



Балансирующий рынок

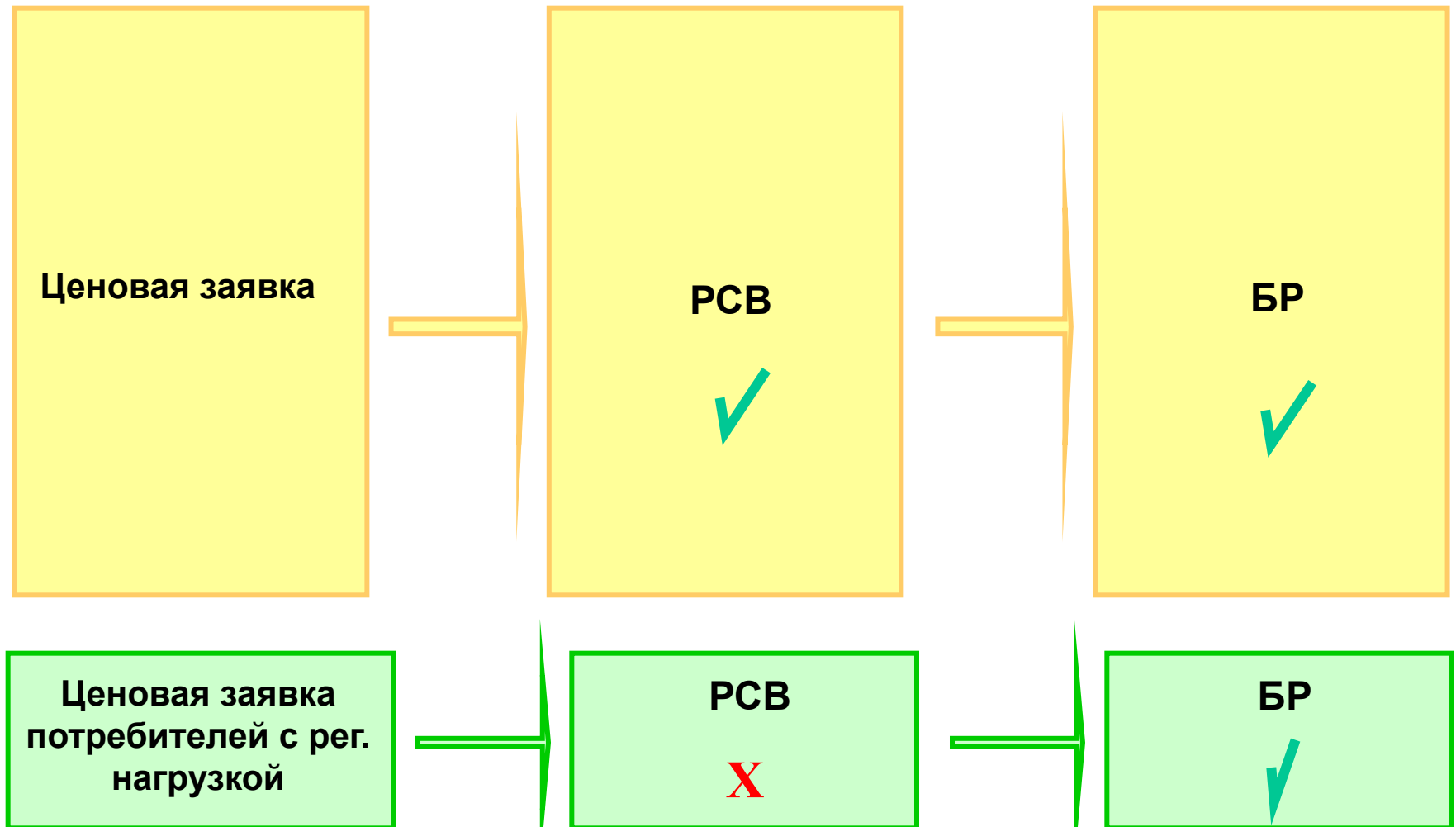


- Основа балансирующего рынка (новой модели сектора отклонений)— конкурентный отбор заявок поставщиков э/э и потребителей с регулируемой нагрузкой в режиме близком к реальному времени, исходя из минимизации стоимости удовлетворения возникшего спроса на э/э для актуальных системных условий

ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ БАЛАНСИРУЮЩЕГО РЫНКА (БР):

- Экономически эффективная загрузка генерирующих мощностей, основанная на минимизации стоимости поставки электроэнергии
- Формирование объективных ценовых сигналов на балансирующем рынке

Балансирующий рынок



Новая модель сектора отклонений

- ГТП генерации отклонения рассчитываются от ТГ
- ГТП потребления – от ППП, заявленного на сайт СО в сутки X-2
- ГТП экспортно-импортных операций – от согласованной ФСК величины перетока

Балансирующий рынок

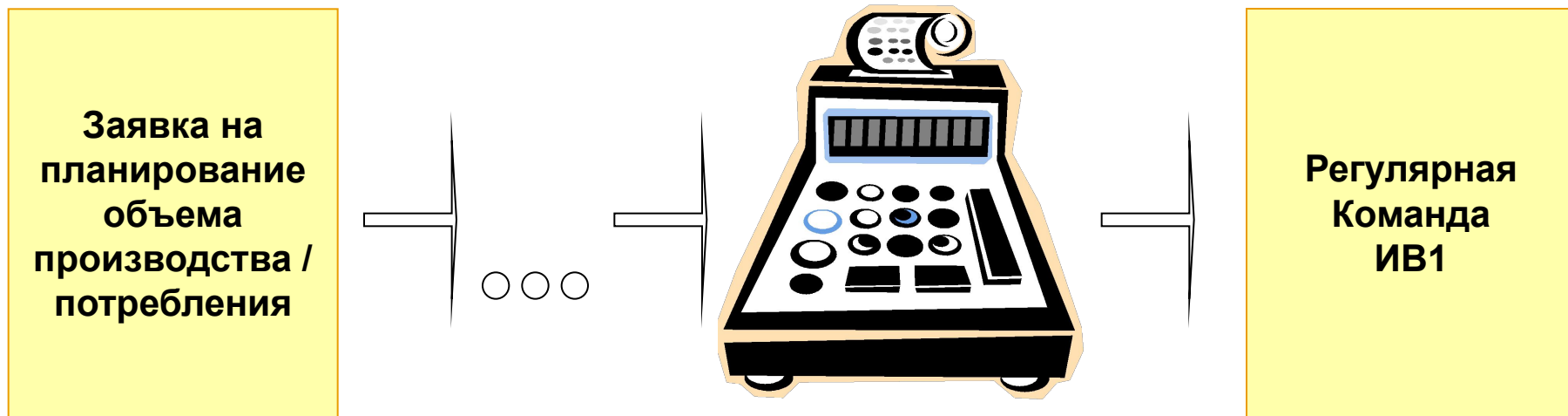
- ГТП генерации отклонения рассчитываются от ТГ
- ГТП потребления – от величины торгового графика, рассчитанного в сутки X-1 на основании ценовых заявок
- ГТП импорта и ГТП экспорта – от величины торгового графика, рассчитанного в сутки X-1 на основании ценовых заявок



Составляющая величина отклонения по внешней инициативе ИВ1 определяется в отношении узлов расчетной модели, отнесенных к ГТП генерации и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой для каждого часа операционных суток.

Объем внешней инициативы ИВ1 определяется Системным Оператором в результате формирования Плана Балансирующего Рынка (ПБР).

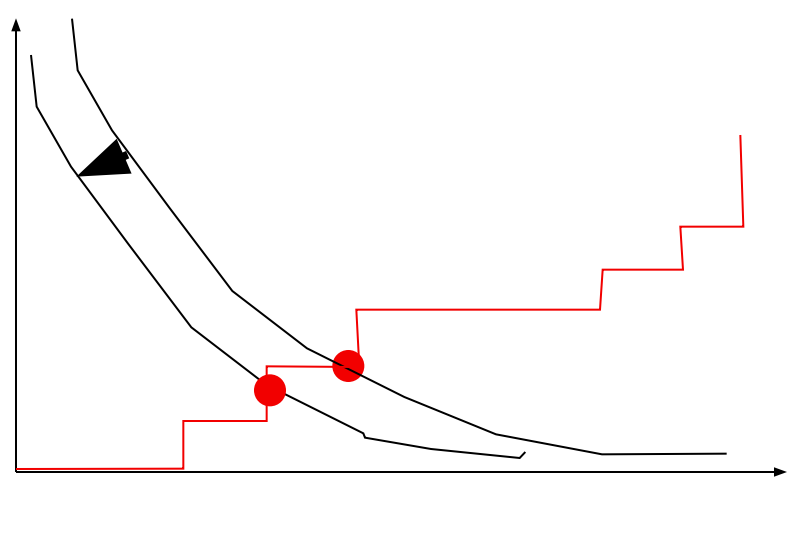
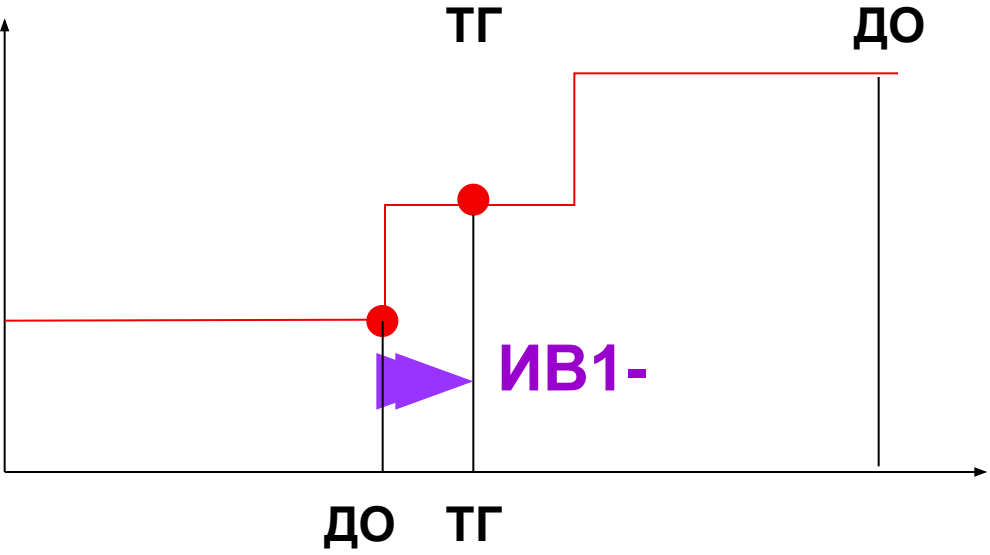
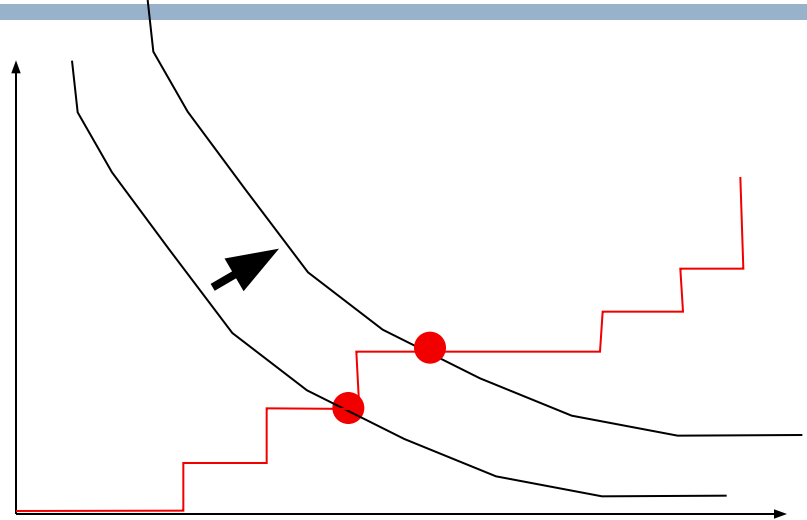
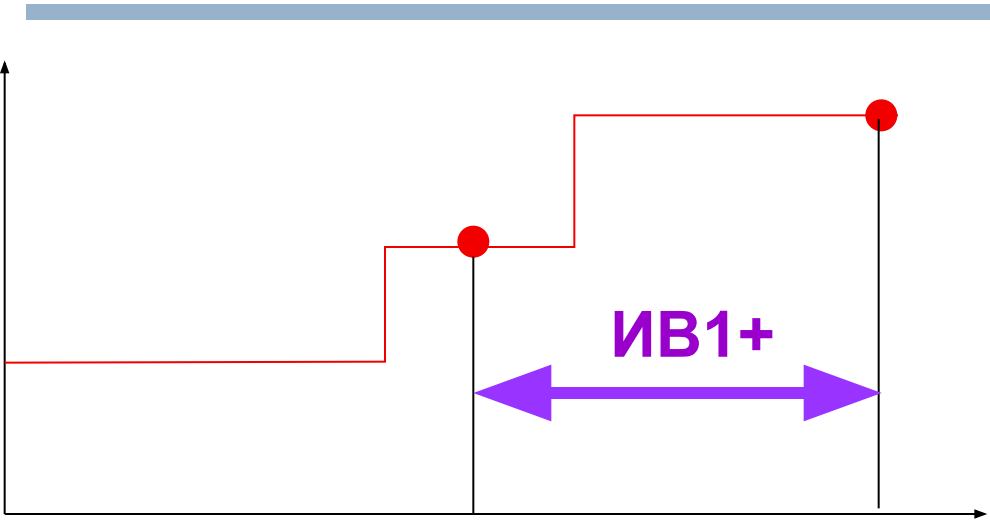
Величина ИВ1 определяется как разница между диспетчерским объемом электроэнергии и торговым графиком, **если не было собственной регулировочной инициативы Участника ОРЭ.**



Конкурентный отбор ценовых заявок
балансирующего сегмента

Участник ОРЭ

Рынок



ИВ0 - 1

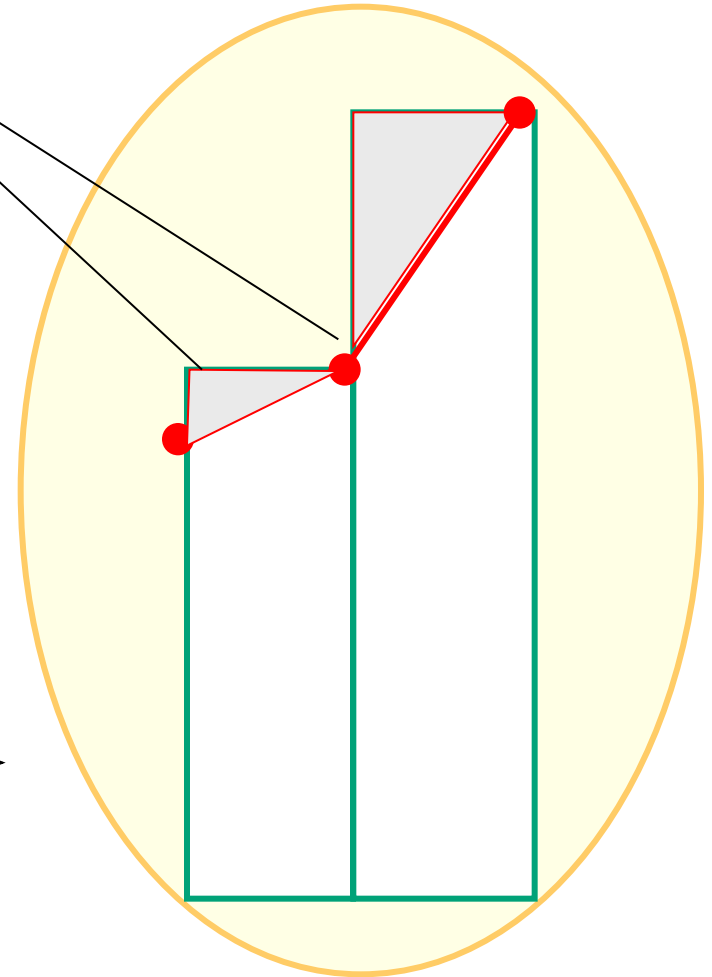
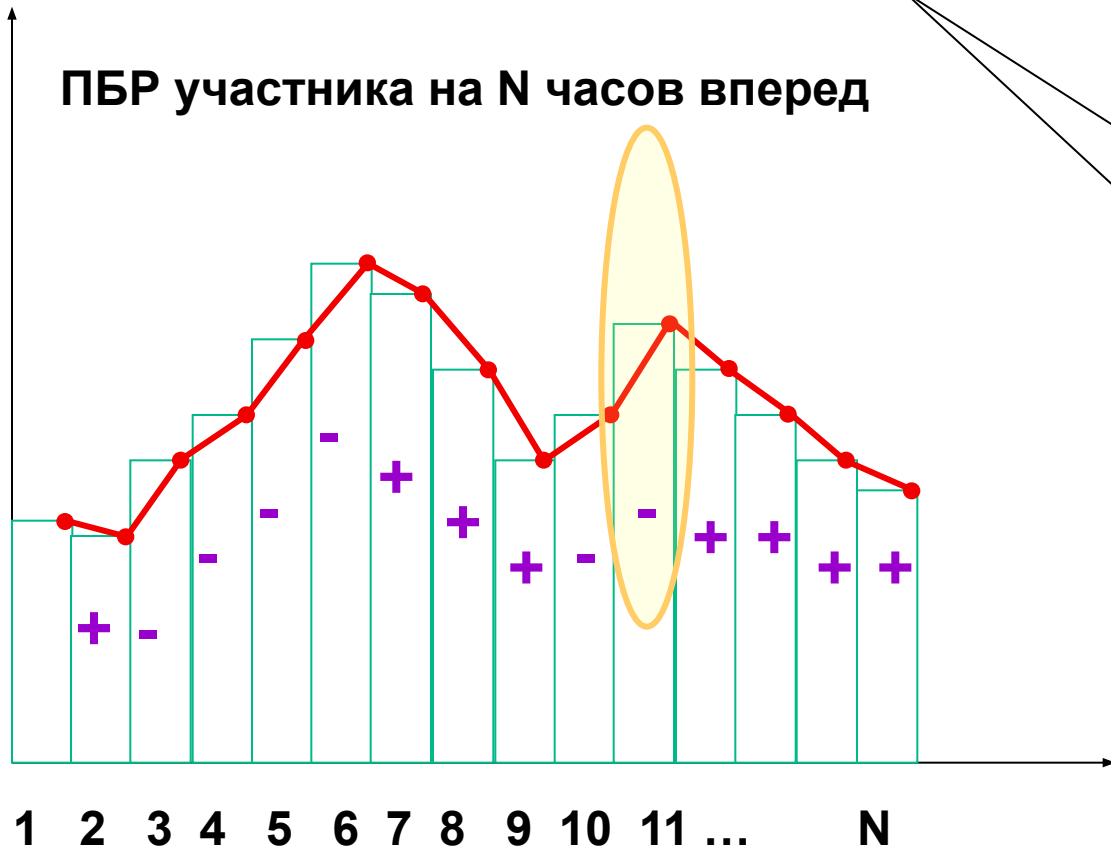
Составляющая часть отклонения, обусловленная сглаживанием диспетчерского графика именуется ИВ0-1.

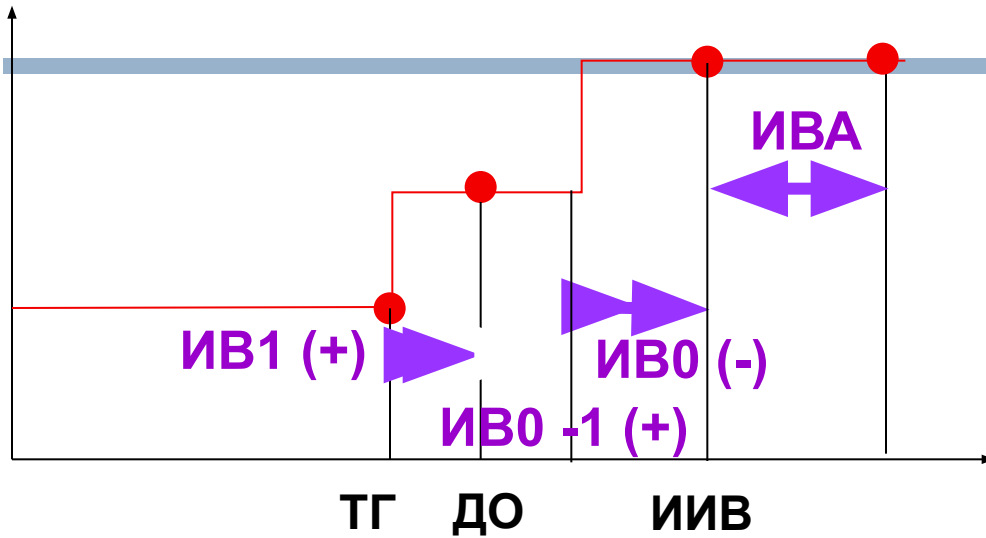
ИВ0

Составляющая величина отклонения по внешней инициативе ИВ0 определяется в отношении ГТП генерации и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой для каждого часа операционных суток.

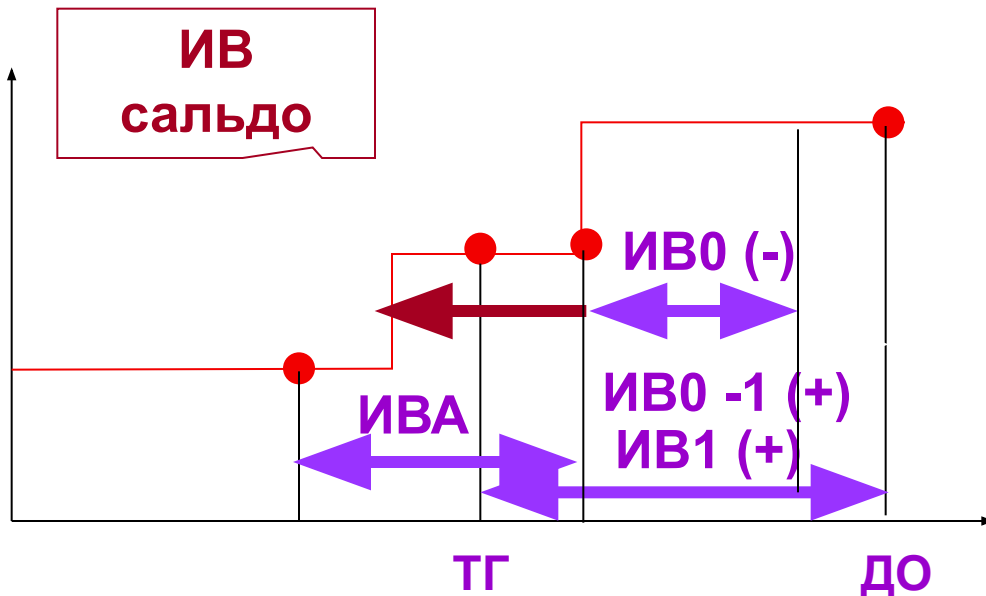
ИВ0 определяется Системным Оператором как изменение выработки (потребления), заданного внеплановыми диспетчерскими командами СО.

Отклонение ИВ0-1 – есть площадь треугольника

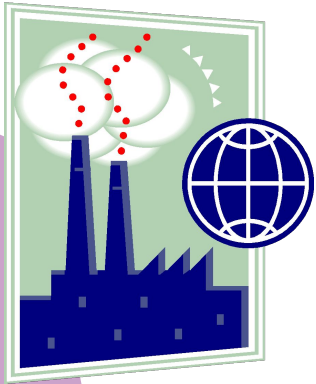




Если составляющие величины отклонения ИВ-1, ИВ0 и ИВА имеют одинаковой направление, сальдирование НЕ осуществляется. Величина ИВ0-1 в сальдировании не участвует

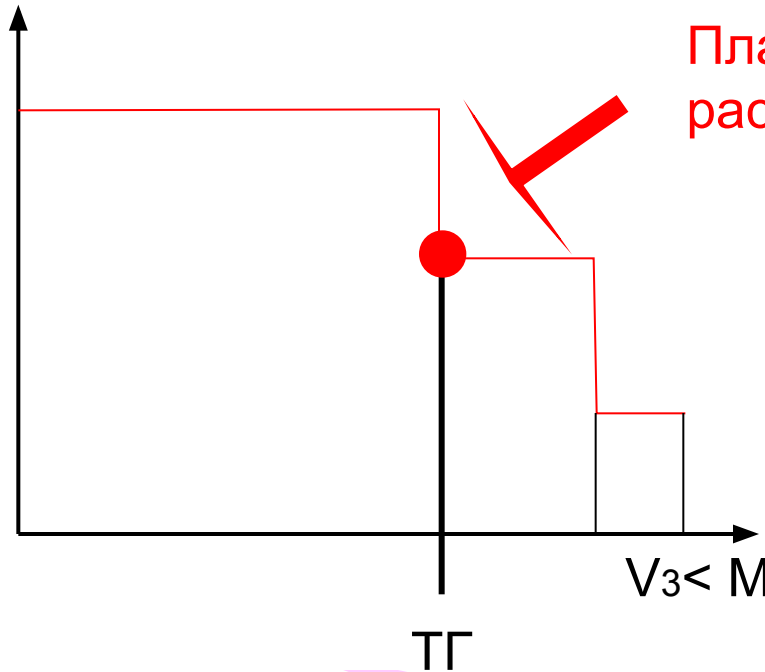


Если составляющие величины отклонения ИВ-1, ИВА и ИВ0 разнонаправлены, сальдирование осуществляется. Величина ИВ0-1 в сальдировании не участвует



Уведомление о максимальном
почасовом потреблении (M)

Системный
оператор



План, от которого
рассчитываются отклонения*

Администратор
торговой
системы

Участники по ГТП потребления типа «Система» заявляют в заявках:

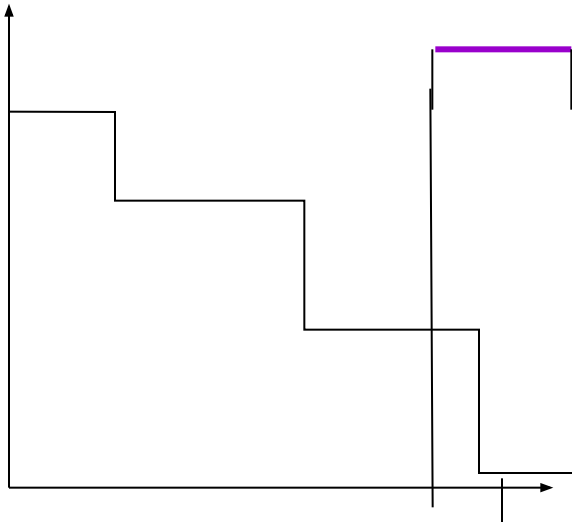
- 1 Поузловое потребление
- 2 «1» + нагрузочные потери в сетях РСК
- 3 «2» + нагрузочные потери МСК + постоянные потери МСК

Процедура выбора одного из вариантов участия осуществляется Участниками в отношении каждой ГТП типа «Система» один раз на этапе допуска и может быть изменен один раз за 6 месяцев с начала расчетного периода

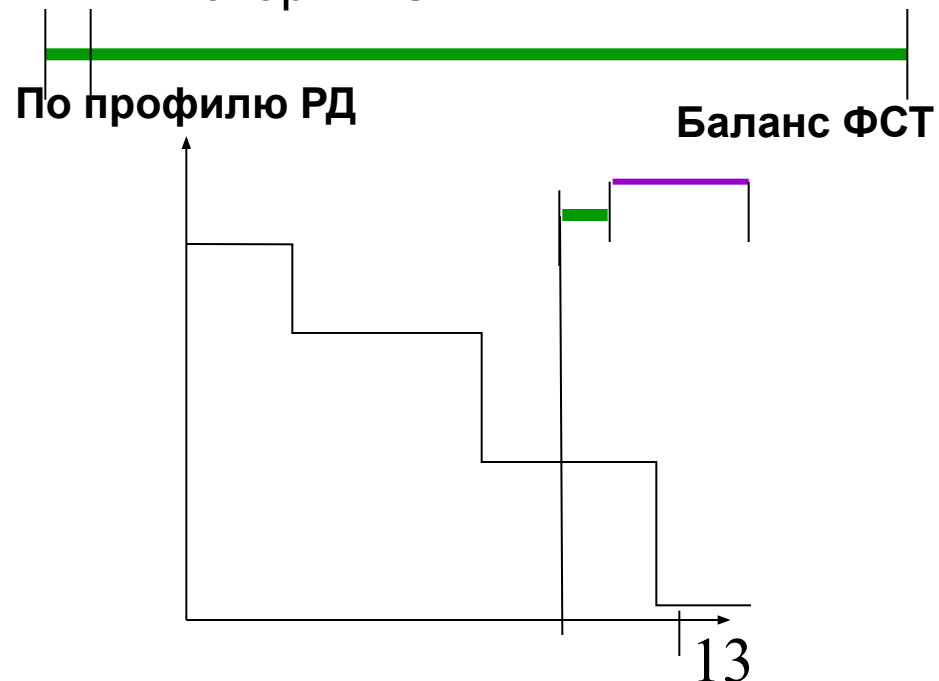
Выбор варианта участия влияет на определение фактического объема потребления в ГТП и объема отклонений

1 ТГ определяется как ППП + расчетные нагрузочные потери из ТГ

2 ТГ определяется как ППП + расчетные нагрузочные потери из ПДГ



3 ТГ определяется как ППП + расчетные нагрузочные потери из ПДГ + распределенный норматив потери ФСК



Величина собственной инициативы определяется как разность между величиной отклонения и величинами внешних инициатив ИВ1, ИВ0, ИВА определенных Системным Оператором с учетом соответствующих знаков.

Для расчета стоимости составляющих величин отклонения по собственной инициативе соответствующих часовых значений, используются величины собственной инициативы ИС, определенные Администратором Торговой Системы в отношении:

- узлов расчетной модели, к которым отнесены ГТП потребления Участников оптового рынка**
- ГТП генерации Участников оптового рынка**

ТЕХНИЧЕСКАЯ НЕГОТОВНОСТЬ по техническим причинам не могут надлежащим образом приниматься КДУ, отданные в электронном виде, и (или) не могут приниматься/формироваться оперативные уведомления **в течение времени технической неготовности, но не менее 4 часов с момента установления СО оснований для дисквалификации**

ОПЕРАЦИОННАЯ ДИСКВАЛИФИКАЦИЯ при:

- **систематической технической неготовности к исполнению команд диспетчерского управления;**

1 сутки, 7 суток – 2 по 1 суткам, 4 недели – 2 по 7 суткам.

регистрация повторяющихся фактов (отдельных случаев) технической неготовности данной ГТП три и более раз в течение 24 часов, либо техническая неготовность в течение 12 и более последовательных часов

- **систематически низком качестве исполнения команд диспетчерского управления;**

1 сутки, 7 суток – 2 по 1 суткам, 4 недели – 2 по 7 суткам

регистрируется по факту необходимости неоднократного (трех и более раз в течение 24 часов) дублирования электронных регулярных КДУ спорадическими командами

- **немотивированном отказе от исполнения команд диспетчерского управления;**

7 суток, 4 недели – 2 по 7 суткам

включая несвоевременное уведомление (или отсутствие уведомления) Системного оператора об изменении состава оборудования

Под фактическим невыполнением команды СО понимается несоответствие фактического и заданного изменения активной мощности на величину 10% и более, зафиксированное СО по данным телеметрии

Для различных видов отклонений по ИВ1, ИВ0, ИВ0-1, ИВА, ИС используются соответствующая срезка.

Срезки производятся за каждый час расчетного периода с определением ставки в узлах расчетной модели как MAX или MIN величины из срезки.

Срезки состоят из следующих ценовых категорий:

Ф

□ Тариф на электроэнергию (для покупателей – участников РС)

С

□ Тарифные ставки на электроэнергию – для поставщиков (РС)

Т

□ Цены на поставку электроэнергии и мощности

□ Цены на покупку электроэнергии и мощности

Р

□ Равновесная цена в ССТ по узлам

Ы

□ Индикаторы стоимости диспетчерских объемов

Н

□ Цены на балансирование вверх

О

□ Цены на балансирование вниз

К

У

□ Цена в заявке

ч

а

с

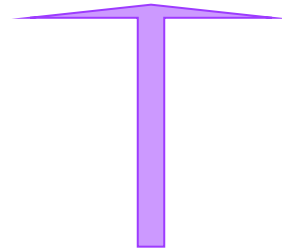
т

н

и

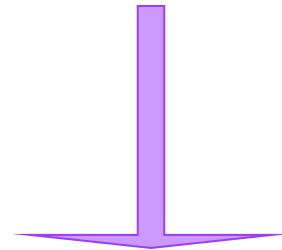
к

**Цена на
балансирование
системы вверх**



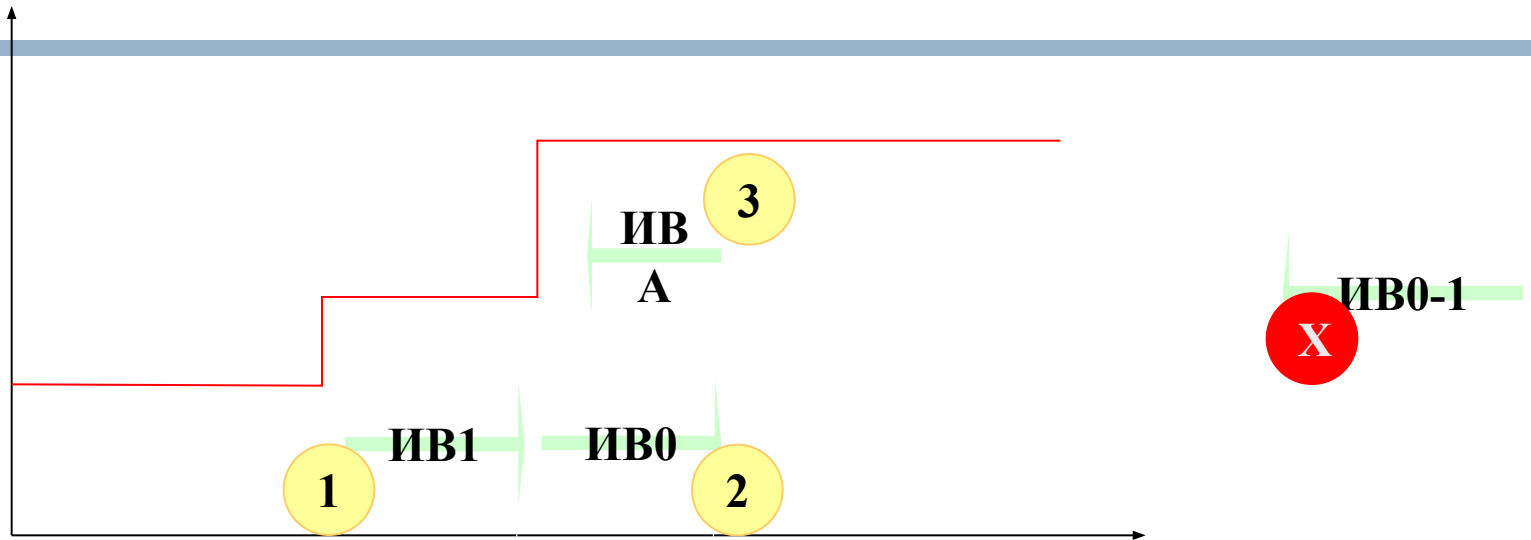
MAX (i , Ц сст)

**Цена на
балансирование
системы вниз**



MIN (i , Ц сст)

Приоритетность учета составляющих величин отклонения по ИВ при определении стоимости



Ценовые параметры, используемые для расчета стоимости составляющей величины отклонения соответствуют следующим рассчитанным объемам:

- ИВ1 соответствует диспетчерскому объему
- ИВ0 соответствует сумме диспетчерского объема и составляющей величины отклонения, вызванной внеплановой командой СО
- ИВА соответствует сумме составляющих величин отклонения ИВ1, ИВ0 и ИВА

ГТП ГЕНЕРАЦИИ

ФАКТ

ИВ

ИВ0

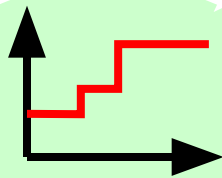
ИВА

ИВ0-1

ИС

$$ИВ1 = ИВ1_1 + ИВ1_2$$

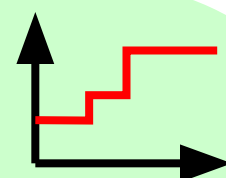
УЗЕЛ 1



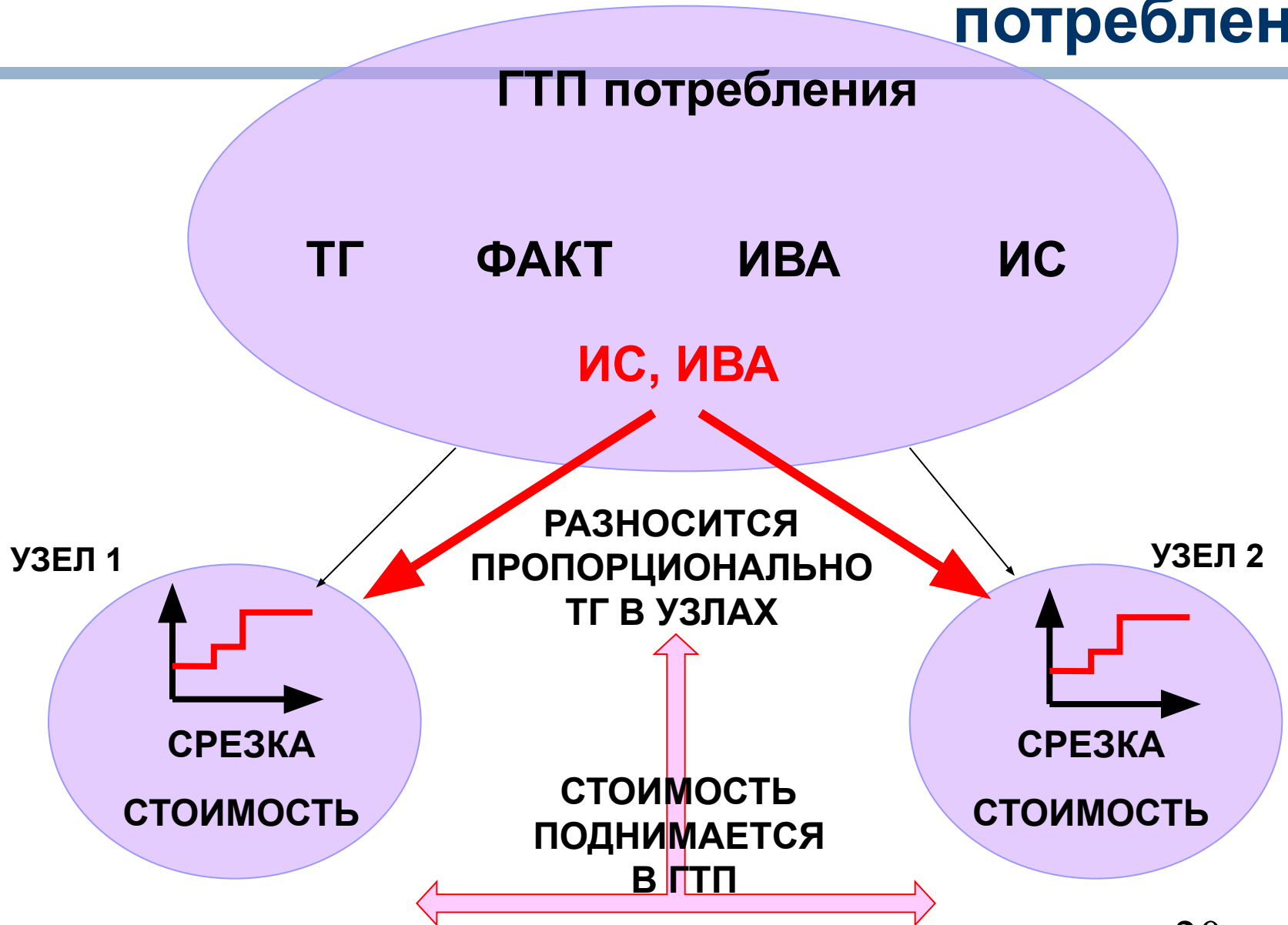
$i, Ц+ (-)$

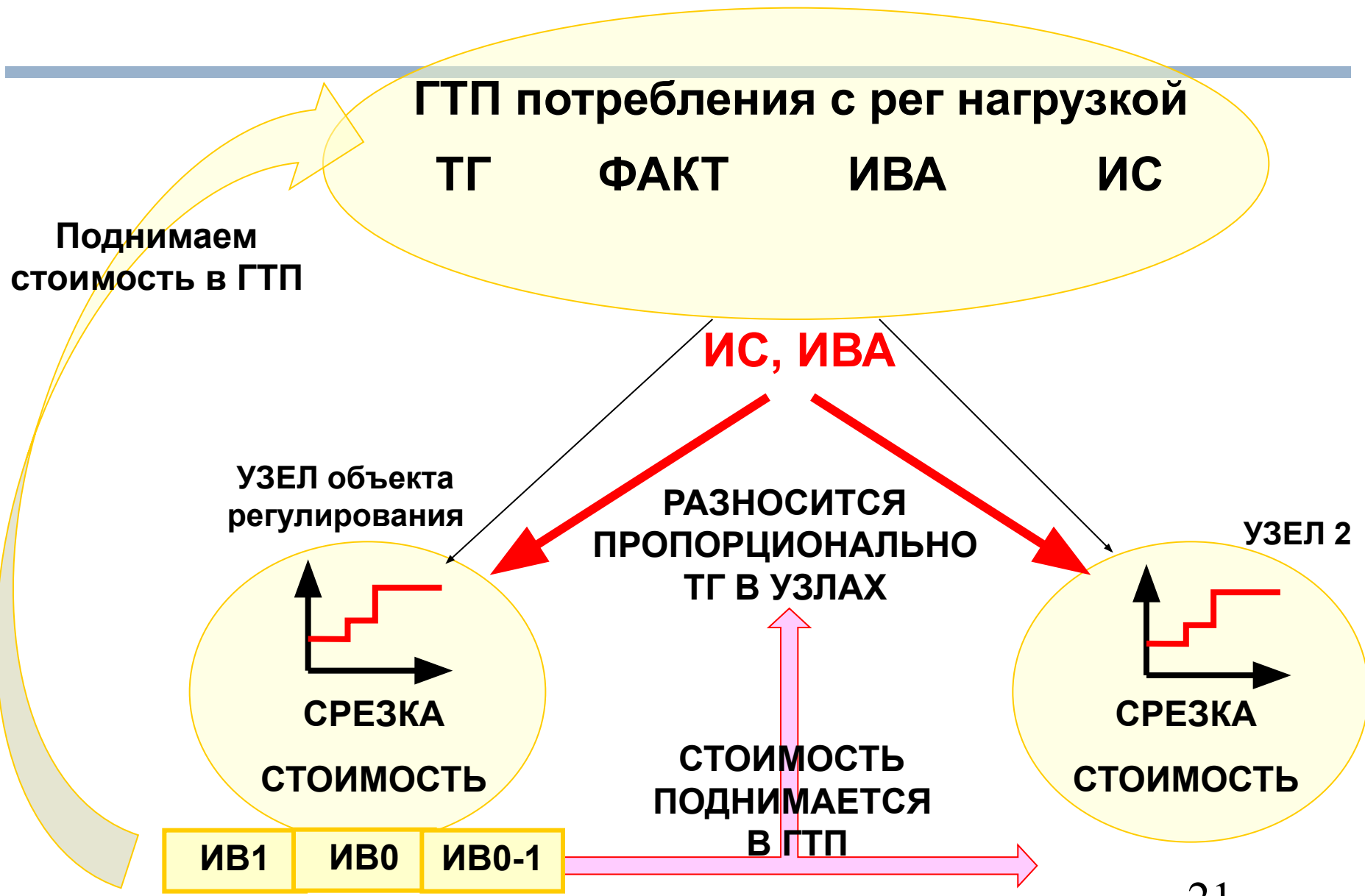
Индикатор в ГТП =
сумма произведений
индикаторов на
коэффициент
разнесения из ПБР

УЗЕЛ 2

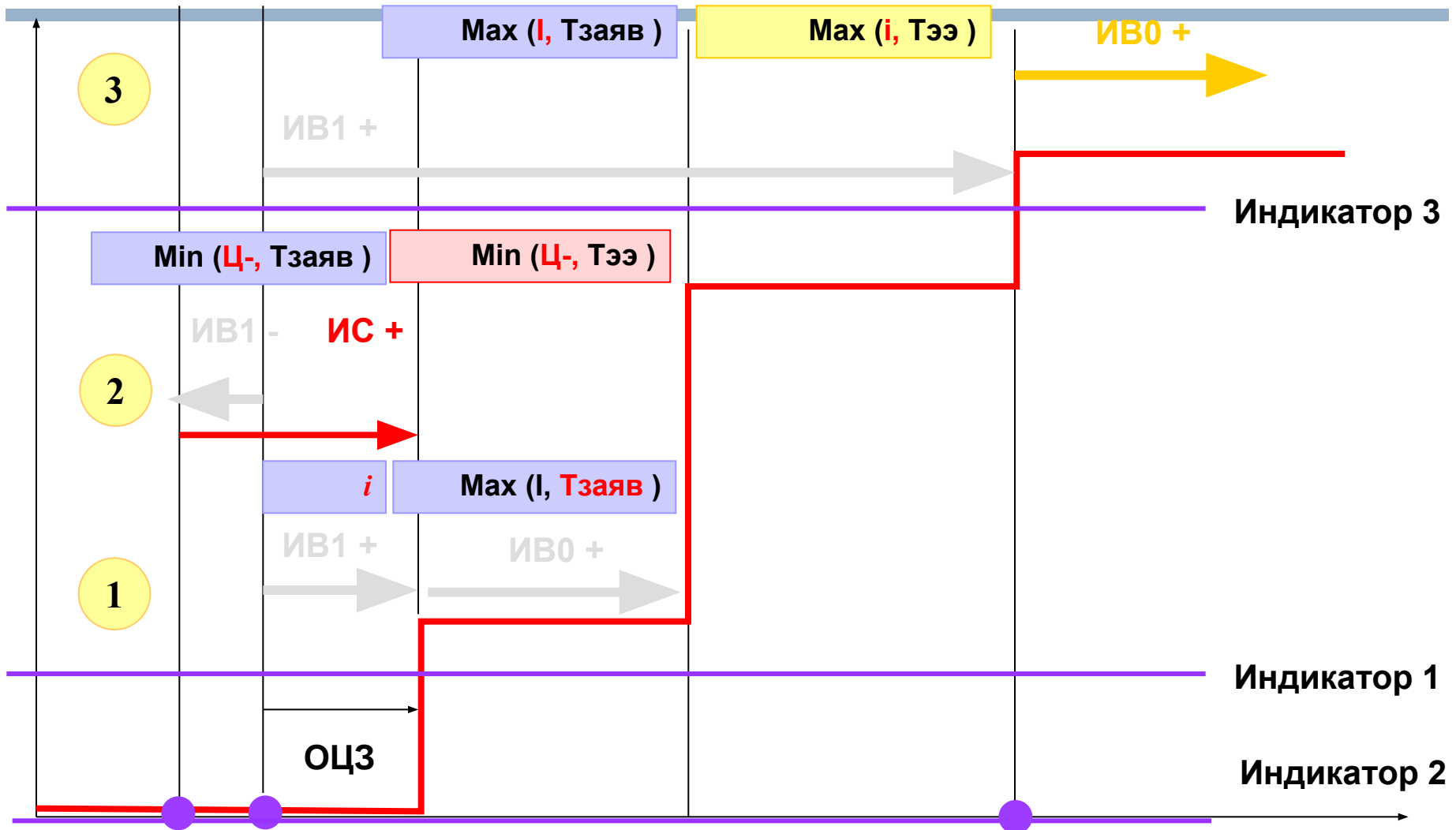


$i, Ц+ (-)$





Пример определения стоимости составляющих величин отклонения





**Не менее 60% небаланса - Генераторы:
Исполненная ИВ**

**Не более 40% небаланса - Потребители:
объем ППП,
когда отклонения до 2%
80% времени расчетного периода**

Снижение обязательств
по договору купли-продажи,

Увеличение требований
по договору комиссии

**Генераторы и Потребители:
Объемы ИС**

Снижение требований
по договору комиссии,

Увеличение обязательств
по договору купли-продажи

Новая модель сектора отклонений

Балансирующий рынок

ИБ (+)

ТЭС, АЭС: $\text{Max} (\text{Ц}+, \text{Цзаяв})$
 ГЭС: $\text{Max} (\text{Ц}+, \text{Тээ})$
 ГАЭС: $\text{Max} (\text{Ц}+, \text{Тэм})$
 DSQ: $\text{Max} (\text{Ц}+, \text{Тээ})$
 ОЦЗ: i

ТЭС, АЭС: $\text{Max} (i, \text{Цзаяв})$
 ГЭС: $\text{Max} (i, \text{Тээ})$
 ГАЭС: $\text{Max} (i, \text{Тэм})$
 DSQ: i
 ОЦЗ: i

ИБ (-)

ТЭС, АЭС: $\text{Min} (\text{Ц}-, \text{Цзаяв})$
 ГЭС: $\text{Min} (\text{Ц}-, \text{Тээ})$
 ГАЭС: $\text{Min} (\text{Ц}-, \text{Тээ-пок})$
 DSQ: $\text{Min} (\text{Ц}-, \text{Тээ})$
 ОЦЗ: i

ТЭС, АЭС: $\text{Min} (i, \text{Цзаяв})$
 ГЭС: $\text{Min} (i, \text{Тээ})$
 ГАЭС: $\text{Min} (i, \text{Тээ})$
 DSQ: i
 ОЦЗ: i

Ставки для расчета стоимости отклонений по собственной инициативе

Новая модель сектора отклонений

Балансирующий рынок

ИС (+)

Генераторы: $\text{Min} (\text{Ц-}, \text{Тээ})$

Потребители: $\text{Max} (\text{Ц+}, \text{Тэм})$

ТЭС, АЭС: $\text{Min} (\text{Ц-}, \text{Цзаяв+})$

ГЭС: $\text{Min} (\text{Ц-}, \text{Тээ})$

Потребители: $\text{Max} (\text{Ц+}, \text{Цзаяв+})$

ИС (-)

Генераторы: $\text{Max} (\text{Ц+}, \text{Тэм})$

Потребители: $\text{Min} (\text{Ц-}, \text{Тээ})$

ТЭС, АЭС: $\text{Max} (\text{Ц+}, \text{Цзаяв+})$

ГЭС: $\text{Max} (\text{Ц+}, \text{Тээ})$

ГАЭС: $\text{Max} (\text{Ц+}, \text{Тэм})$

Потребители: $\text{Min} (\text{Ц+}, \text{Цзаяв+})$

Регулировочные инициативы

**До
конкурентного
отбора в ССТ**

□ **Отклонение по внешней регулировочной инициативе**

**После
конкурентного
отбора в ССТ, но
до
конкурентного
отбора БС**

□ **Отклонение по оперативной внешней
регулирующей инициативе вверх**

□ **Отклонение по оперативной внешней
регулирующей инициативе вниз**

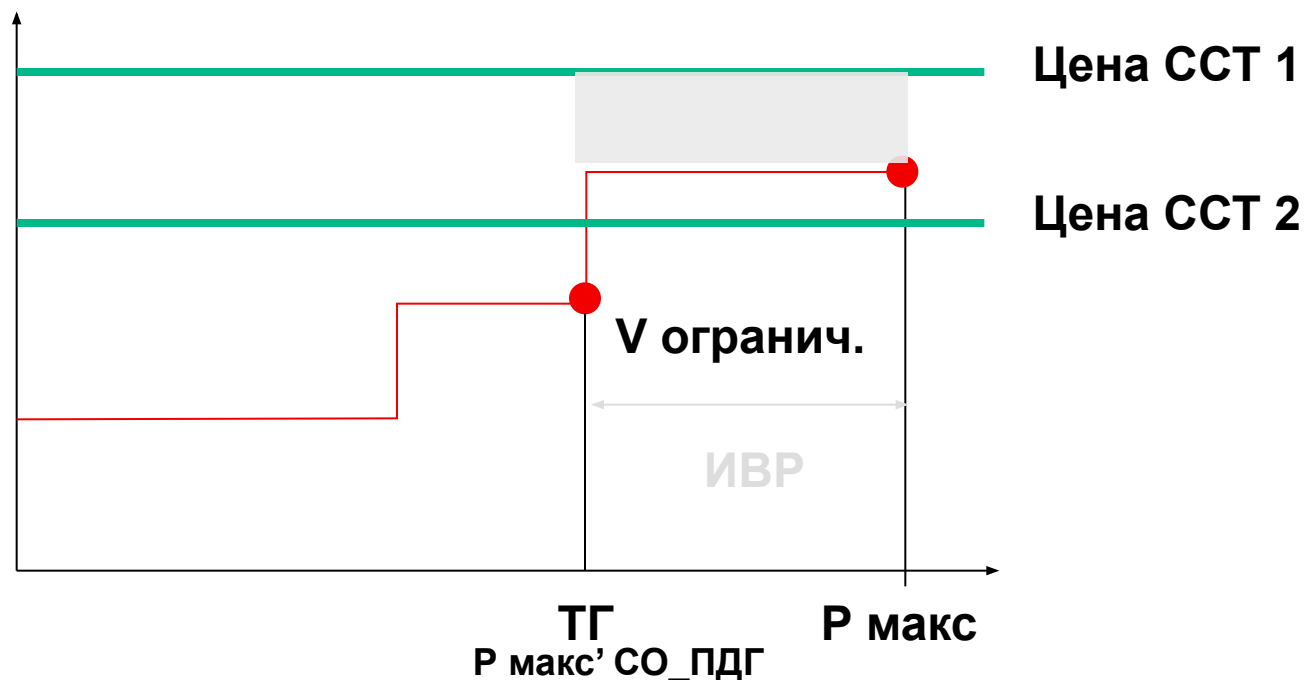
□ **Отклонение по собственной регулировочной
инициативе вверх**

□ **Отклонение по собственной регулировочной
инициативе вниз**

Отклонение по внешней регулировочной инициативе, возникшее в результате определения $CO P_{max}$ и P_{min} (максимальных и минимальных почасовых значений мощности объектов генерации) в результате выдачи специальных диспетчерских указаний на суммарный объем необходимого снижения максимальных почасовых значений мощности электростанций на каждый час в отношении отдельных ГТП при формировании предварительного диспетчерского графика.

Величина отклонения рассчитывается Администратором Торговой Системы.

Цена ССТ должна быть БОЛЬШЕ цены в заявке



СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ