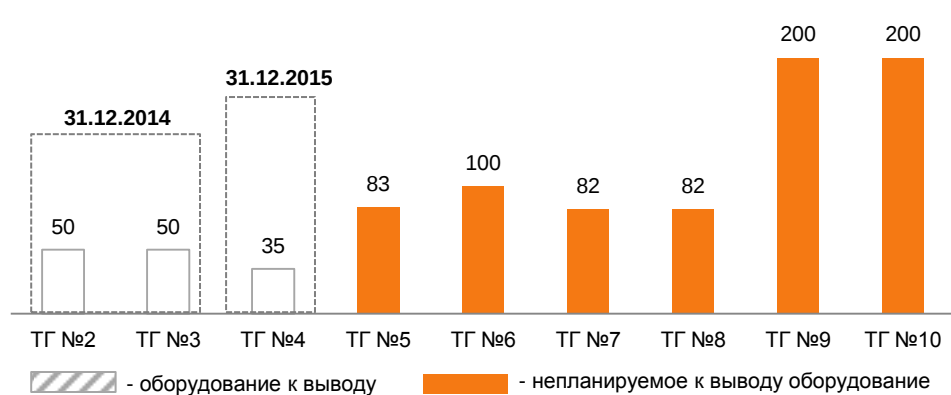
МВт



Южноуральская ГРЭС

Вывод 135 МВт

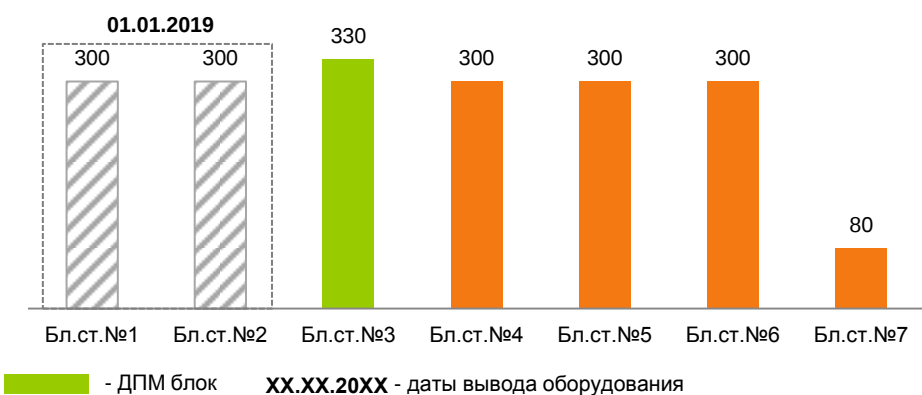
МВт



Каширская ГРЭС

Вывод 600 МВт

МВт



За период 2010-2015 гг. Группа «Интер РАО» вывела из эксплуатации 982 МВт неэффективного генерирующего оборудования, в 2016-2019 гг. планируется к выводу еще 2 705 МВт

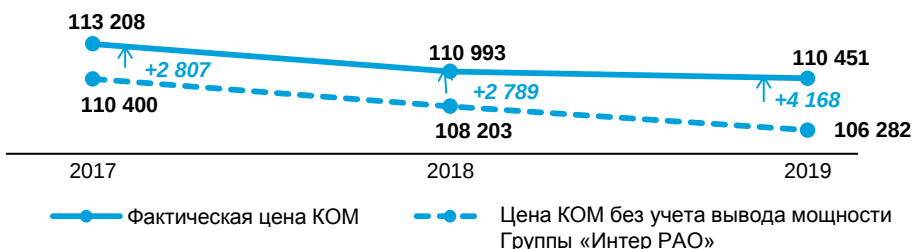
Эффективность программы выводов неэффективной генерирующей мощности

1 Эффективное прохождение долгосрочного конкурентного отбора мощности на 2016-2019 года

- Изменение принципов ценообразования в секторе КОМ в части внедрения модели «наклонного спроса», которая предполагает рост цены КОМ по ЦЗ при выводе из эксплуатации неэффективного генерирующего оборудования (рост цены КОМ на 2 807 руб./МВт по ЦЗ при выводе 1 ГВт, что соответствует ежегодному эффекту в **более чем 600 млн рублей**)

Без индексации (в ценах 2016)

Руб./МВт в мес.



Сокращение условно-постоянных затрат при выводе оборудования из эксплуатации

- Общее снижение условно-постоянных затрат за счет вывода неэффективного оборудования до 2019 года составит порядка **2.9 млрд рублей** (в ценах 2016 года), в том числе за счет снижения расходов на содержание общестанционного оборудования

3 Вывод низкоэффективного и высокоаварийного оборудования с низкой топливной экономичностью

- Снижение удельного расхода условного топлива (средний УРУТ по выводимому оборудованию 430 г.у.т./кВт*ч, средний УРУТ по Группе «Электрогенерация» - 311 г.у.т./кВт*ч)
- Сокращение маржинального убытка от реализации электрической энергии (в случае загрузки данной неэффективной генерации ежегодный маржинальный убыток для Группы может составить **1.1 млрд рублей**)
- Повышение эффективности оставшихся энергоблоков (например, показатели ВТГРЭС бл.ст.№№9-10 улучшаются после перевода на них тепловой нагрузки с 1-3 очереди; при выводе из эксплуатации 2-ой очереди ЧГРЭС обеспечивается значительное сокращение условно-постоянных затрат)

4 Снижение расходов на поддержание оборудование в надёжном и безаварийной состоянии (ТПИР*) составляет порядка **9.7 млрд рублей**

Своевременный вывод неэффективного генерирующего оборудования позволит снизить нагрузку на потребителей и повысить эффективность работы генерирующей компании

* По оценке на период до 2030 года