

29.05.2007

*Планирование и ведение режимов
объектов управления
операционной зоны ОДУ Центра
в условиях НОРЭМ*



Начальник службы сопровождения рынка
О.Л. Лонцакова

В старой модели:

- **Регулируемый сектор (РС)** – торговля частью объемов планового почасового производства/потребления э/э и мощности по тарифам, утвержденным ФСТ РФ
- **Сектор свободной торговли (ССТ)** – конкурентная торговля по свободным ценам, определенным по результатам аукциона ценовых заявок продавцов и покупателей на сутки вперед
- **Сектор отклонений** – торговля отклонениями факта от плана по ценам, определенным на основе конкурентного отбора ценовых заявок продавцов в режиме близком к реальному времени

В новой модели:

- **Рынок двусторонних договоров (РД)** – торговля зафиксированными в договоре объемами электроэнергии, осуществляемая в рамках планирования на РСВ по ценам, зафиксированным в договорах (ежегодно индексируемые тарифы ФСТ)
- **Рынок на сутки вперед (РСВ)** – механизм планирования объемов производства (потребления) электроэнергии на сутки вперед: по РД, по свободным двусторонним договорам (СДД) и по результатам **конкурентного отбора** заявок на сутки вперед
- **Балансирующий рынок (БР)** – торговля отклонениями факта от плана по ценам, определенным на основе конкурентного отбора ценовых заявок продавцов в режиме близком к реальному времени

Принципиальные изменения для СО:

- Прогнозный диспетчерский график передаваемый СО в АТС в X-1 определяет только состав оборудования и системные условия.
- Формирование диспетчерского графика (как в сутки X-1 так и X) только на основе конкурентного отбора ценовых заявок участников, проводимого СО (торговый график – только финансовые обязательства).
- Введение механизма контроля со стороны СО готовности генерирующего оборудования для оплаты поставщикам мощности.

До запуска НОРЭМ:

- Покупатель каждый час может покупать, а может не покупать электроэнергию в ССТ
- Даже если покупатель подал ценовую заявку и она не «выиграла» в аукционе, *покупателям гарантируется покупка до 100% их часового потребления по установленным государством тарифам в регулируемом секторе*
- Поставщики также свободны в выборе участия в ССТ, но на регулируемом секторе им будет оплачено только 85% планового объема производства и мощности

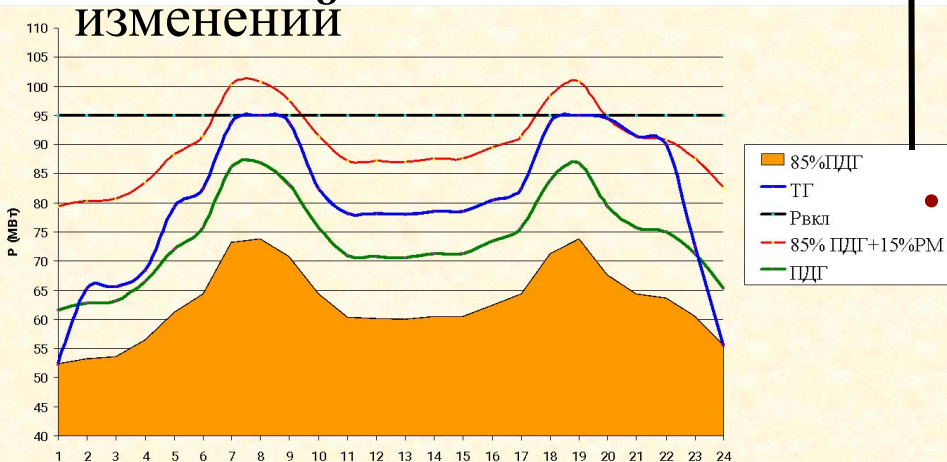
После запуска НОРЭМ:

- Условия ценовой заявки определяют включение или не включение поставщика (потребителя) в плановый график производства (потребления)
- В случае не включения в результате конкурентного отбора части или всего объема планируемого производства/потребления участник может либо ограничить свое производство/потребление на уровне торгового графика, либо потребить/выработать недостающий объем на балансирующем рынке (БР), т.е. *после конкурентного отбора нет возврата в РС и любых иных возможностей приобрести э/э, кроме БР*

Изменения в планировании физических объемов генерации/потребления

До запуска НОРЭМ:

- СО составляет ПДГ без формализованных стоимостных критериев (может использоваться тариф на э/э, топливная составляющая с/с, либо иные приоритеты)
- В рамках 15% ПДГ АТС проводит оптимизацию (сектор свободной торговли)
- 85% ПДГ остается без изменений



После запуска НОРЭМ:

- **СО определяет только системные условия (сетевые ограничения, межсистемные перетоки и пр.)!!!**
- Поставщики подают ценовые заявки на весь максимально возможный объем производства. *Поставщики обязаны подавать ценопринимаящие заявки на P_{min} .*
- Потребители подают ценовые заявки на плановое потребление. *ГП обязаны подавать ценопринимаящие заявки на плановое значение потребления, согласованные с прогнозом СО.*
- АТС проводит оптимизацию по критерию минимизации стоимости удовлетворения спроса – определяет почасовые объемы и равновесные цены на следующие сутки

Суточное планирование режимов

Цели суточного планирования:

- Обеспечение надежности функционирования ЕЭС России.
- Разработка оптимальных суточных графиков работы электростанций и электрических сетей Единой энергетической системы России
- Обеспечение допустимых параметров электрических режимов.

Участие в формировании ДГ принимают все ступени иерархии диспетчерского управления: ЦДУ, ОДУ, РДУ, энергообъекты.

Бизнес-процесс планирования суточного режима Системным оператором может быть представлен последовательно исполняемыми этапами:

1. Выбор состава включенного генерирующего оборудования, расчет предварительного энергетического режима (ПЭР) – день X-2.
2. Уточнение состава генерирующего оборудования и формирование прогнозного диспетчерского графика (ПДГ) - день X-1.
3. Синтез и актуализация расчетной модели для РСВ и БР- день X-1.
4. Расчет предварительного плана балансирующего рынка ППБР и формирование расчетного диспетчерского графика РДГ на основе ППБР - день X-1.
5. Формирование ПБР-N – день X.

I, II этап – формирование ПЭР и ПДГ

Составление СО собственного прогноза потребления по территории

- определение состава включенного генерирующего оборудования;
- составление графиков производства генерирующего оборудования с учетом необходимых резервов.

Выбор состава включенного генерирующего оборудования

- ✓ обеспечение балансов мощности и энергии в ЕЭС и отдельных регионах
- ✓ покрытие максимальной и минимальной нагрузки потребления, обеспечение необходимых резервов активной мощности на загрузку и разгрузку
- ✓ выполнение технологических ограничений по составу и параметрам оборудования станций.
- ✓ обеспечение экономичности режимов
- ✓ минимизация числа пусков-остановов блоков
- ✓ учет графиков ремонтов оборудования
- ✓ учет обеспеченности топливом станций

Сбор исходных данных в ОДУ

- данные о потреблении территории от каждого РДУ по областям – макет 308
- данные о составе и параметрах генерирующего оборудования – макет 53500;
- данные о системных условиях:
 - о топологии электрических сетей, соответствующей разрешенным на плановый период времени оперативным заявкам на отключение/включение оборудования электрических сетей – макет 53101;
 - о сетевых ограничениях, накладываемых на максимально допустимую нагрузку контролir. сечений
- данные о тарифах на эл.эн(ФСТ).

Расчет графиков производства и потребления активной мощности для формирования ПДГ

Выбор целевой функции и критериев оптимизации

Оптимизируемая целевая функция - **Критерий экономической эффективности режимов**, задается диспетчерскому управлению извне и определяется действующими правилами работы оптового рынка.

Экономическая эффективность оптимизируемых режимов работы Единой энергетической системы России определяется по критерию минимизации суммарных затрат покупателей электрической энергии.

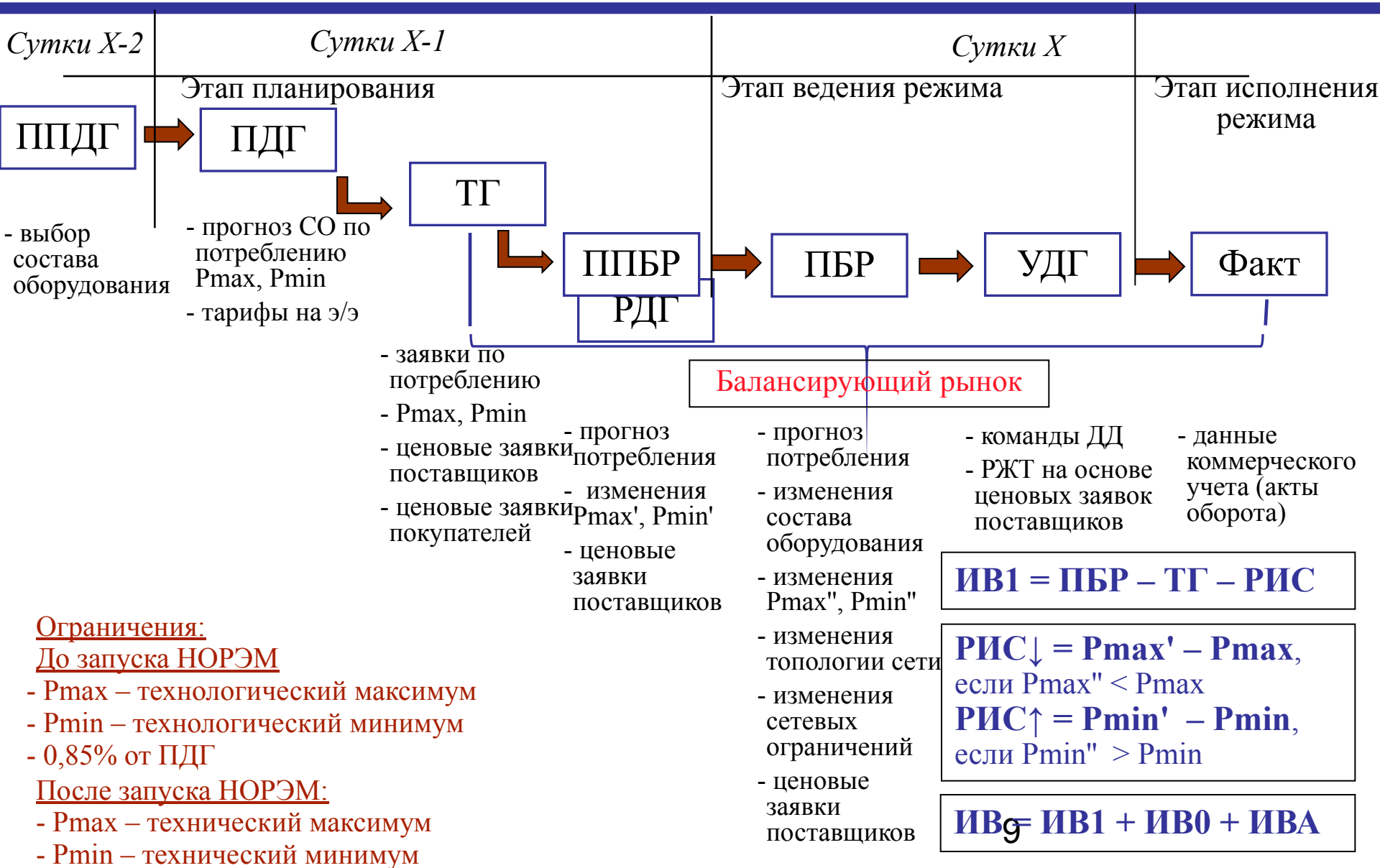
Основные принципы СО при формировании ПДГ :

- Режимы АЭС определяются суточными графиками, согласованными концерном «Росэнергоатом» и СО-ЦДУ перед началом месяца;
- Режимы ГЭС определяются в соответствии с «Основными правилами использования водных ресурсов водохранилищ» и в соответствии с решениями МПР РФ и органов исполнительной власти субъектов Федерации;
- Экспортные/импортные поставки задаются согласованными графиками с учетом действующих договоров;
- Учитываются заявленные графики ТЭС, работающих в теплофикационном режиме,
- ТЭС ОГК и ТГК замыкают баланс электрической энергии (мощности).

Критерий оптимизации –

Согласно действующим документам для этапа расчета ПДГ *«оптимальное планирование режимов предполагает минимизацию совокупной стоимости плановых почасовых значений производства активной мощности генерирующего оборудования»* ТЭС ОГК и ТГК по тарифам на электрическую энергию, продаваемую производителями на оптовом рынке, с обеспечением требуемой надежности для ожидаемых в планируемые сутки режимных условий.

Изменения в планировании физических объемов генерации



Ограничения:

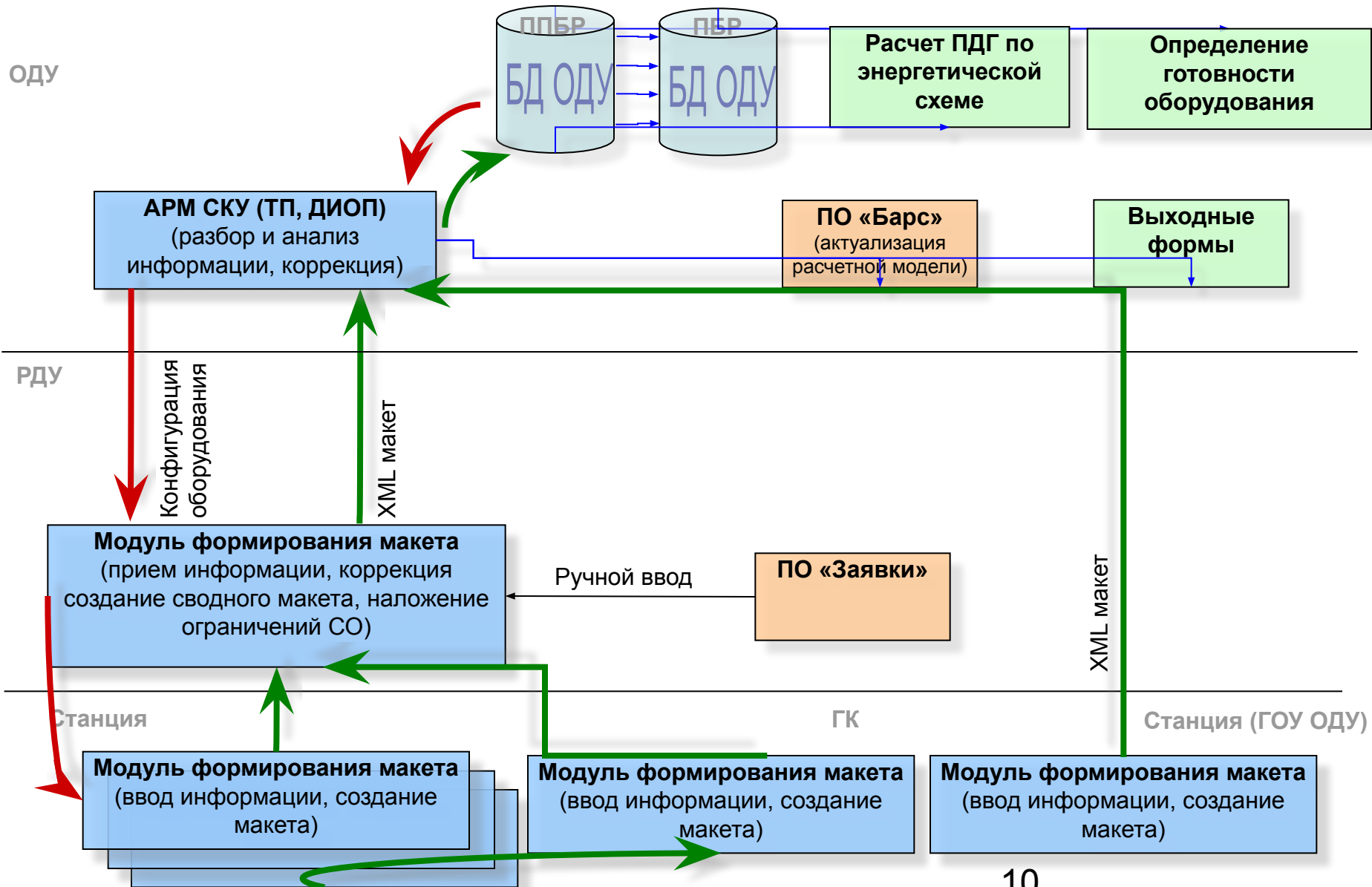
До запуска НОРЭМ

- P_{max} – технологический максимум
- P_{min} – технологический минимум
- 0,85% от ПДГ

После запуска НОРЭМ:

- P_{max} – технический максимум
- P_{min} – технический минимум

Структура ПО планирования режима ОДУ Центра



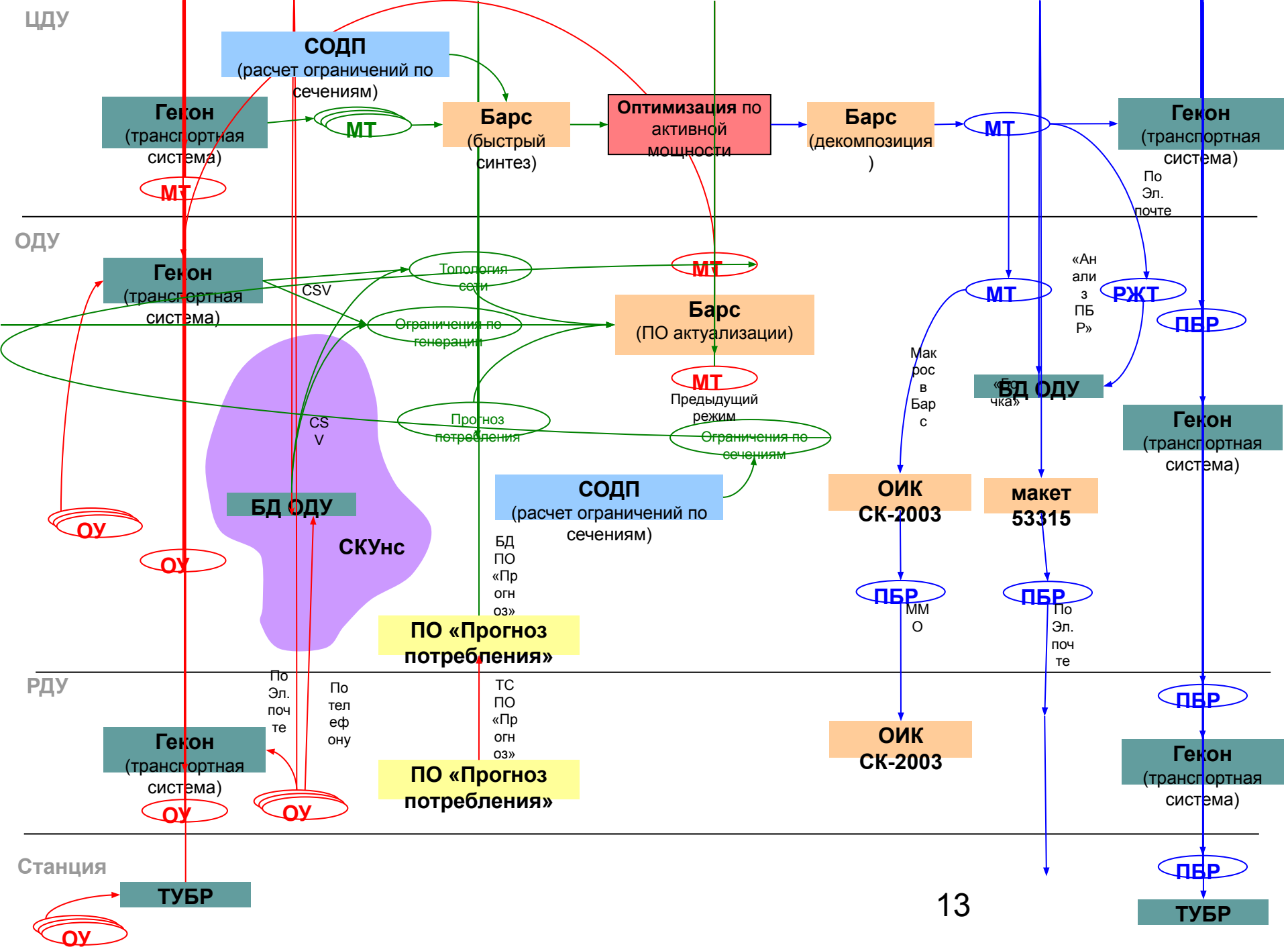
Информация, передаваемая в файле макета

| С уровня станции | С уровня РДУ |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none">• Ограничения по турбоагрегатам• Ограничения по котлоагрегатам• Ограничения по РГЕ• Ремонтные снижения по видам ремонтов• Скорости изменения нагрузки• Состояние оборудования• Ремонтные снижения по ГТП• Выработка станции• Номера действующих заявок• Дата действия макета• Дата формирования макета• Имя отправителя | <ul style="list-style-type: none">• Все данные станции (без изменения)• Коррекция, внесенная РДУ• Признак наличия макета от станции• Ограничения Системного Оператора• Номера заявок СО |

Передача информации в макете осуществляется с использованием идентификаторов оборудования и объектов управления в БД ОДУ Центра

Схема информационных потоков в БР





Методы достижения эффективности коммерческой диспетчеризации

Оптимальное планирование и ведение режимов предполагает минимизацию совокупной стоимости балансировки отклонений почасовых объемов производства и потребления активной мощности от значений, полученных по ТГ, допущенных одними участниками оптового рынка за счет изменения нагрузки объектов генерации других участников оптового рынка. **Сив** ⇒

min

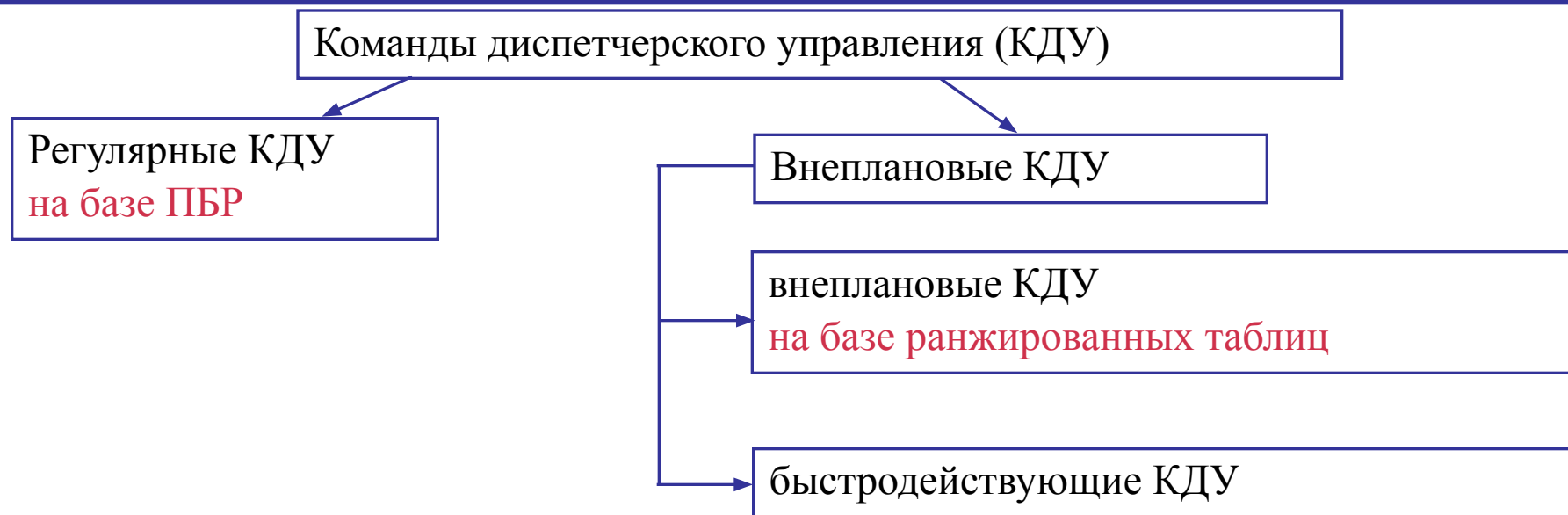
Минимизация стоимости отклонений достигается загрузкой (разгрузкой) наиболее дешевых (дорогих) поставщиков электроэнергии в балансирующем сегменте.

При отдаче внеплановой команды информационной основой для принятия решения Диспетчером ЦДУ по управлению режимами работы генерирующего оборудования в БР являются ранжированные по цене 1МВтч балансирующей энергии таблицы на загрузку (разгрузку) ГТГ генерации.

Регламентирующие документы для диспетчера

1. Регламент определения объемов, инициатив и стоимости отклонений (утв. НС НП «АТС»).
2. «Перечень стандартных документируемых диспетчерских команд при управлении режимами генерации активной и реактивной мощности участников оптового рынка электроэнергии (мощности) и внешними перетоками» (приложение №1 к приказу ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» от 23.01.2007 №20) .
3. «Порядок регистрации стандартных документируемых диспетчерских команд при управлении режимами генерации активной и реактивной мощности участников оптового рынка и внешними перетоками», утв. 30.01.2007 Зам. Пред. Правления ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС».
4. «Основные принципы определения составляющих величин отклонений, относимых на внешнюю и собственную инициативу, при регистрации стандартных документируемых диспетчерских команд», утв. 30.01.2007 Зам. Пред. Правления ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС».

Команды диспетчерского управления в условиях КБР



Дополнительные требования к диспетчеру в условиях КБР:

1. Дополнительная нагрузка, связанная с выполнением функций ДИОП в части сбора информации, проведения оптимизационных расчетов и анализа режима
2. «Психологическая перестройка» в части доверия к ПО, осуществляющему расчет режима и отдача регулярных команд на основе указанного расчета.
3. Проведение дополнительных расчетов по распределению имеющихся резервов на загрузку/разгрузку в соответствии с ранжированными таблицами ГОУ (внеплановые команды).

Электронный журнал диспетчерских команд

Электронный журнал – инструмент оформления ДГ.

В электронном журнале ДД регистрирует:

- *формализованную команду с указанием величины изменения управляемого параметра Субъекта (в МВт)*
- *время отдачи, начала исполнения и время выполнения команды*
- *причину (с комментариями) и инициативу отклонения от планового ДГ*

Требования, предъявляемые к электронному журналу ДД

- *единые принципы классификации причин и инициатив отклонений*
- *своевременная регистрация команд ДД в электронном журнале на всех уровнях диспетчерской иерархии (ЦДУ – ОДУ – РДУ – участник ОРЭ)*
- *прозрачность алгоритма формирования УДГ по часам суток в зависимости от команды ДД*

До запуска НОРЭМ:

- Поставщик получает оплату 85% установленной мощности по тарифу ФСТ с учетом выполнения задания по рабочей мощности
- Потребители оплачивают электроэнергию по одноставочному тарифу (с учетом мощности)
- В случае превышения факта над планом (из баланса) штрафные санкции отсутствуют

После запуска НОРЭМ:

- Цена мощности – тариф поставщика по договору
- Покупка отдельных товаров «электроэнергия» и «мощность» по РД
- Обязательства покупателей по покупке мощности рассчитываются в соответствии с запланированным в балансе ФСТ потреблением э/э в пиковые часы системы
- Оплата поставщиков определяется готовностью к выработке электроэнергии

Технические требования, предъявляемые СО к генерирующему оборудованию участников ОРЭ:

- участие в общем первичном регулировании частоты электрического тока (ОПРЧ)
- предоставление диапазона регулирования реактивной мощности
- участие ГЭС во вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности
- способность генерирующего оборудования участников ОРЭ к производству электроэнергии



Способность оборудования к выработке электроэнергии

Надлежащая способность оборудования обеспечивается при выполнении поставщиком следующих требований

- мощность предлагаемого к включению оборудования соответствует установленной мощности, уменьшенной на объем согласованных с СО ограничений и ремонтов
- объем электроэнергии в заявке на РСВ соответствует установленной мощности станции
- соблюдается выбранный СО состав оборудования
- отклонение факта, не согласованное с СО, не превышает 5% $N_{уст}$ или 15 МВтч
- цена в заявке на продажу электроэнергии в РСВ не превышает конкурентного уровня цены, установленного ФСТ для каждого типа станций
- отсутствие случаев невыполнения команд диспетчера
- не объявлялась дисквалификация, обусловленная технической неготовностью

Готовность фиксируется каждый час.

Принципы подтверждения способности к выработке электроэнергии

Основные принципы подтверждения способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии:

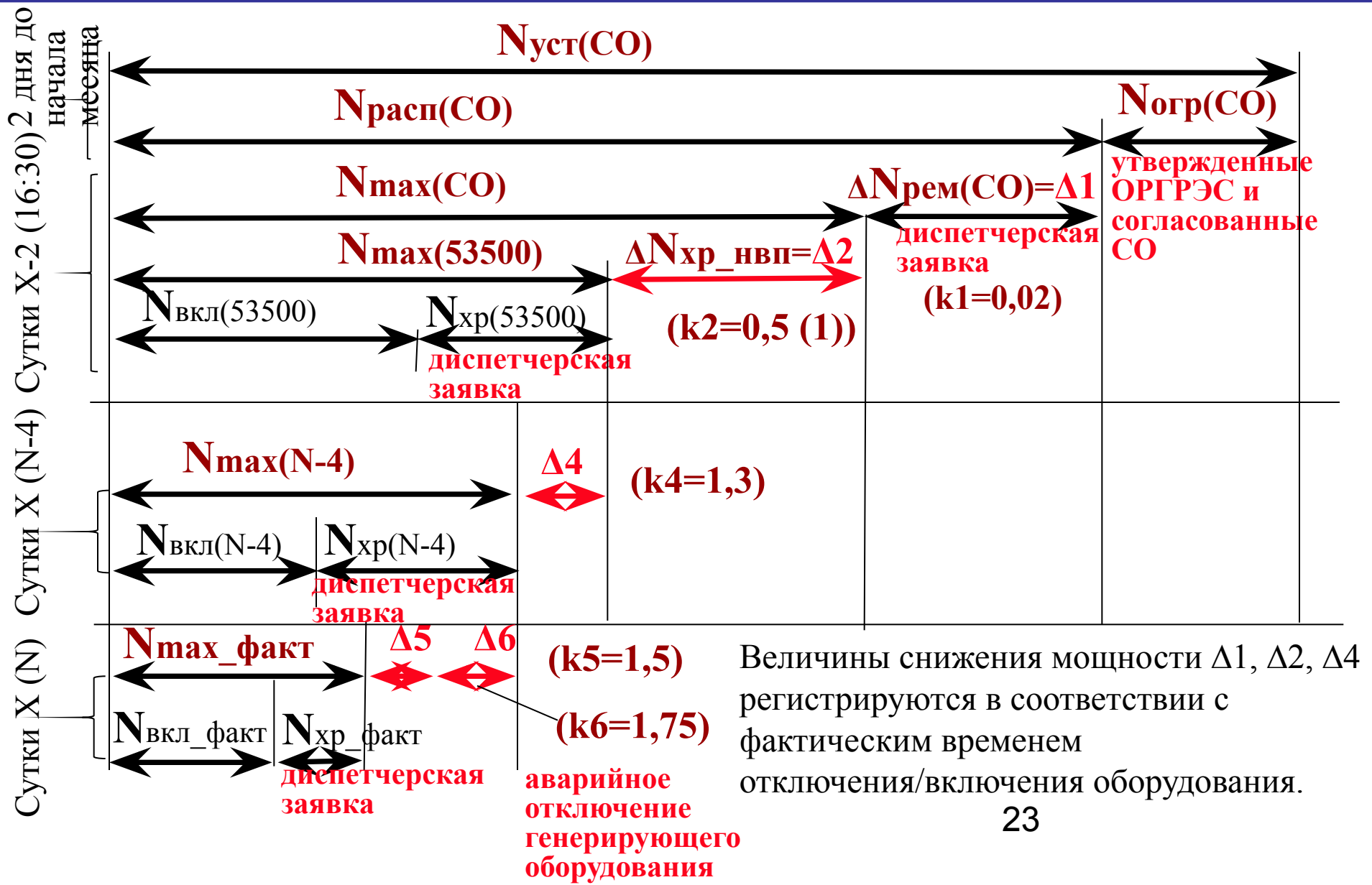
- Покупатель, оплачивая договорную величину мощности, получает гарантию предоставлению всей необходимой ему мощности в любой момент времени.
- Поставщик через оплату установленной мощности получает компенсацию всех условно-постоянных затрат.
- Поставщик в любой момент времени обязан предоставить всю имеющуюся у него установленную мощность (за вычетом согласованных с СО ограничений и ремонтов).
- В случае неготовности предоставить максимальную согласованную с СО мощность Поставщик недополучает часть оплаты условно-постоянных затрат, а Покупателю возвращается часть средств за непредоставленную услугу.
- Чем позже Поставщик сообщит о своей неготовности предоставить свое генерирующее оборудование к выработке электроэнергии, тем дороже ему это будет стоить.

Виды снижения мощности

Для целей подтверждения готовности генерирующего оборудования регистрируются:

- Ограничение установленной мощности,
- Согласованное ремонтное снижение располагаемой мощности $\Delta 1$,
- Снижение мощности по разрешенной внеплановой заявке, с разделением на:
 - - заявки, поданные до 16:30 X-2 - $\Delta 2$,
 - - заявки, поданные после 16:30 X-2, но ранее чем за 4 часа до часа фактической поставки – $\Delta 4$
- Снижение мощности, зарегистрированное по факту – Δ изм
- Снижение мощности из-за ремонта по неотложной (аварийной) заявке, отключения по факту, несогласованного с Системным оператором включения/неотключения оборудования – ~~Д~~уст изм.

Определение способности оборудования к выработке электроэнергии



Определение способности оборудования к выработке электроэнергии

В час фактической поставки

СО:

Несоответствие состава выбранного СО оборудования

АТС:

Снижение мощности в час фактической поставки

- Величина мощности оборудования не соответствующая составу, заданному ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС» на час фактической поставки, определяется на каждый час суток и соответствует сумме установленных мощностей оборудования включенного и отключенного без согласования с ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС»:

$$N_{\text{уст_изм}} = N_{\text{уст_замещающ.}} + N_{\text{уст_замещаем.}}$$

а также установленная мощность аварийно отключившегося генерирующего оборудования

- Снижение мощности поставки:

$$\Delta N_{\text{изм}} = \max\{\min\{N_{\text{max}}(\text{СО}); N_{\text{max}}; N_{\text{max}}(N-4)\} - N_{\text{max_факт}}\}$$

В случае если при попытке диспетчера загрузить ГТПГ электростанции до величины заявленной участником ОРЭ включенной мощности, участник ОРЭ сообщает о невозможности загрузки до указанной величины, $N_{\text{max_факт}}$ и $N_{\text{вкл_факт}}$ соответственно должны быть снижены до величины реальной загрузки ГТП до конца суток или до момента подачи оперативного уведомления, но не менее чем на 4 часа.

Определение способности оборудования к выработке электроэнергии

В час фактической поставки

АТС:

Отклонение фактической поставки электроэнергии от заданной СО

| | |
|--|---|
| Факт > УДГ на 5%N_{уст} (или 15 МВт) | $\Delta 5(-) = P_{\text{вкл}}(\text{СО}) - \text{Факт}$ |
| Факт < УДГ на 5%N_{уст} (или 15 МВт) | $\Delta 5(+) = \text{Факт} - \text{УДГ}$ |

где **Факт** – мощность соответствующая фактическому производству электроэнергии ГТП Участника в час фактической поставки

УДГ – уточненный диспетчерский график с учетом последней команды диспетчера, в т.ч. зарегистрированной по «инициативе собственной». Участник имеет право сообщить СО о необходимости оперативного снижения/увеличения выработки не связанной с изменением состава оборудования, в том числе по проблемам с топливообеспечением и т.д. В случае, если сохраняется возможность задействовать мощность генерирующего оборудования участника в полном объеме на период не менее 1 часа и по системным условиям такое изменение допустимо - СО согласовывает указанное изменение выработки с регистрацией собственной инициативы (ИС) участника, соответствующие объемы оплачиваются по правилам БР, без применения штрафных санкций в рынке мощности.

$P_{\text{вкл}}(\text{СО})$ – максимальная рабочая мощность, указанная СО в актуализированной РМ

□ Снижение мощности поставки: 25

$$\Delta 5 = \Delta 5(\text{СО}) + \max\{\Delta 5(-); \Delta 5(+)\}$$

АТС:

Отклонение фактически поставленной мощности

Определение способности оборудования к выработке электроэнергии

По итогам месяца

Коэффициент готовности ($k_{\text{гот}}$) может быть снижен при наличии следующих факторов:

СО:

Факты

непредоставления
мощности

АТС:

Неконкурентное
поведение

СО:

Дисквалификация,
обусловленная
технической
неготовностью

$|\text{Факт(ТИ)} - \text{КДУ}| \geq 5\%$

$|\text{Факт(КУ)} - \text{УДГ}| \geq 2\%$

Факт «неисполнения
команды диспетчера»:

$$\Delta_7 = H * N_{\text{уст}} * K_{\text{нк}}$$

где H – количество часов соответствующее расчетному месяцу

$N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГТП

$K_{\text{нк}}$ – количество зарегистрированных фактов в месяц

$\text{Ц заявки} > \text{Ц конкурент}$
в какой-либо час месяца

Фиксируется факт
«неконкурентного
поведения»: кантимонопол

где Ц заявки – цена в заявке участника по данной ГТП

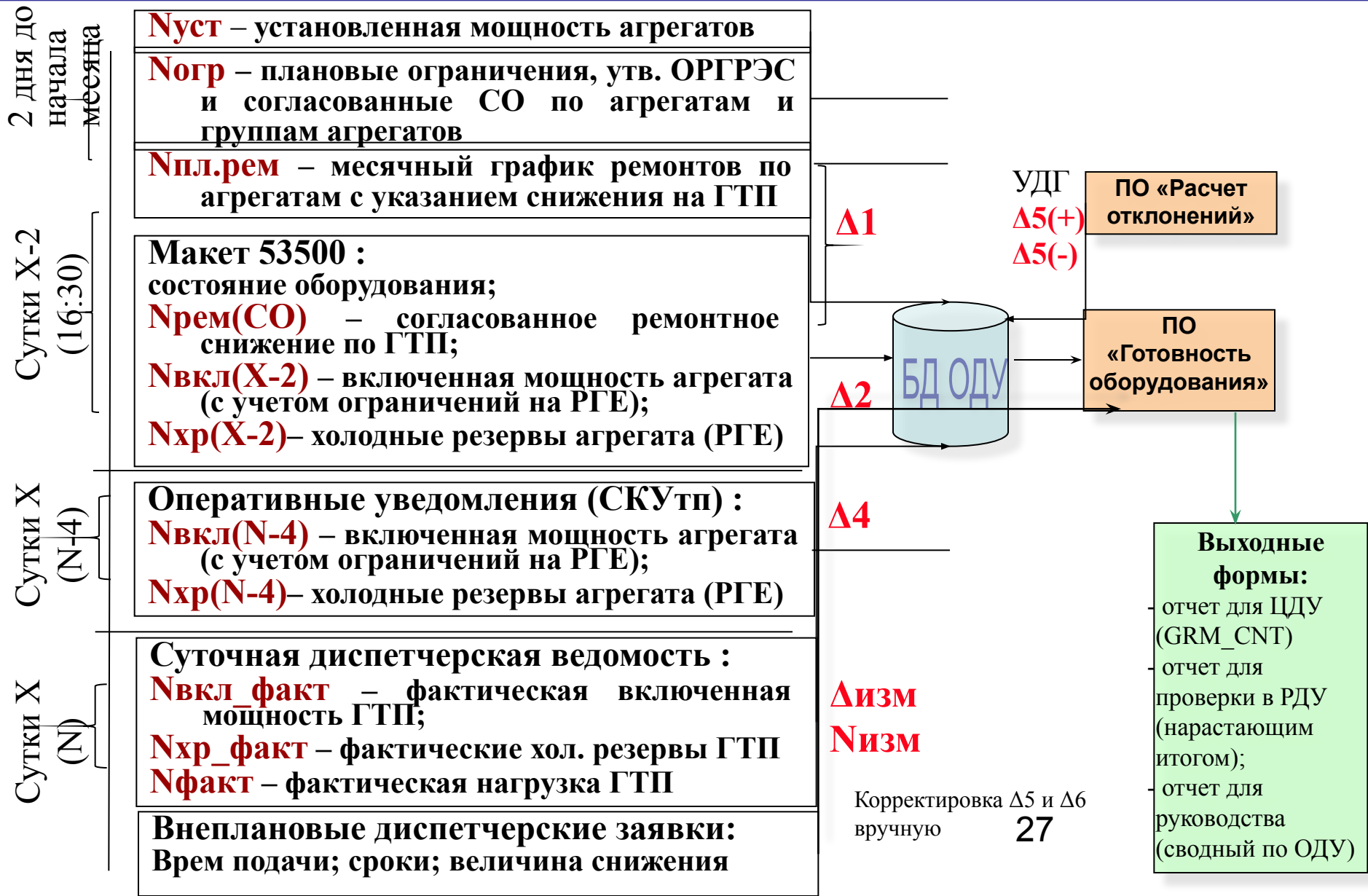
Ц конкурент – конкурентный уровень цены, установленный ФСТ

$h_{\text{дискв}} > N \text{ часов (Z суток)}$

где $h_{\text{дискв}}$ – количество часов
дисквалификации, обусловленной
технической неготовностью

Рассчитывается показатель
фактического
предоставления участником
ОРЭ генерирующего
оборудования для
регулирования активной
мощности: $R_{\text{dis}}=0$

Алгоритм работы ПО «Готовность оборудования»



Спасибо за внимание!



Начальник службы сопровождения рынка
28
О.Л. Лонцакова