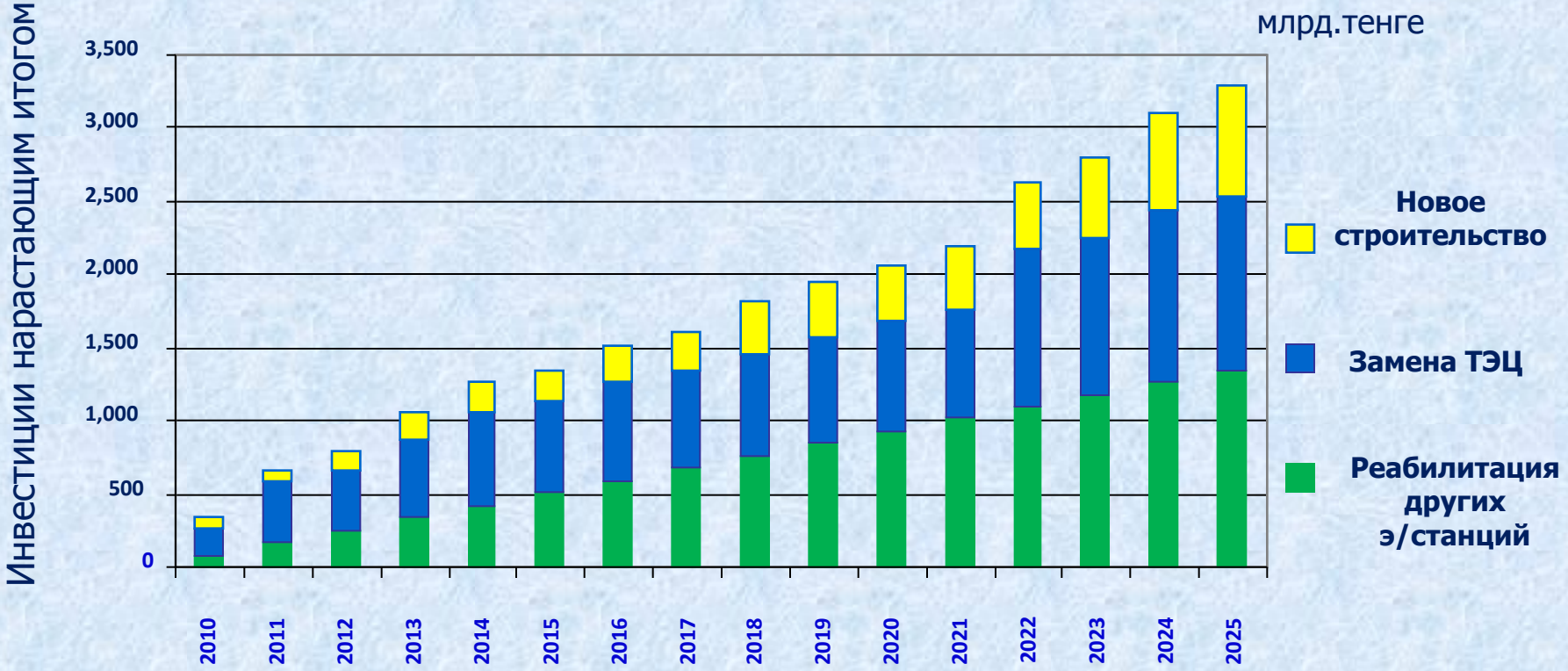
Цели и задачи электроэнергетической отрасли

Для обеспечения потребности в электроэнергии экономики страны, с ежегодным ростом ВВП 6-7%, в том числе всех проектов реализуемых в рамках Государственной программой по форсированному индустриально-инновационному развитию Республики Казахстан на 2010–2014 годы, в ближайшие годы необходимо обеспечить масштабную реабилитацию (модернизацию и реконструкцию) действующих и строительство новых генерирующих мощностей.

В связи с высокими прогнозируемыми темпами роста потребления электроэнергии 4-5%, с одной стороны, и высокой степенью износа существующих генерирующих активов, с другой, для устойчивого развития экономики в период до 2025 года требуется:

- ежегодное строительство до **600 МВт** новых мощностей или 9 000 МВт за 15 лет;
- замена большинства ТЭЦ как отслуживших срок > 50 лет и ежегодная реабилитация в среднем **500 МВт** существующих других мощностей;
- для этого необходимо по **300 млрд. тг/год** в первые 5 лет и по **200 млрд. тг/год** в последующие годы;
- Объемы, необходимых инвестиций должны быть определены на основании заданного коридора инфляции, определяемого для АРЕМ Правительством РК. Тарифы на электроэнергию для потребителей должны быть адекватными только необходимым инвестициям в отрасль.

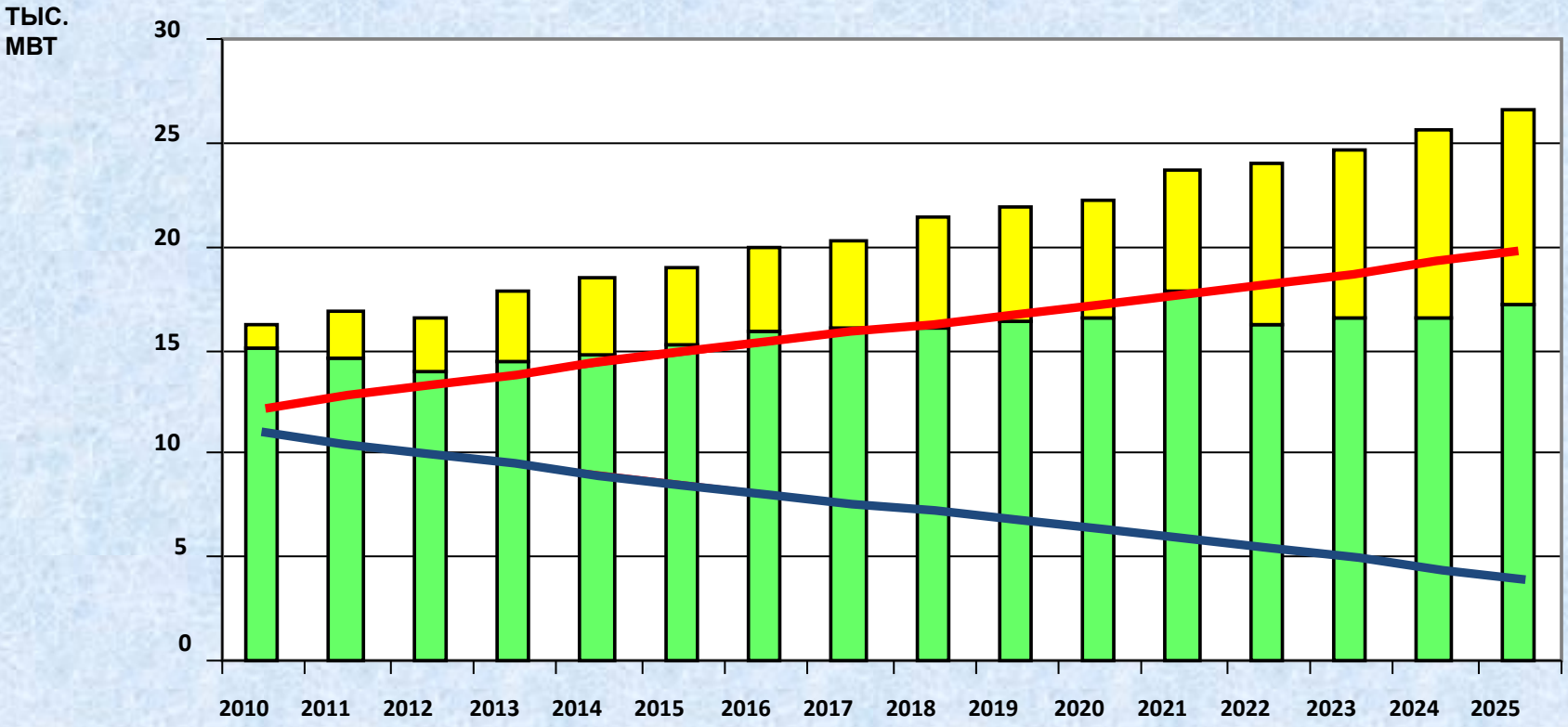
Необходимый объем инвестиций в генерацию в период 2010 – 2025 г.г.



- по 300 млрд. тг/год в первые 5 лет, 200 млрд. тг/год – в последующие годы;
- 75% инвестиций - на замену ТЭЦ и на реабилитацию других электростанций;
- 25% инвестиций – на строительство новых электростанций

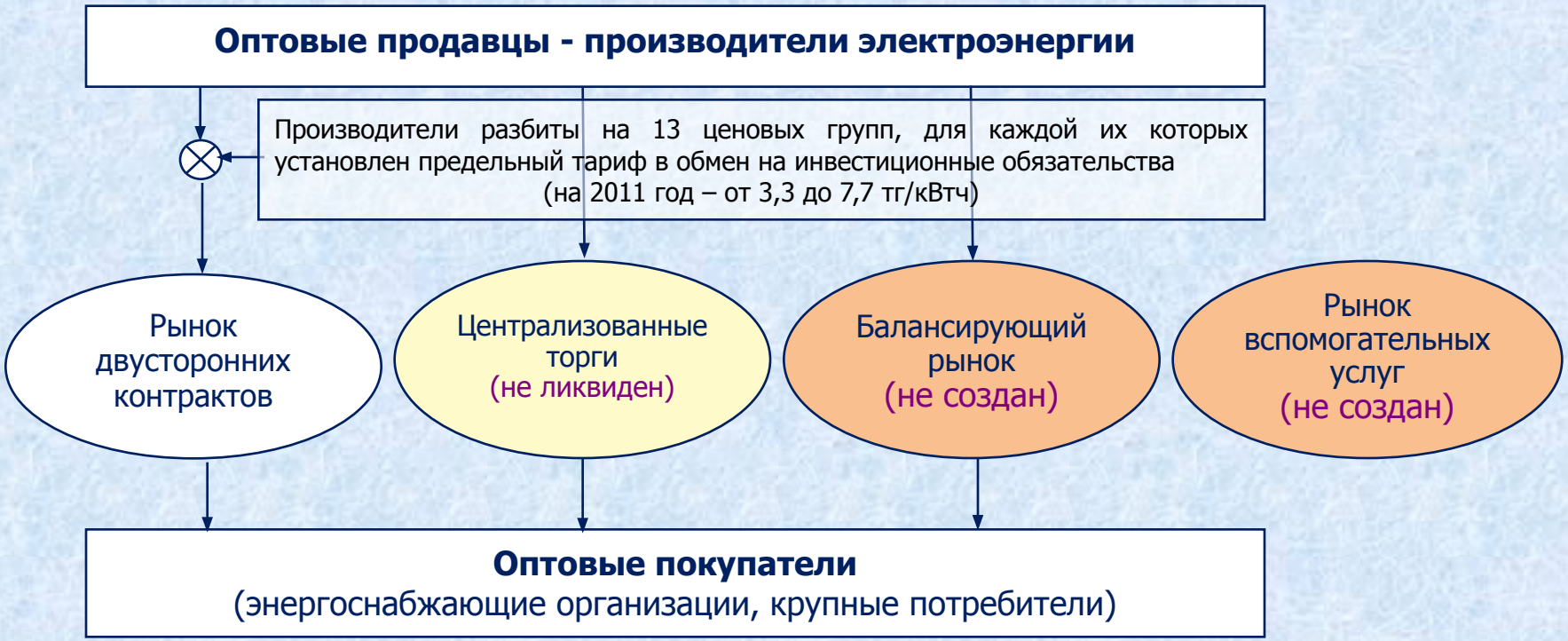
* данные ЕБРР, МВФ, институты

ПРОГНОЗНЫЙ БАЛАНС ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ДО 2025 ГОДА



- замена практически всех ТЭЦ отслуживших срок > 50 лет;
- ежегодная реабилитация в среднем 500 МВт других мощностей;
- построить > 9 000 МВт новых генерирующих мощностей до 2025 года.

Существующая модель рынка электроэнергии



Начатый в 1996 году переход от вертикально-интегрированной монополии к конкурентному рынку электроэнергии до сих пор не завершен.

Основными проблемами существующего рынка электроэнергии Казахстана являются:

- отсутствие конкуренции и конкурентного ценообразования на формально конкурентном рынке;
- отсутствие связи между объективно необходимыми инвестициями в отрасль и инвестиционными обязательствами производителей;
- неравный доступ потребителей к дешевой электроэнергии и коррупциогенность торговли ею;
- не учитывается необходимость строительства новых э/станций и непривлекательность для инвесторов.

ПРЕДЕЛЬНЫЕ ТАРИФЫ ПО ГРУППАМ ЭНЕРГОПРОИЗВОДЯЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

утверждены постановлением Правительства Республики Казахстан от 25 марта 2009 года №392

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1-группа (ЭГРЭС-1,2, ЕЭК)	3,6	4,68	5,6	6,5	7,3	8,0	8,8
2-группа (ЖГРЭС)	5,9	6,5	6,9	7,9	8,3	8,5	8,7
3-группа (Астана-Энергия , КарЭнергоЦентр , Павл.энерго ТЭЦ-2,3, УКТЭЦ, Арс Митл)	4,3	4,94	5,4	5,9	6,4	6,9	7,5
4-группа (Кар ГРЭС-2, Ал.Казахстана, Балхаш ТЭЦ, Жезк ТЭЦ)	3,5	3,8	4,1	4,55	5,1	5,5	6,0
5-группа (Петроп ТЭЦ, Риддер ТЭЦ,)	3,6	4,1	4,8	5,45	6,25	7,15	8,05
6-группа (Согр ТЭЦ,КарГРЭС-1, Джет-7)	6,3	7,3	7,7	7,9	8,1	8,2	8,3
7-группа (3-энергоорт, Атырау ТЭЦ, Актобе ТЭЦ, ТаразЭнергоЦентр,	4,9	5,4	5,9	6,3	6,7	7,0	7,3
8-группа (Шахтинская ТЭЦ, Текелийская ТЭЦ, Кентауск. ТЭЦ)	4,5	4,95	5,4	5,98	6,6	7,2	7,5
9-группа (Аркалыкская ТЭЦ, Уральская ТЭЦ,Кост. ТЭК)	5,28	5,56	5,88	6,28	6,7	7,12	7,6
10-группа (АлЭС ТЭЦ-1,ТЭЦ-2,ТЭЦ-3, Капшаг.ГЭС)	5,74	6,74	7,1	7,4	7,8	8,2	8,6
11-группа (МАЭК –Казатомпром)	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23	7,23
12-группа (Жанажол.ГТЭС, ТЭЦ АЗФ)	5,3	5,8	6,4	7,0	7,7	8,4	8,8
13-группа (Бух.ГЭС, УК ГЭС,Шард.ГЭС, Шульб.ГЭС)	2,79	3,0	3,3	3,63	3,9	4,3	4,5

	Инвестиции по предельным тарифам	Ввод мощностей
2009 г.	65,4 млрд. тенге	**92 МВт, в том числе** КарГРЭС-2 – 55 МВт ЭТЦ – 12 МВт Атырауская ТЭЦ – 25 МВт
2010 г.	109,694 млрд. тенге	**98 МВт, в том числе** Атырауская ТЭЦ – 50 МВт Жанажолская ГТЭС – 48 МВт
2011 г. план	135,0 млрд. тенге	**390 МВт, в том числе** Аксу – 325 МВт Павлодарэнерго – 65 МВт

На 2009-2015 годы прогнозируется инвестиций на 1146,5 млрд. тенге (по предельным тарифам)

ВВОД МОЩНОСТЕЙ

ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ СТАНЦИЙ И ОКОНЧАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ПЕРВЫХ ОЧЕРЕДЕЙ

2111 МВт	до 2015 года

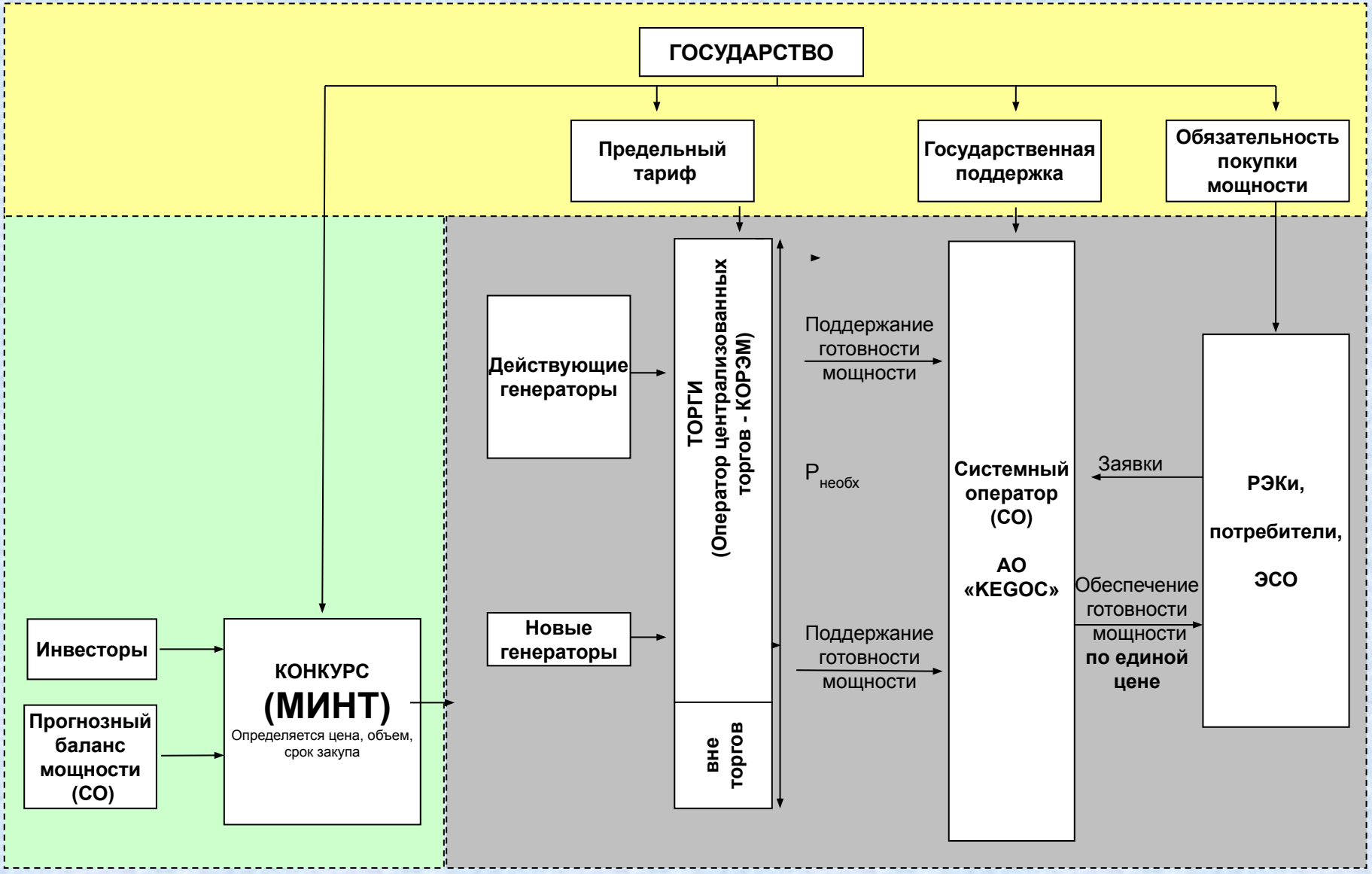
РАСШИРЕНИЕ ДЕЙСТВУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

1173 МВт	до 2015 года

РЕКОНСТРУКЦИЯ И МОДЕРНИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ЗА СЧЕТ «ПРЕДЕЛЬНЫХ ТАРИФОВ»

4655 МВт	2009-2017 г. г.
в том числе 3705 МВт	2009-2015 г. г.

МОДЕЛЬ РЫНКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ



Механизм работы рынка мощности

1. Системный оператор (СО) ежегодно разрабатывает прогнозный баланс электрической энергии и мощности на предстоящий семилетний период.
2. МИНТ проводит конкурс среди потенциальных инвесторов (поставщиков) с целью строительства новых генераторов для покрытия дефицитов в балансе. По результатам этого конкурса определяется цена, объем и срок покупки мощности (услуги по поддержанию готовности мощности).
3. С победителем конкурса СО заключает долгосрочный договор на покупку мощности. Тем самым инвестор получает гарантию сбыта мощности новых генераторов.
4. Победитель конкурса осуществляет строительство новых генерирующих мощностей. После окончания строительства новых мощностей, СО производит оплату за мощность по цене, определенной в долгосрочном договоре.
5. Действующие генераторы участвуют в ежегодных торгах, по результатам которых определяется цена за мощность, покупаемую СО.
6. Оптовые потребители оплачивают СО за услугу по обеспечению готовности мощности по величине максимального отклонения мощности по единой цене.