

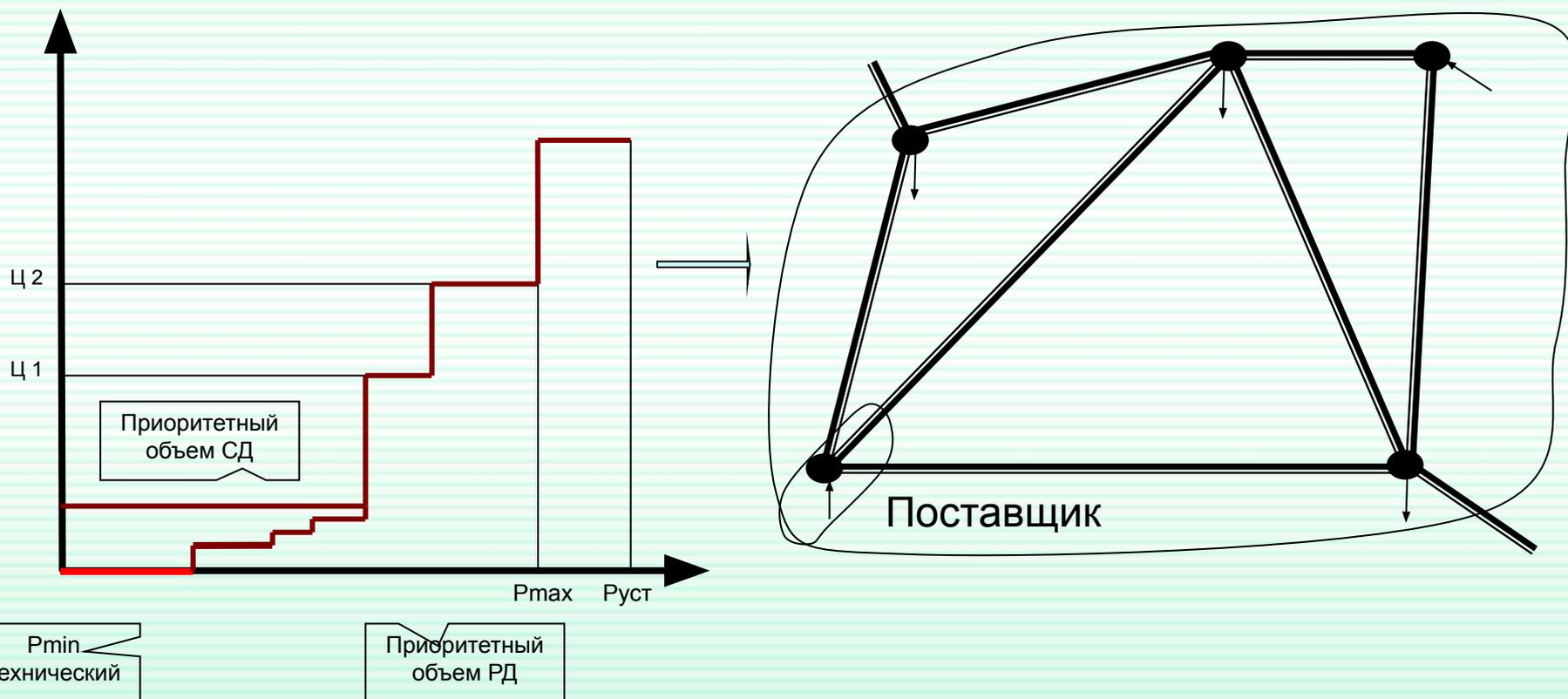
**Практические аспекты деятельности
энергосбытовых компаний в
«Рынке на сутки вперед»
(на примере 30 узловой расчетной модели)**

*Тюрин Михаил
эксперт Отдела свободных двусторонних договоров
Департамента торговли НП «АТС»
e-mail: tmn@rosenergo.com
тел.967-00-05 (доб.13-01)*

1. Математическая модель РСВ
2. Ценообразование при наличии большого объема ценопринимающего предложения и несущественных системных ограничениях (образование нулевых цен) (на примере 30 узловой РМ);
3. Ценообразование при наличии несущественных системных ограничений(на примере 30 узловой РМ);
4. Ценообразование при наличии жесткого системного ограничения (запирание сечения) (на примере 30 узловой РМ);

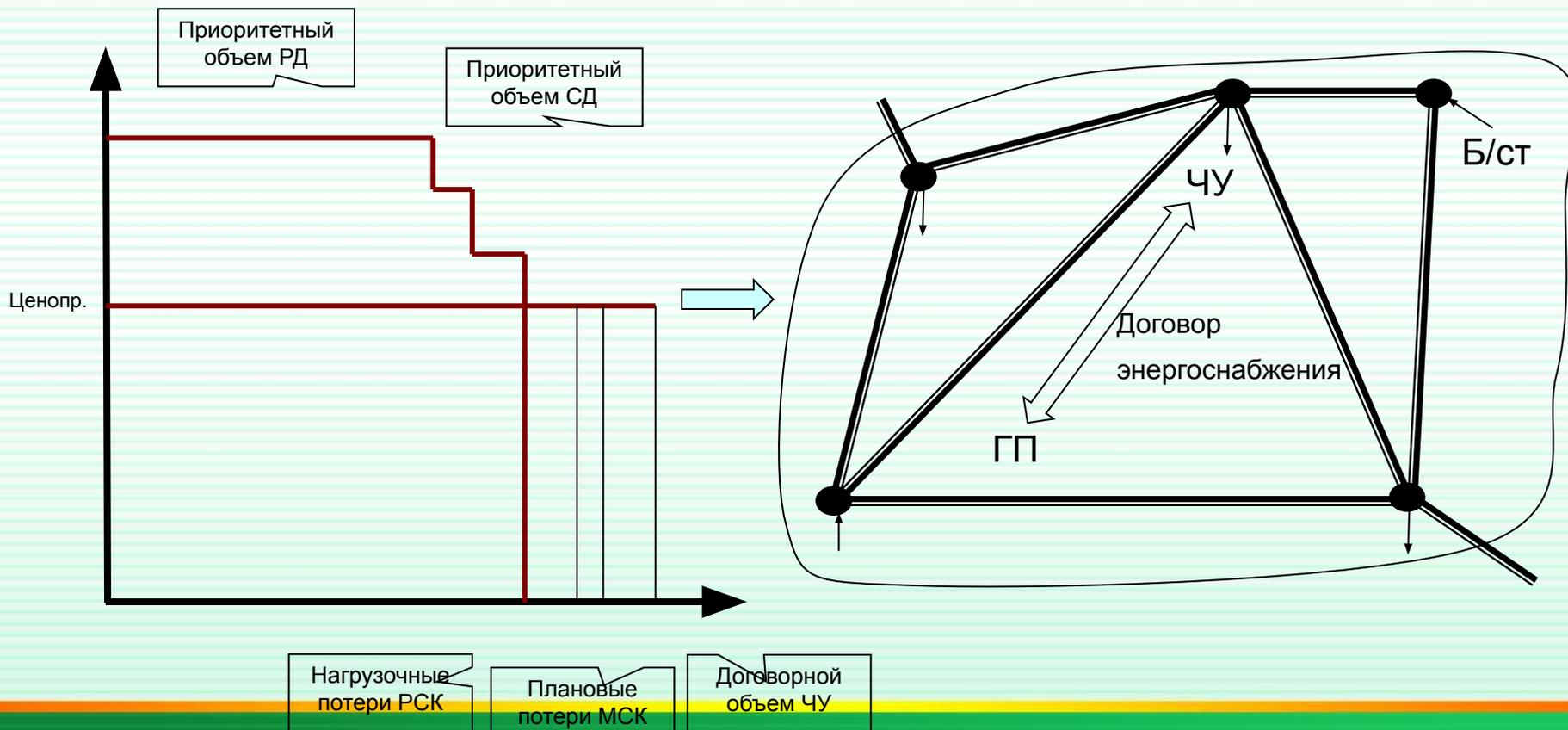
1. Математическая модель РСВ

Для проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определения равновесных цен и объемов электрической энергии, проданных/купленных по этим ценам, а также планового почасового производства/потребления участников оптового рынка – поставщиков/покупателей электрической энергии с использованием расчетной модели, предоставленной Системным оператором, Администратор торговой системы производит формирование пузловых количеств для модельных пар <цена-количество>:

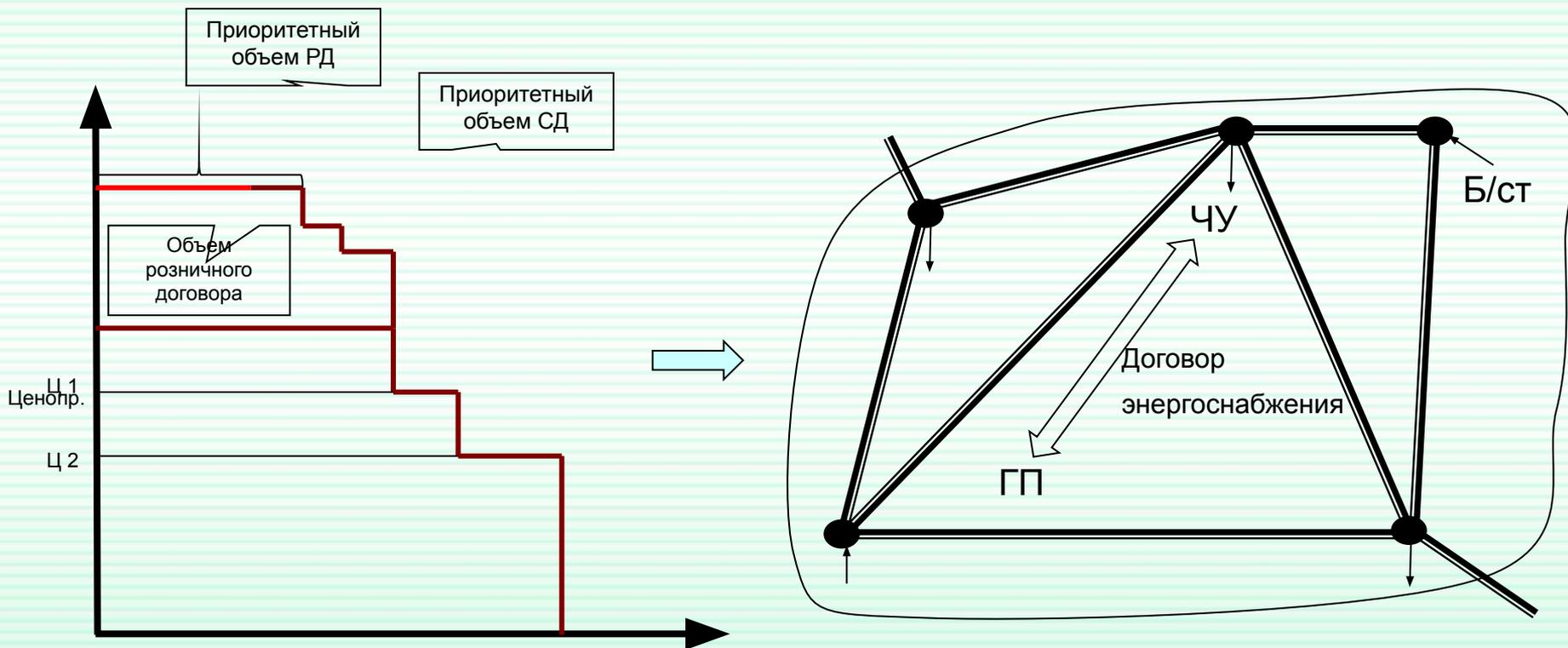


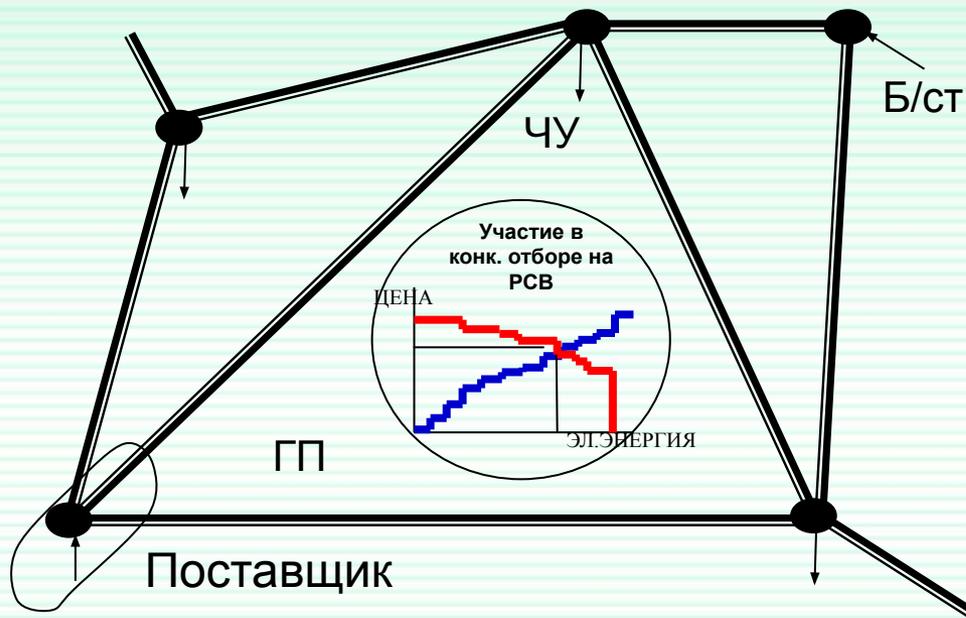
Для проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определения равновесных цен и объемов электрической энергии, проданных/купленных по этим ценам, а также планового почасового производства/потребления участников оптового рынка – поставщиков/покупателей электрической энергии с использованием расчетной модели, предоставленной Системным оператором, Администратор торговой системы производит формирование поузловых количеств для модельных пар <цена-количество>:

Вариант подачи уведомлений №3



Для проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определения равновесных цен и объемов электрической энергии, проданных/купленных по этим ценам, а также планового почасового производства/потребления участников оптового рынка – поставщиков/покупателей электрической энергии с использованием расчетной модели, предоставленной Системным оператором, Администратор торговой системы производит формирование поузловых количеств для модельных пар <цена-количество>:

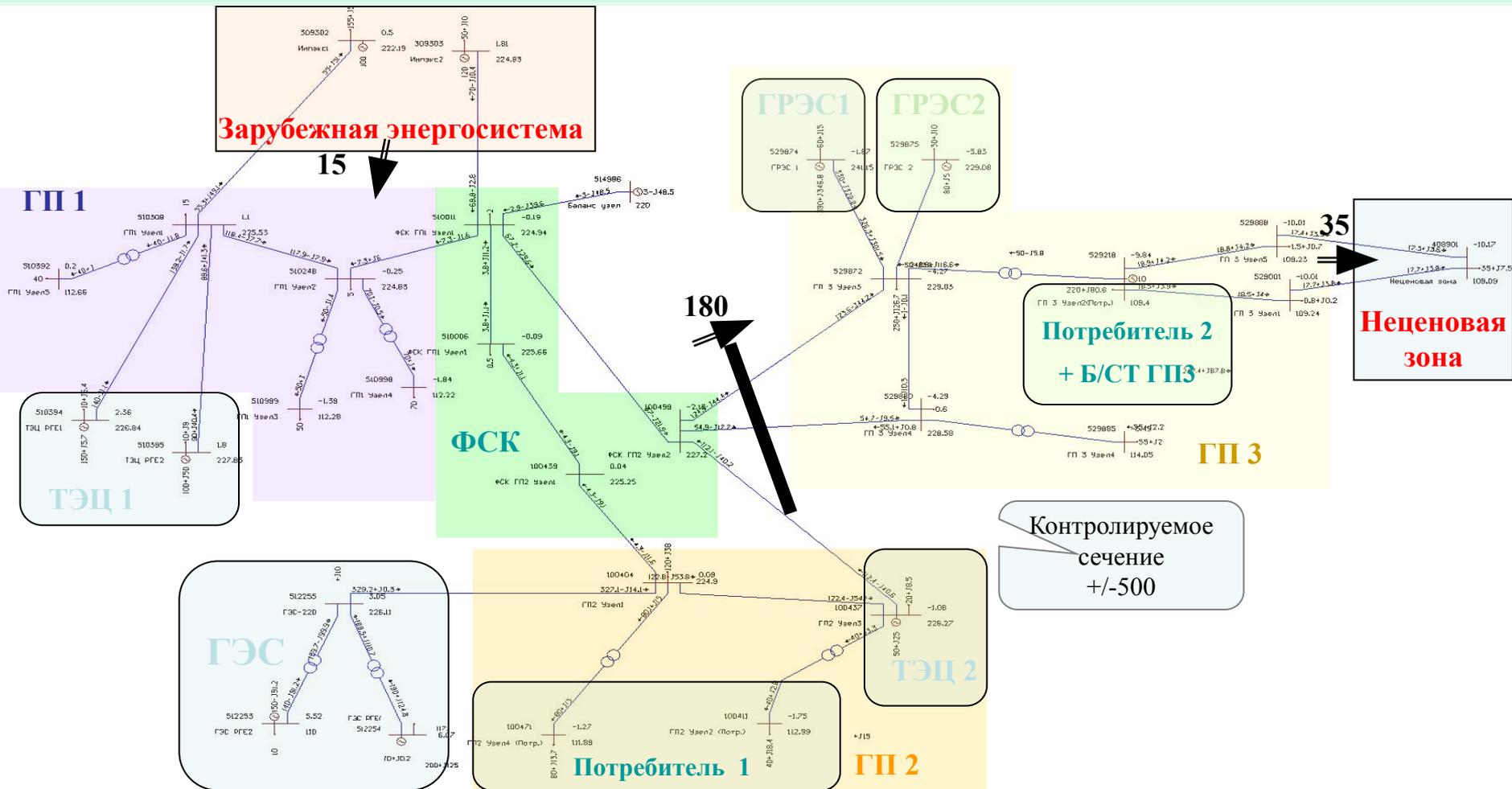




С целью расчета равновесных цен и объемов электрической энергии, включаемых в плановое почасовое производство и потребление участников оптового рынка, решается *Задача оптимизации*, в которой оптимизируемыми переменными являются плановые объемы потребленной/произведенной электроэнергии в каждый час операционных суток на оптовом рынке электроэнергии, по *критерию максимизации линейной целевой функции благосостояния*.

$$\sum_t \left\{ \sum_c \sum_l c_{ct}^l P_{ct}(l) - \sum_g \sum_l c_{gt}^l P_{gt}(l) \right\} \rightarrow \max_{P_{gt}(l), Q_{gt}, P_{ct}(l), V_j^l, d_j^l}$$

2. Ценообразование при наличии большого объема ценопринимающего предложения и несущественных системных ограничениях



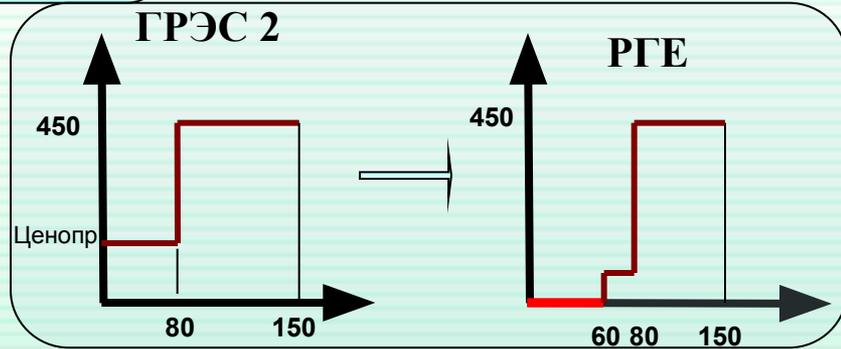
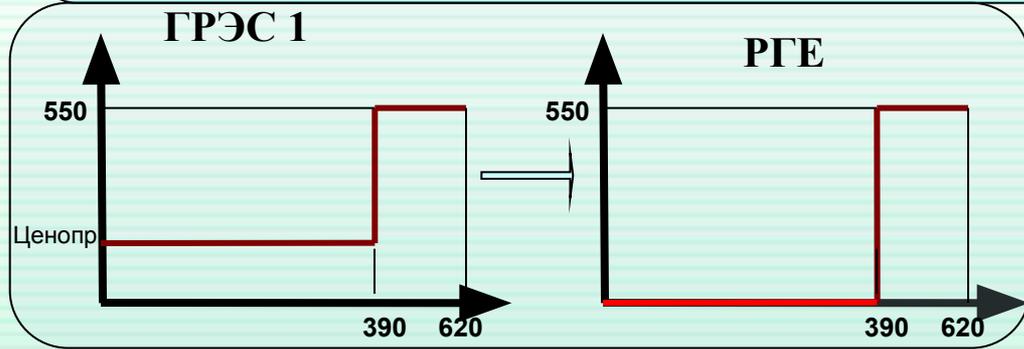
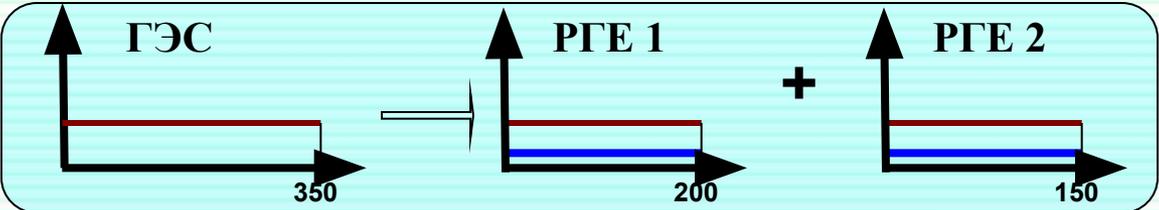
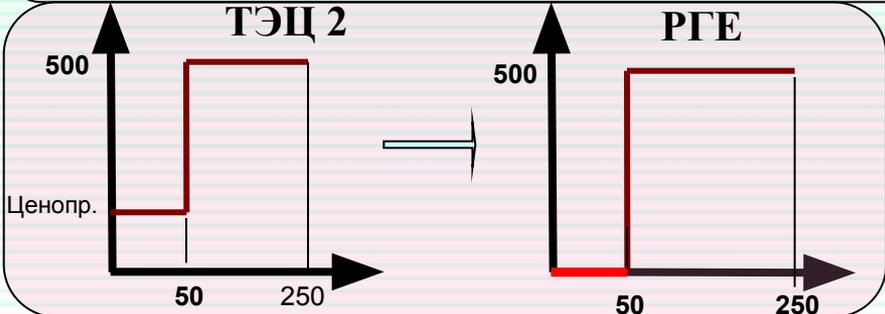
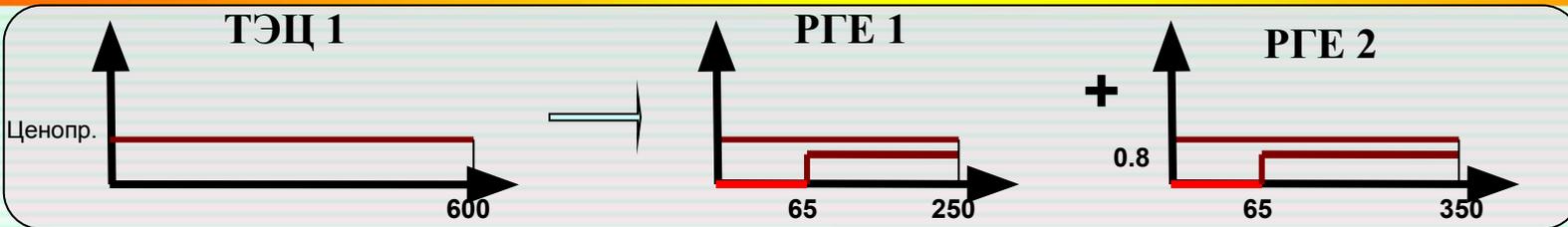
Параметры генерирующего оборудования представленного в составе актуализированной расчетной модели:

ГТП	РГЕ	Рmax	Рmin	Рmin.тех.	Потребление на СН
ТЭЦ1	5055	250	65	65	20
	5056	350	65	65	
ТЭЦ2	5158	250	50	50	30
ГРЭС2	3104	150	60	60	30
ГРЭС1	5124	620	390	390	60
ГЭС	5167	---	---	---	20
	5304	---	---	---	
Блок станция	5126	10	10	10	---

Объем импорта в зарубежную энергосистему (в составе актуализированной расчетной модели):

$$\sum V_{ИМП.} = 15 \text{ МВт} * \text{ч}$$

Заявки на планирование производства. Разнесение заявок на планирование производства



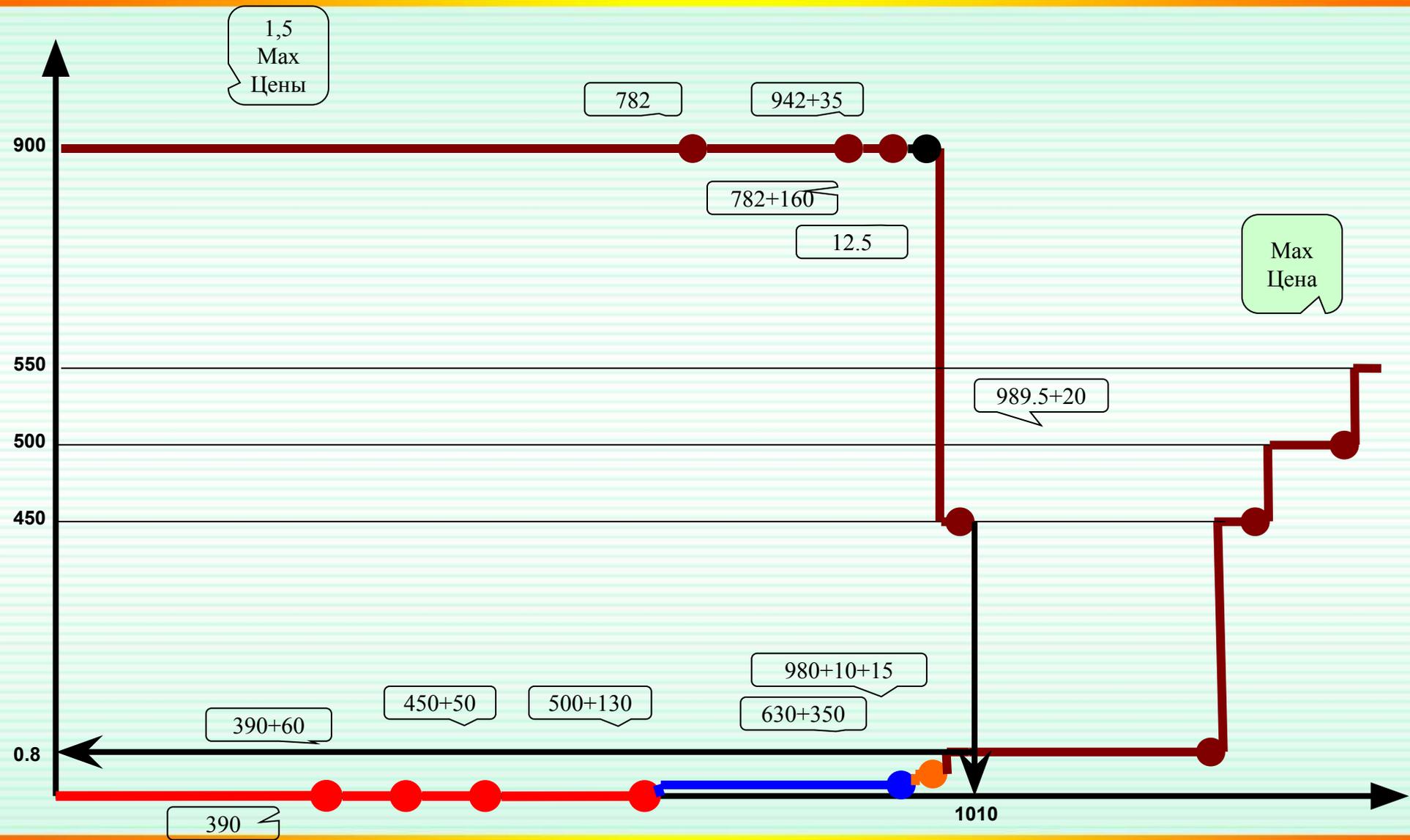
Заявки на планирование потребления. Разнесение заявок на планирование потребления.

Заявки на планирование потребления

ГТП	Потребление с учетом потерь (МСК, РСК)	Поданная заявка		Потери МСК	Потери РСК	Скорректированная заявка	
		Объем	Цена			Объем	Цена
ГП1	104.09	104.09	*	4.12	1.9	98.07	*
ГП2	194.4	194.4	*	8.5	2.2	183.7	*
ГП3	430.1	430.1	*	17.6	2.2	410.3	*
Потребитель 1	10	10	*	---	---	10	*
Потребитель 2	100	80	*	---	---	80	*
		100	450			100	450
Неценовая зона	35	---	---	---	---	---	---

Разнесение заявок на планирование потребления(пример)

Гарантирующий поставщик - ГП№1					Потребитель - Потребитель №1				
Узел	Коэффициенты отнесения потребления к узлу расчетной модели (PM)	Заявка по ГТП	Заявка отнесенная в узел PM	Цена в заявке отнесенной к узлу PM	Узел	Коэффициенты отнесения потребления к узлу расчетной модели (PM)	Заявка по ГТП	Заявка отнесенная в узел PM	Цена в заявке отнесенной к узлу PM
510248	0.028	98.070	2.724	825.000	100411	0.700	10.000	7.000	825.000
510308	0.083	98.070	8.172	825.000	100471	0.300	10.000	3.000	825.000
510392	0.222	98.070	21.793	825.000					
510998	0.389	98.070	38.138	825.000					
510999	0.278	98.070	27.242	825.000					



Поузловые цены

Узел	Цена по результатам конкурентного отбора
100404	0.786814
100411	0.7915577
100437	0.7909912
100439	0.7876104
100471	0.7877889
100499	0.7948202
309302	0.79568523
309303	0.7871119
408901	0.81165254
510006	0.7894577
510011	0.79128873
510248	0.7926149
510308	0.79112417
510392	0.7917833
510394	0.78686976
510395	0.78801185
510998	0.79376054
510999	0.7934325
512253	0.7747867
512254	0.7744467
512255	0.7770517
514986	0.7910065
529001	0.8105551
529218	0.80940914
529872	0.8018508
529874	0.7932736
529875	0.8
529880	0.8010576
529885	0.80263895
529888	0.8105744

Поузловые объемы потребления

Узел	Потребитель	Планный объем потребления по результатам конкурентного отбора	Итого по ГТП
100411	Потребитель 1	7	10.00
100471	Потребитель 1	3	
510248	ГП 1	2.7241604	98.07
510308	ГП 1	8.1724815	
510392	ГП 1	21.793284	
510998	ГП 1	38.138247	
510999	ГП 1	27.241603	
100404	ГП 2	95.821047	183.66
100411	ГП 2	26.350787	
100471	ГП 2	61.48517	
529218	Потребитель 2	100	100.00
529001	ГП 3	0.80686845	410.31
529218	ГП 3	115.05461	
529872	ГП 3	239.69712	
529880	ГП 3	0.5886194	
529885	ГП 3	52.73336	
529888	ГП 3	1.4298892	

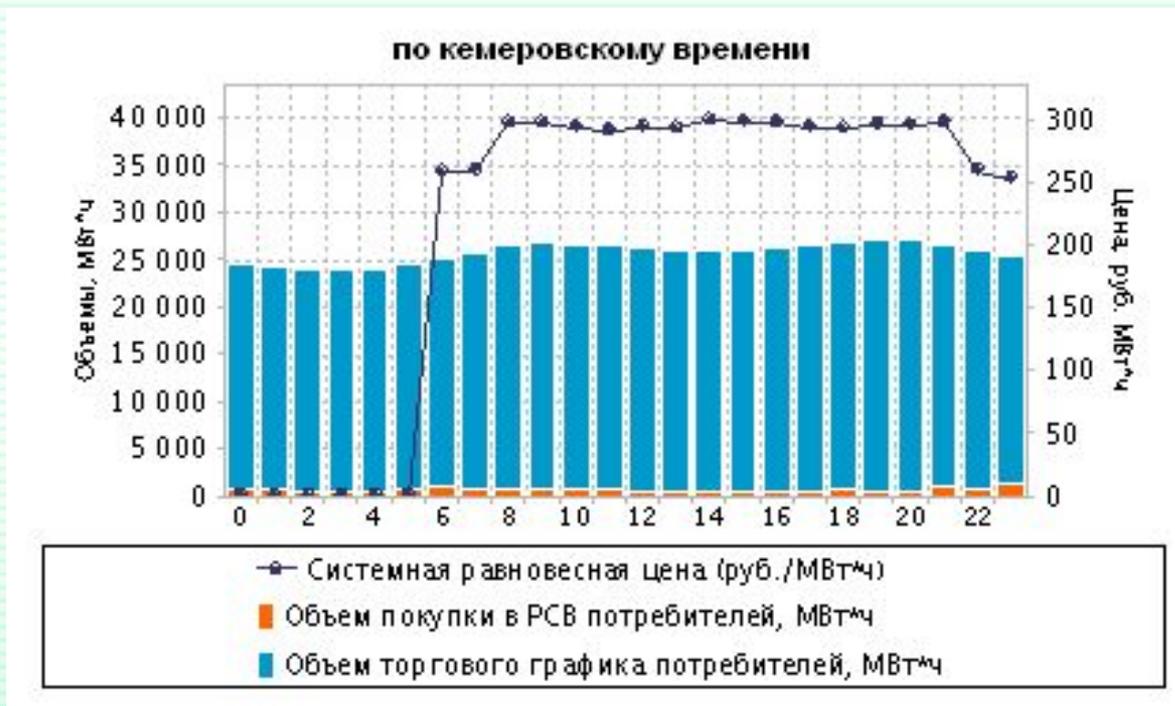
Ценообразующий узел

Ценообразующий субъект

Поузловые объемы производства

ГТП	РГЕ	Рmax	Рmin	Рmin.тех.	СН	ТГ по результатам конкурентного отбора
ТЭЦ1	5055	250	65	65	20	65
	5056	350	65	65		65
ТЭЦ2	5158	250	50	50	30	50
ГРЭС2	3104	150	60	60	30	65.55
ГРЭС1	5124	620	390	390	60	390
ГЭС	5167	---	---	---	20	200
	5304	---	---	---		150
Блок станция	5126	10	10	10	---	10
Импорт					---	15
ИТОГО:						1010.55

Особенностью ценообразования в РСВ становится высокая волатильность цен продажи/покупки в течение дня, которая достигает 100 %. Данное обстоятельство обусловлено резко неравномерным графиком потребления по ЕЭС РФ внутри суток. По сути, ценовые сигналы РСВ повторяют данный профиль

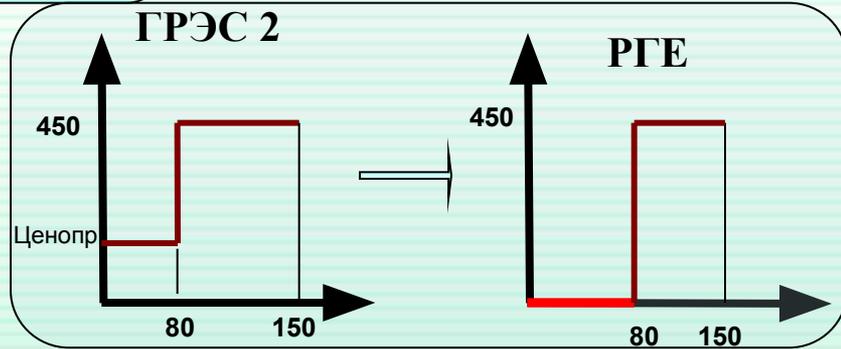
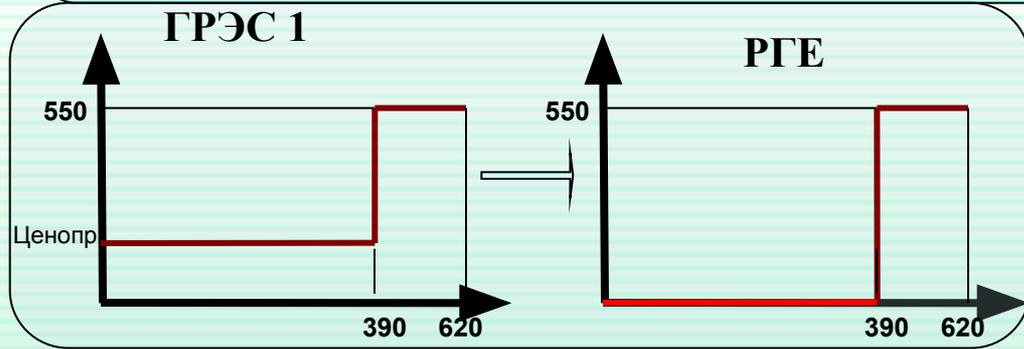
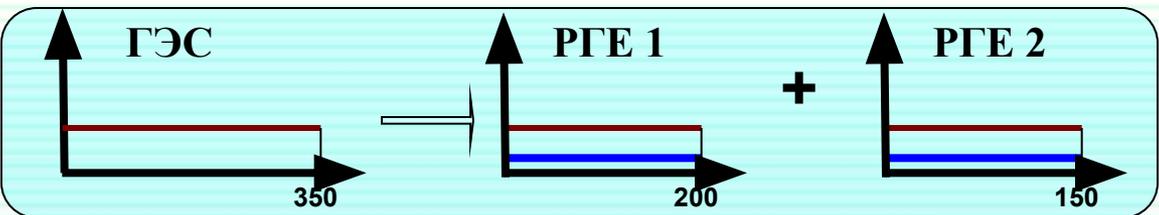
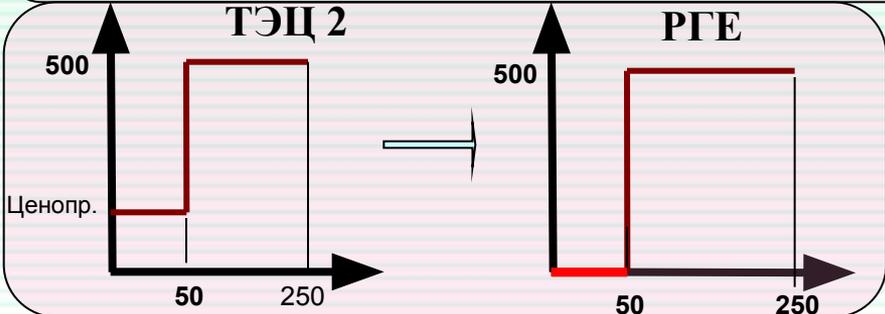
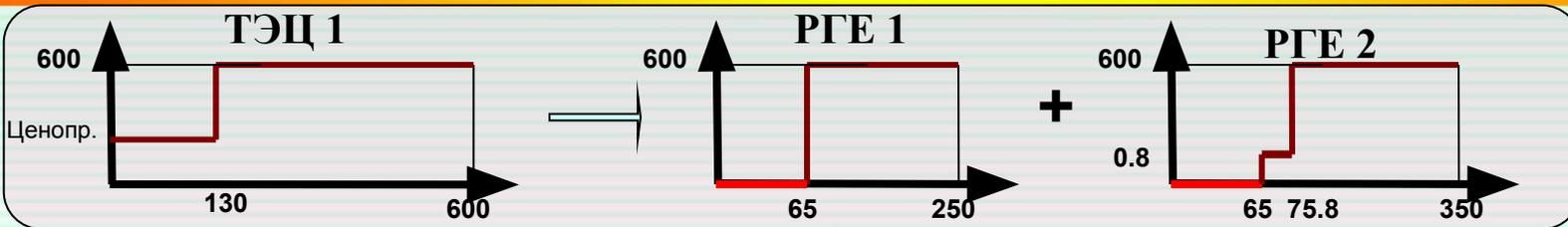


3. Ценообразование при наличии несущественного системного ограничения

Параметры генерирующего оборудования представленного в составе актуализированной расчетной модели:

ГТП	РГЕ	Рmax	Рmin	Рmin.тех.	Потребление на СН
ТЭЦ1	5055	250	65	65	20
	5056	350	65	65	
ТЭЦ2	5158	250	50	50	30
ГРЭС2	3104	150	80	80	30
ГРЭС1	5124	620	390	390	60
ГЭС	5167	---	---	---	20
	5304	---	---	---	
Блок станция	5126	10	10	10	---

Заявки на планирование производства. Разнесение заявок на планирование производства



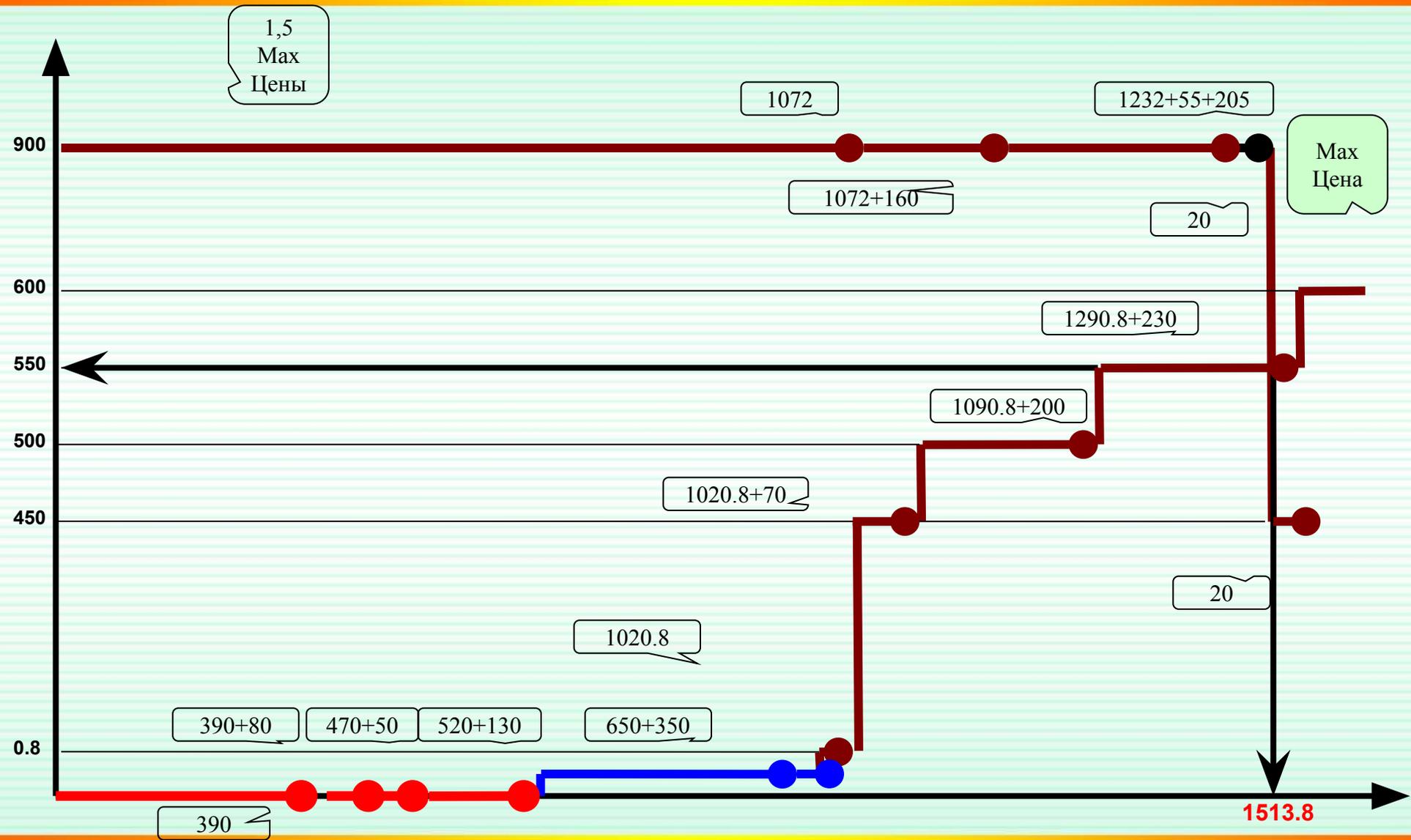
Заявки на планирование потребления. Разнесение заявок на планирование потребления.

Заявки на планирование потребления

ГТП	Потребление с учетом потерь (МСК, РСК)	Поданная заявка		Потери МСК	Потери РСК	Скорректированная заявка	
		Объем	Цена			Объем	Цена
ГП1	199.8	199.8	*	6.1	5.6	188.1	*
ГП2	276.1	276.1	*	10.2	2.2	263.7	*
ГП3	552.3	552.3	*	18.5	3.5	530.3	*
Потребитель 1	10	10	*	---	---	10	*
Потребитель 2	100	80	*	---	---	80	*
		100	450			100	450
Неценовая зона	55	---	---	---	---	---	---
Экспорт	205	---	---	---	---	---	---

Разнесение заявок на планирование потребления(пример)

Гарантирующий поставщик - ГП№1					Потребитель - Потребитель №1				
Узел	Коэффициенты отнесения потребления к узлу расчетной модели (PM)	Заявка по ГТП	Заявка отнесенная в узел PM	Цена в заявке отнесенной к узлу PM	Узел	Коэффициенты отнесения потребления к узлу расчетной модели (PM)	Заявка по ГТП	Заявка отнесенная в узел PM	Цена в заявке отнесенной к узлу PM
510248	0.019	188.100	3.483	900.000	100411	0.700	10.000	7.000	900.000
510308	0.056	188.100	10.448	900.000	100471	0.300	10.000	3.000	900.000
510392	0.296	188.100	55.724	900.000					
510998	0.333	188.100	62.690	900.000					
510999	0.296	188.100	55.724	900.000					



Поузловые цены

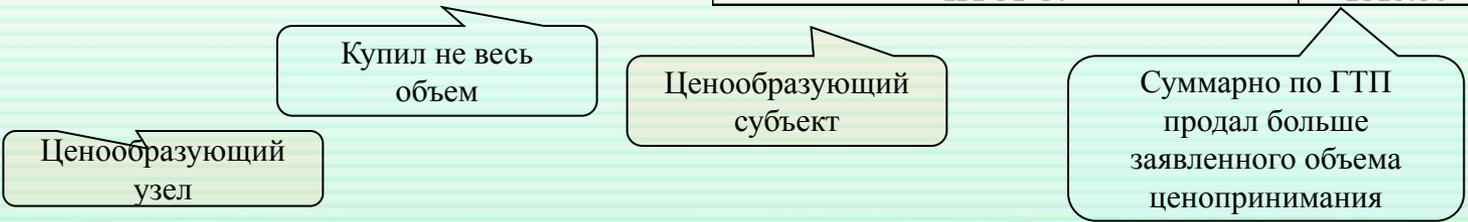
Узел	Цена по результатам конкурентного отбора
100404	557.72266
100411	558.3756
100437	557.7729
100439	559.95465
100471	558.489
100499	561.43933
309302	588.7684
309303	571.39557
408901	569.8691
510006	564.5245
510011	569.1389
510248	574.30054
510308	579.0637
510392	580.3429
510394	575.99634
510395	576.2686
510998	575.7518
510999	575.58966
512253	549.1685
512254	548.9271
512255	550.7765
514986	568.86304
529001	568.6369
529218	567.37134
529872	560.5485
529874	550
529875	557.39185
529880	562.23145
529885	564.01196
529888	568.6509

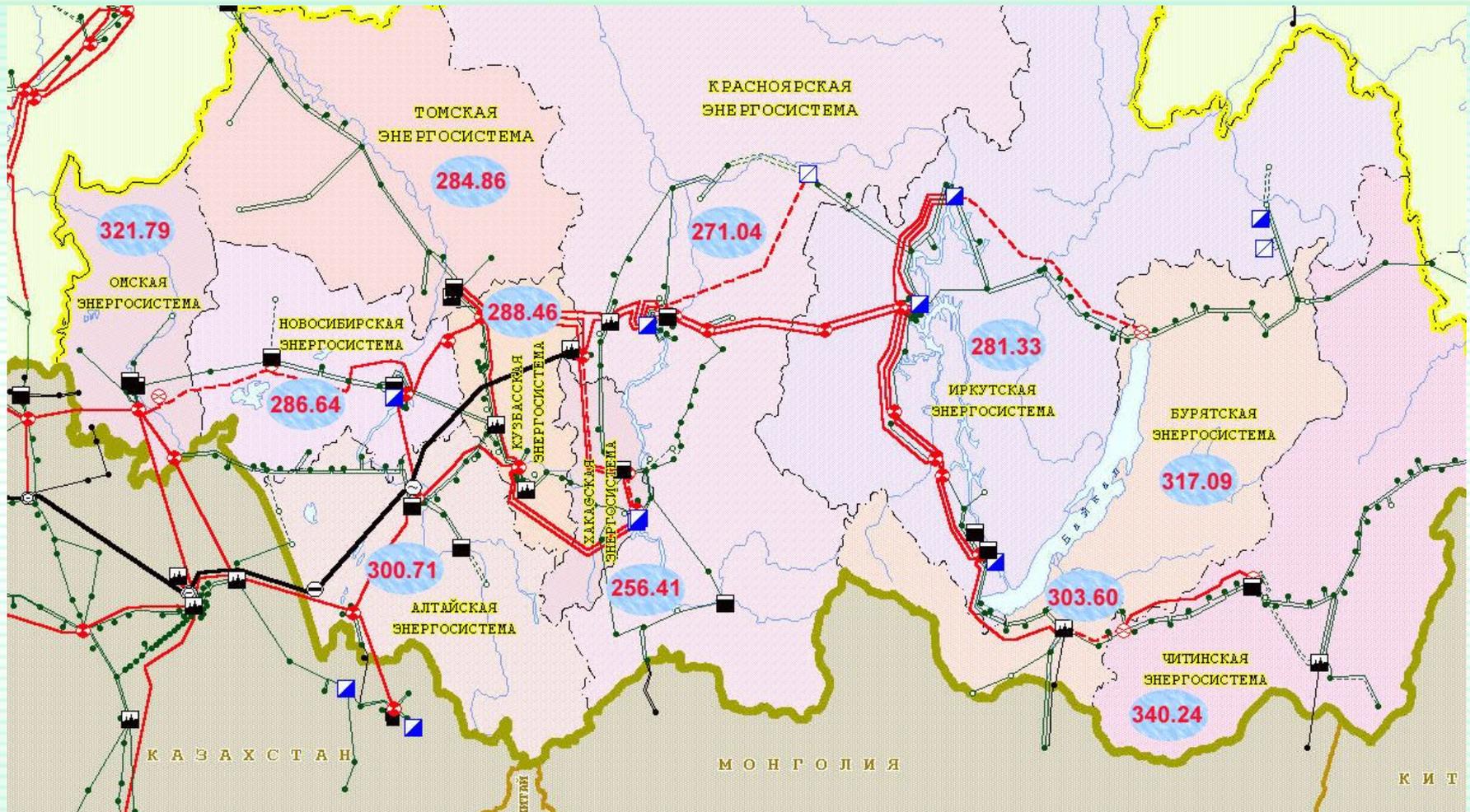
Поузловые объемы потребления

Узел	Потребитель	Плановый объем потребления по результатам конкурентного отбора	Итого по ГТП
100411	Потребитель 1	7	10.00
100471	Потребитель 1	3	
510248	ГП 1	3.4827735	188.07
510308	ГП 1	10.448321	
510392	ГП 1	55.724376	
510998	ГП 1	62.689924	
510999	ГП 1	55.724376	
100404	ГП 2	149.40563	263.66
100411	ГП 2	46.579406	
100471	ГП 2	67.671967	
529218	Потребитель 2	80	80.00
529001	ГП 3	0.8144637	530.31
529218	ГП 3	174.20647	
529872	ГП 3	270.98784	
529880	ГП 3	0.5941602	
529885	ГП 3	82.26417	
529888	ГП 3	1.443349	
Экспорт			205

Поузловые объемы производства

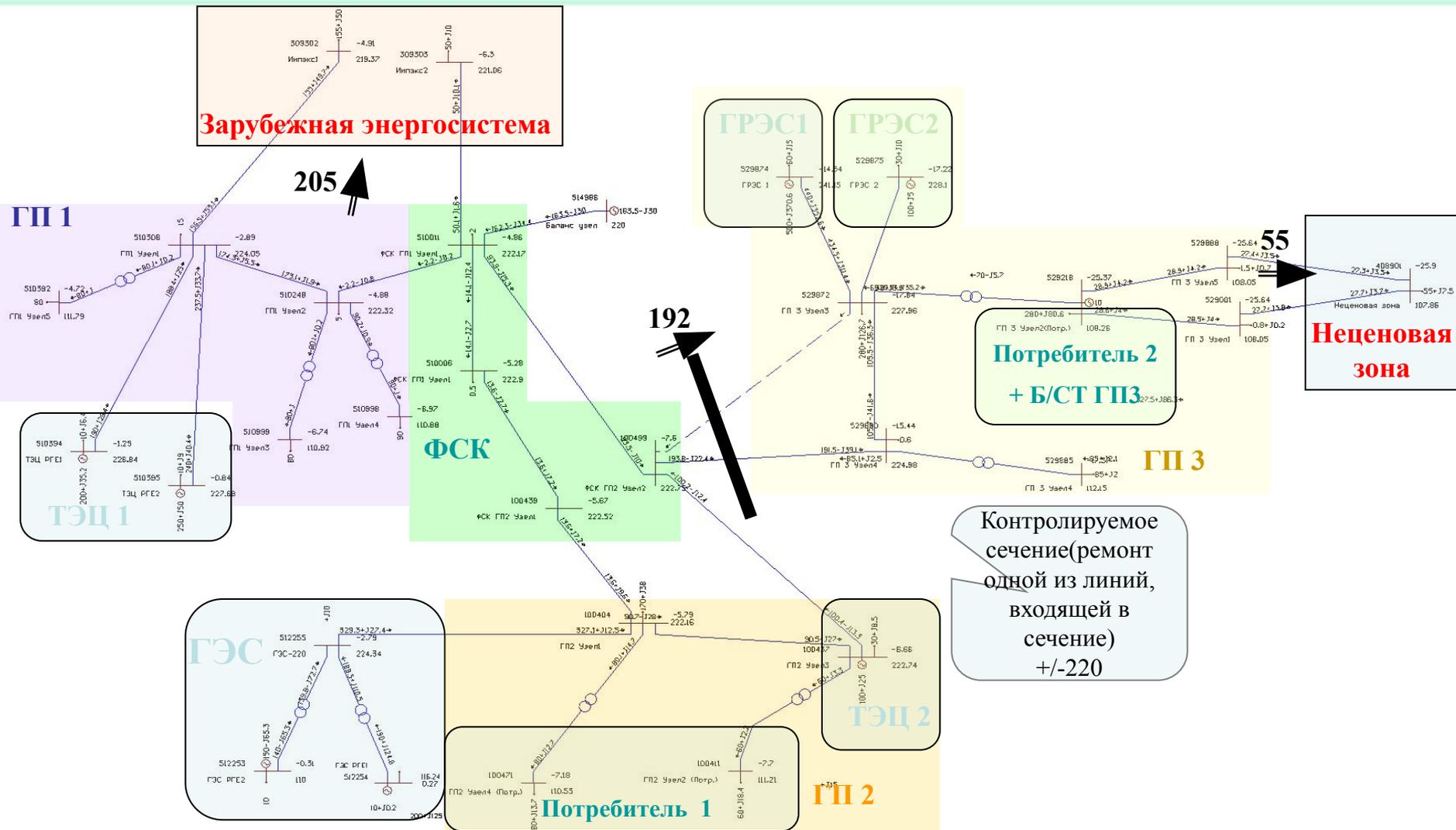
ГТП	PGE	Pmax	Pmin	Pmin.тех.	СН	ТГ по результатам конкурентного отбора
ТЭЦ1	5055	250	65	65	20	65
	5056	350	65	65		75.8
ТЭЦ2	5158	250	50	50	30	250
ГРЭС2	3104	150	80	80	30	150.00
ГРЭС1	5124	620	390	390	60	613
ГЭС	5167	---	---	---	20	200
	5304	---	---	---		150
Блок станция	5126	10	10	10	---	10
ИТОГО:						1513.80





Распределение узловых цен по территории второй ценовой зоны для пикового часа рабочего дня

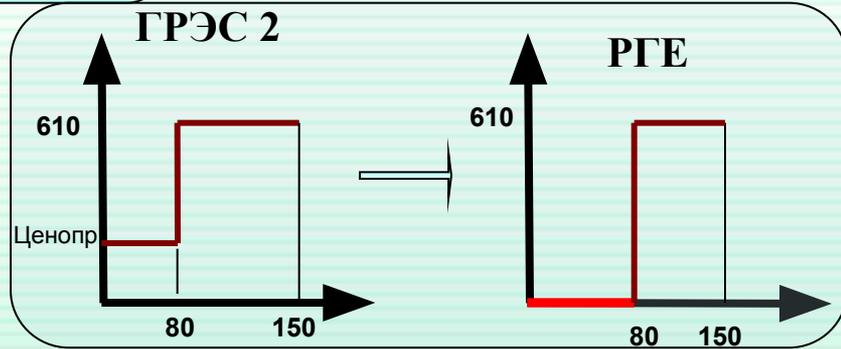
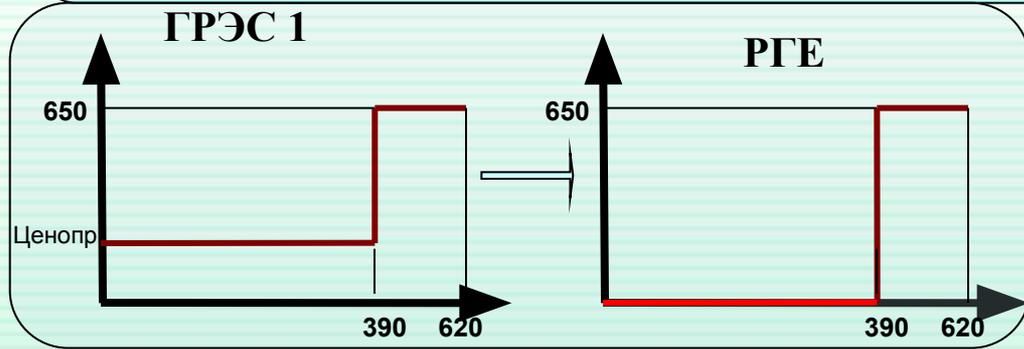
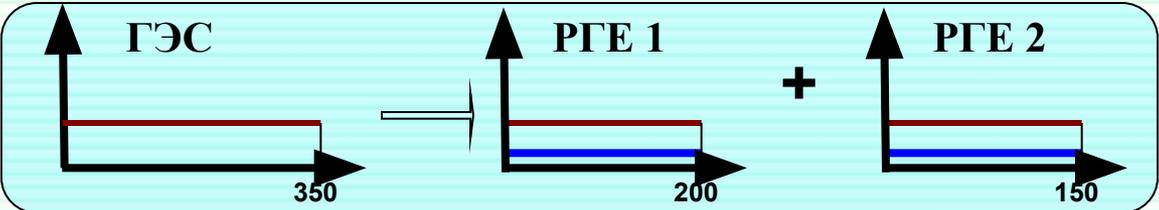
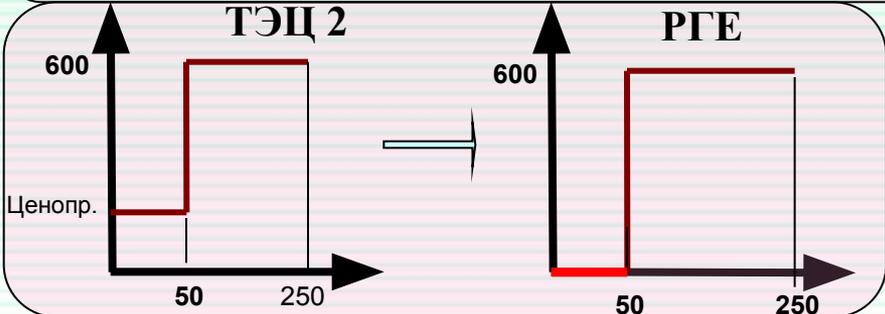
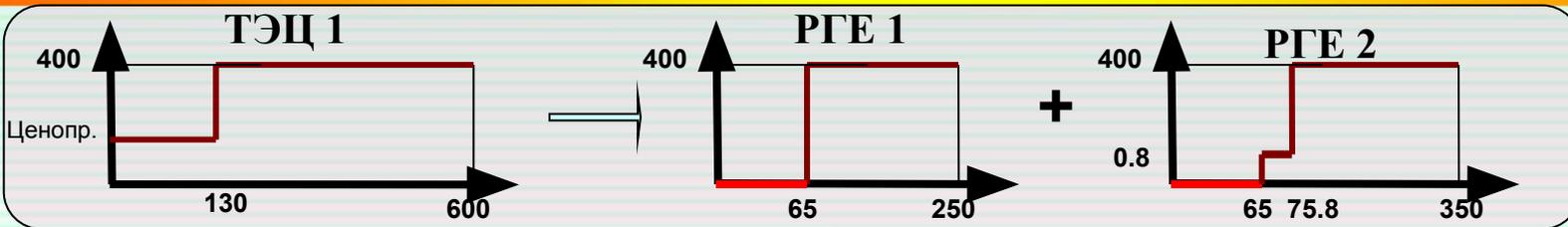
4. Ценообразование при наличии жесткого системного ограничения (запирание сечения)



Параметры генерирующего оборудования представленного в составе актуализированной расчетной модели:

ГТП	РГЕ	Рmax	Рmin	Рmin.тех.	Потребление на СН
ТЭЦ1	5055	250	65	65	20
	5056	350	65	65	
ТЭЦ2	5158	250	50	50	30
ГРЭС2	3104	150	80	80	30
ГРЭС1	5124	620	390	390	60
ГЭС	5167	---	---	---	20
	5304	---	---	---	
Блок станция	5126	10	10	10	---

Заявки на планирование производства. Разнесение заявок на планирование производства



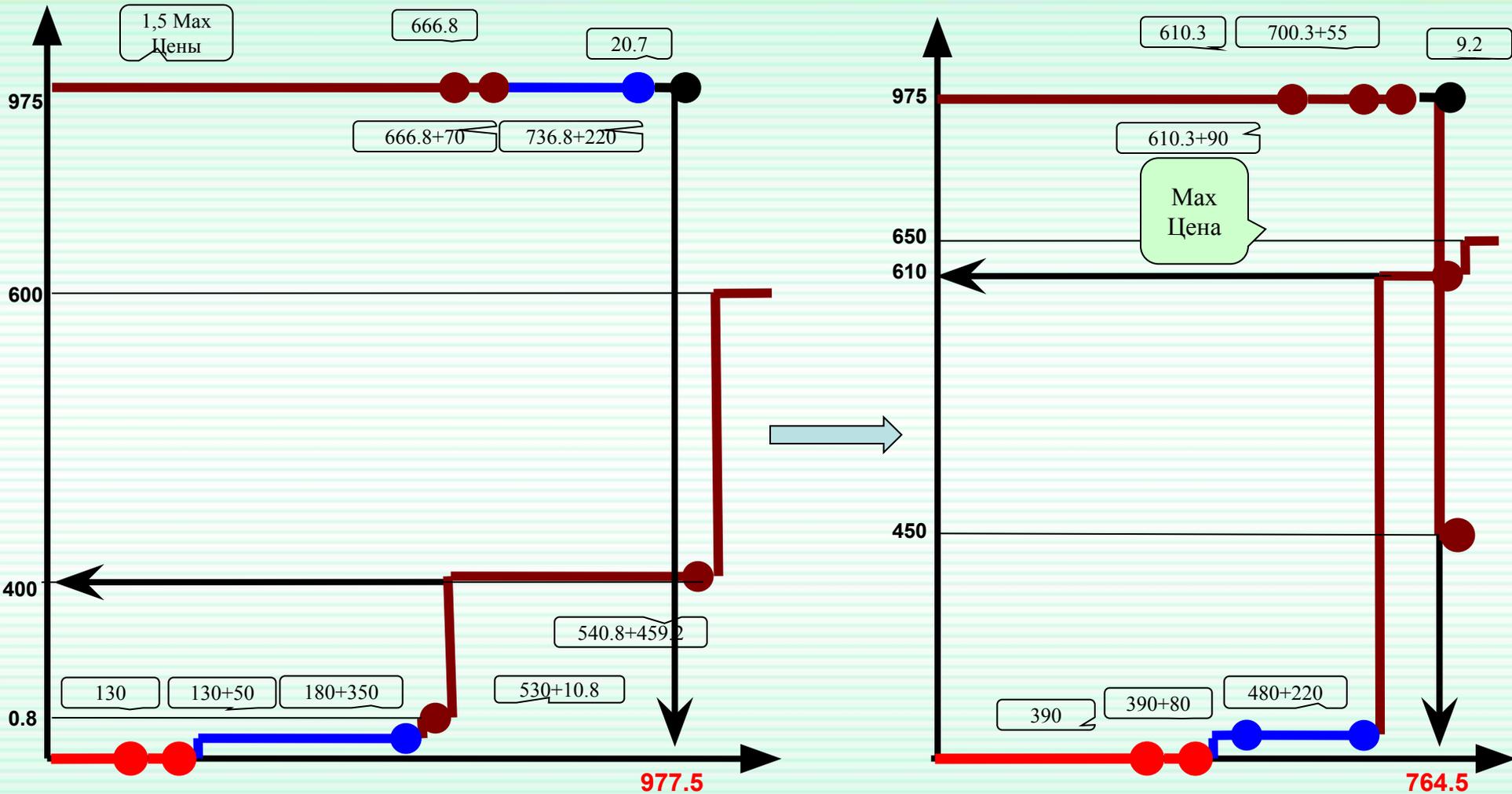
Заявки на планирование потребления. Разнесение заявок на планирование потребления.

Заявки на планирование потребления

ГТП	Потребление с учетом потерь (МСК, РСК)	Поданная заявка		Потери МСК	Потери РСК	Скорректированная заявка	
		Объем	Цена			Объем	Цена
ГП1	199.8	199.8	*	6.1	5.6	188.1	*
ГП2	276.1	276.1	*	10.2	2.2	263.7	*
ГП3	552.3	552.3	*	18.5	3.5	530.3	*
Потребитель 1	10	10	*	---	---	10	*
Потребитель 2	100	80	*	---	---	80	*
		100	450			100	450
Неценовая зона	55	---	---	---	---	---	---
Экспорт	205	---	---	---	---	---	---

Разнесение заявок на планирование потребления(пример)

Гарантирующий поставщик - ГП№1					Потребитель - Потребитель №1				
Узел	Коэффициенты отнесения потребления к узлу расчетной модели (PM)	Заявка по ГТП	Заявка отнесенная в узел PM	Цена в заявке отнесенной к узлу PM	Узел	Коэффициенты отнесения потребления к узлу расчетной модели (PM)	Заявка по ГТП	Заявка отнесенная в узел PM	Цена в заявке отнесенной к узлу PM
510248	0.019	188.100	3.483	975.000	100411	0.700	10.000	7.000	975.000
510308	0.056	188.100	10.448	975.000	100471	0.300	10.000	3.000	975.000
510392	0.296	188.100	55.724	975.000					
510998	0.333	188.100	62.690	975.000					
510999	0.296	188.100	55.724	975.000					



Переток по сечению между зонами ограничен до 220 МВт – имеется «зональное ценообразование»(в профицитной зоне цена ниже, в дефицитной - выше)

Поузловые цены

Узел	Цена по результатам конкурентного отбора
100404	426.71066
100411	429.19644
100437	428.73315
100439	426.42123
100471	427.2945
100499	430.21735
309302	417.96918
309303	427.17026
408901	619.84467
510006	425.96185
510011	425.47873
510248	422.01584
510308	410.9847
510392	411.9139
510394	402.18268
510395	400
510998	423.09094
510999	422.97086
512253	420.1783
512254	419.9938
512255	421.40692
514986	425.3495
529001	618.8698
529218	617.86847
529872	612.44116
529874	606.71594
529875	610
529880	610.09143
529885	611.54956
529888	618.88086

Поузловые объемы потребления

Узел	Потребитель	Планный объем потребления по результатам конкурентного отбора	Итого по ГТП
100411	Потребитель 1	7	10.00
100471	Потребитель 1	3	
510248	ГП 1	3.4827735	188.07
510308	ГП 1	10.448321	
510392	ГП 1	55.724376	
510998	ГП 1	62.689924	
510999	ГП 1	55.724376	
100404	ГП 2	149.40563	263.66
100411	ГП 2	46.579406	
100471	ГП 2	67.671967	
529218	Потребитель 2	80	80.00
529001	ГП 3	0.8144637	530.31
529218	ГП 3	174.20647	
529872	ГП 3	270.98784	
529880	ГП 3	0.5941602	
529885	ГП 3	82.26417	
529888	ГП 3	1.443349	
Экспорт			205

Поузловые объемы производства

ГТП	РГЕ	Рmax	Рmin	Рmin.тех.	СН	ТГ по результатам конкурентного отбора
ТЭЦ1	5055	250	65	65	20	250.0
	5056	350	65	65		327.5
ТЭЦ2	5158	250	50	50	30	50.0
ГРЭС2	3104	150	80	80	30	144.5
ГРЭС1	5124	620	390	390	60	390.0
ГЭС	5167	---	---	---	20	200.0
	5304	---	---	---		150.0
Блок станция	5126	10	10	10	---	10.0
ИТОГО:						1522.0

Купил не весь объем

Ценообразующий субъект

Суммарно по ГТП продал больше заявленного объема ценопринимания

Ценообразующие узлы

Зарубежная энергосистема

**Ценообр.
ЦЕНА
610**

ГП 1

205

220

ФСК

ГРЭС1
529874
ГРЭС 1
60+J15

ГРЭС2
528875
ГРЭС 2
200+J10

**Потребитель 2
+ Б/СТ ГПЗ**

Неценовая зона

55

ГП 3

**Ценообр.
ЦЕНА
400**

ГЭС

ГП 2

Потребитель 1

ТЭЦ 2

Контролируемое сечение(ремонт одной из линий, входящей в сечение) +/-220

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!