

Республика Казахстан

Акционерное общество

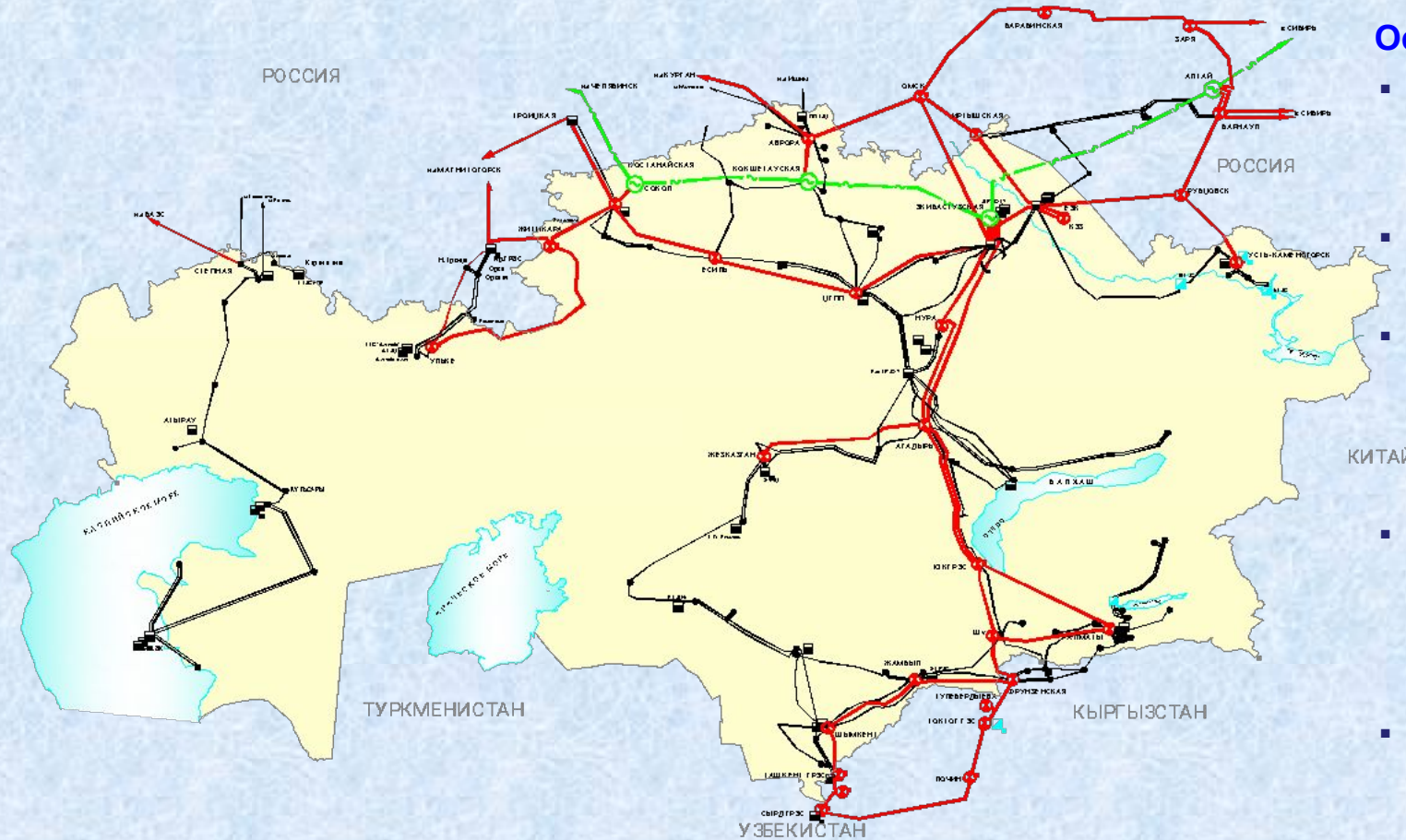
Казахстанский научно-исследовательский и проектно-
изыскательский институт топливно-энергетических систем «Энергия»
(АО КазНИПИИТЭС «Энергия»)



**Перспектива
развития электроэнергетической отрасли
Республики Казахстан до 2030 года**

Президент - к.т.н. Георгий Акопянц

Ноябрь, 2011г.

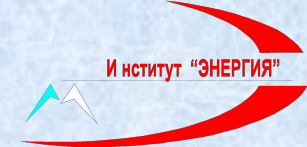


Основные характеристики:

- Топология “созвездие” - многолучевая звезда с центром в Экибастузе
- Запад не имеет прямых связей с Севером и Югом
- Восток соединен с Севером по собственной ВЛ 220 кВ и по ВЛ 500 кВ по территории РФ
- Потенциал ВИЭ на Юге, Западе и Востоке не реализуется из-за слабых сетей
- Одно транзитное направление ЦА - Казахстан - РФ

- **Глобальный рост энергопотребления в регионе**
- **Необходимость вовлечения в энергобаланс ВИЭ**
- **Необходимость использования преимуществ геополитического расположения страны, транзитного и экспортного потенциала**
- **Необходимость энерго- и ресурсосбережения, повышение энергоэффективности**
- **Экология и водно-энергетические проблемы**
- **Необходимость долгосрочного планирования**
- **Необходимость использования страновых конкурентных преимуществ (уголь, уран, др.)**
- **Высокий износ оборудования генерации, электрических и тепловых сетей**
- **Необходимость внедрения новых технологий (турбины и котлы на СКП и УСКП, аккумулирующие устройства, интеллектуальные сети и т. д.)**
- **Повышение безопасности электрооборудования и энергообъектов, повышение надежности, снижение аварийности**
- **Развитие научного потенциала**

SWOT – анализ текущей ситуации



Институт "ЭНЕРГИЯ"

- Высокая доля производства электроэнергии на ТЭС, использующих дешевые угли (более 70%).
- Развитая схема системообразующих электрических сетей напряжением 220-500 кВ
- Централизованная система оперативного диспетчерского управления.
- Параллельная работа ЕЭС Казахстана с ОЭС Центральной Азии и ЕЭС России.
- Наличие системы научно-технического сопровождения энергетических программ и действующих объектов энергетики

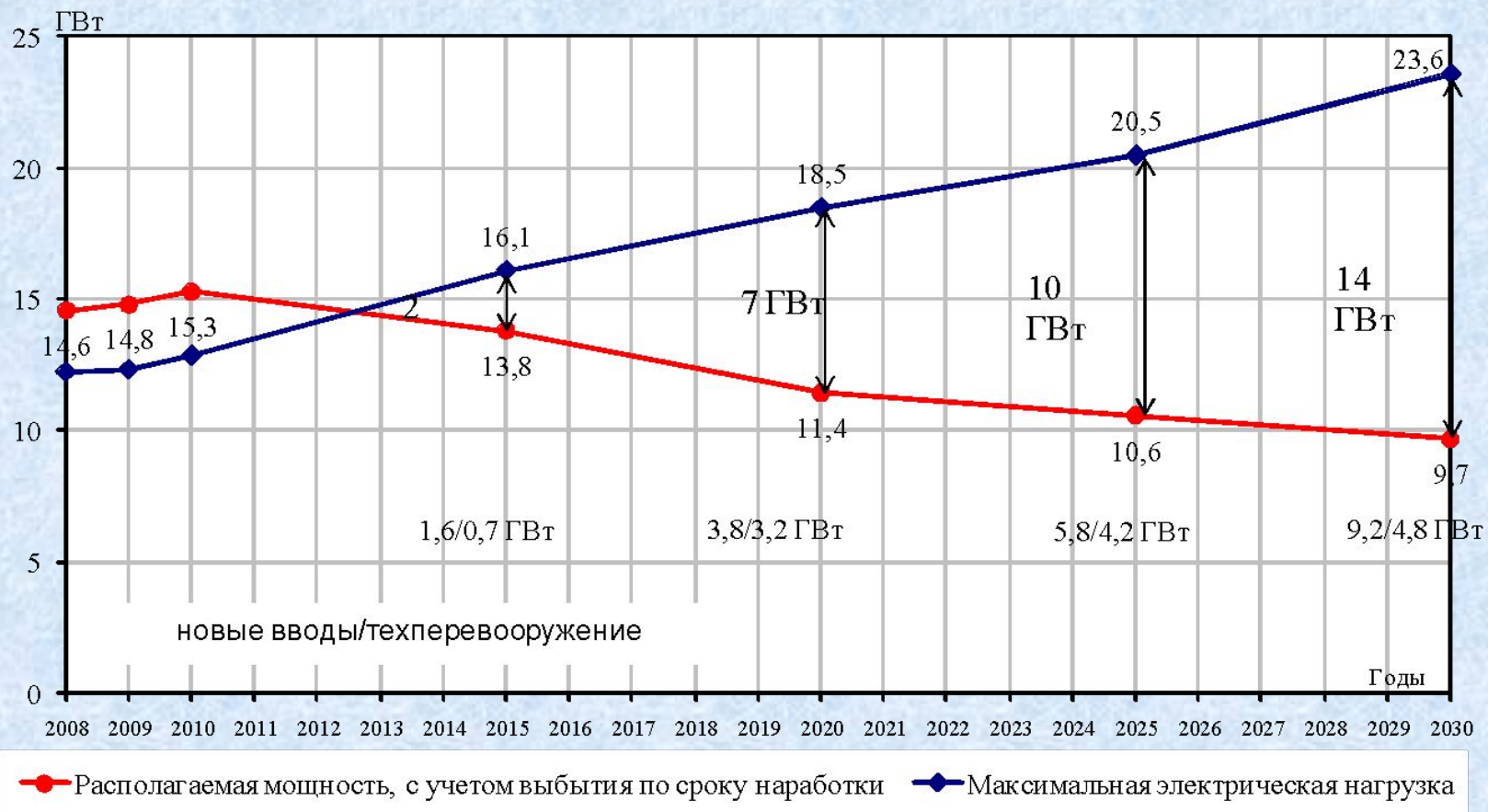
- Высокая степень изношенности сетей РЭК (~65-70%).
- Рост аварий на энергообъектах, высокий риск возникновения ЧС и отсутствие превентивных мер по их устранению, отсутствие государственной системы страхования рисков аварий.
- Отсутствие системного решения по привлечению инвестиций в строительство новых электростанций.
- Отсутствие электрических связей Запада с Севером и Югом Казахстана, зависимость от поставок ЭЭ из России.
- Низкая доля ГЭС (около 12 %) и дефицит маневренных источников для покрытия пиковых нагрузок. Низкая доля ВИЭ (малые ГЭС – 0,5%).
- Неравномерность распределения генерирующих мощностей (41 % в Павлодарской области).
- Передача электроэнергии по протяженным ЛЭП (более 1000 км)
- Высокий % потерь от отпущенной в сеть ЭЭ (5% в основных сетях, ~13% в распределительных сетях)



- Наличие значительных запасов топливно-энергетических ресурсов
- Значительный потенциал возобновляемой энергии.
- Наличие транзитного потенциала и возможностей экспорта электроэнергии.
- Резервы по энергосбережению и энергоэффективности

- Значительная выработка паркового ресурса генерирующего оборудования (75% на ТЭС и 90% на ГЭС).
- Рост цен на газ и неконкурентоспособность на рынке электроэнергии Жамбылской ГРЭС, электростанций ТОО «МАЭК «Казатомпром».
- Рост негативного воздействия тепловой генерации на окружающую среду.
- Недостаток резервных мощностей.
- Водно-энергетические проблемы стран ЦА
- Усиление влияния международных отношений

Выбытие и необходимые вводы генерации



Риски

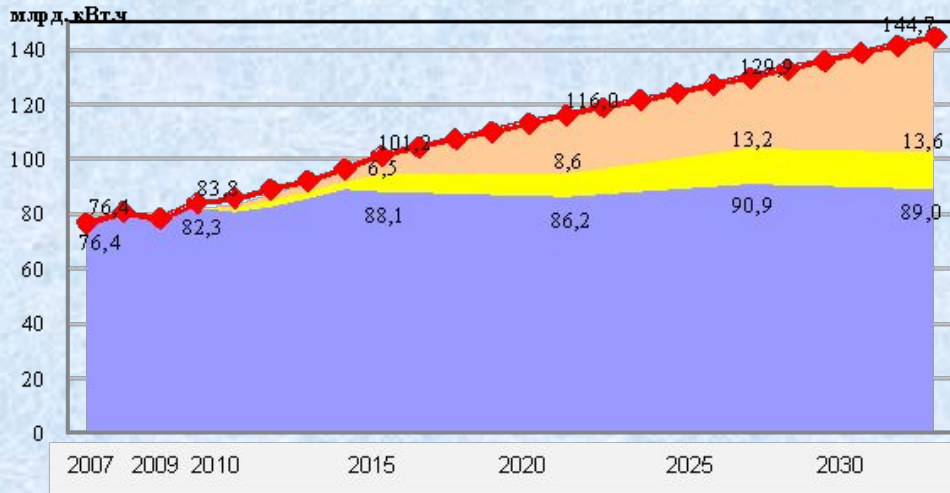
- **Высокий физический и моральный износ оборудования (75% теплового и 90% гидравлического оборудования возрастом 20-30 лет и более):**
 - ✓ Низкий КПД КЭС - 33-34%;
 - ✓ Несоответствие обязательств по Киотскому протоколу;
 - ✓ Увеличение объемов золошлаковых отходов;
 - ✓ Увеличение негативного влияния на окружающую среду.
- **Отсутствие механизмов по внедрению инновационных разработок в действующие и строящиеся энергетические объекты (увеличивающийся технологический разрыв -20 лет);**
- **Отсутствие эффективных механизмов возврата инвестиций (отсутствие вводов генерирующих мощностей).**

Решения

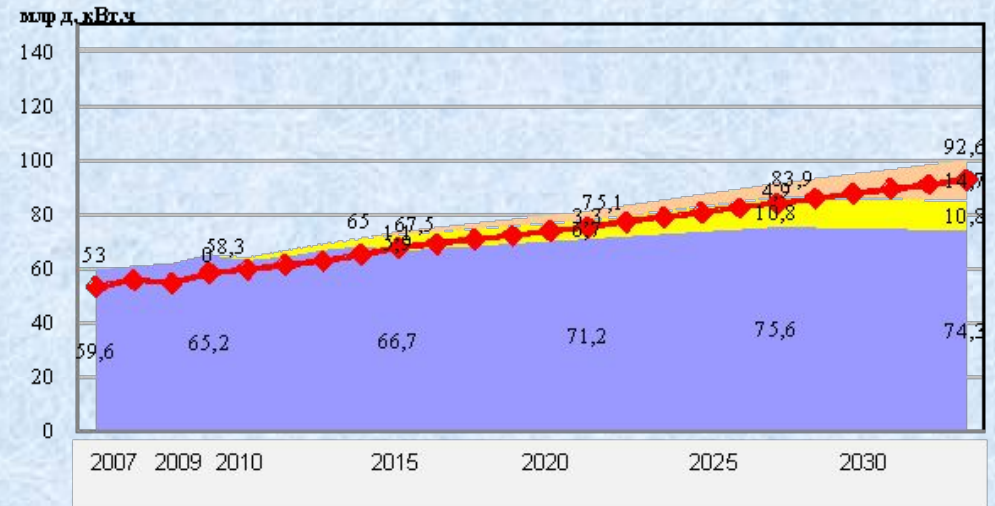
- **Техпереворужение, строительство станций на основе современных энергоэкологических технологий;**
- **Повышение КПД КЭС до 44-45%, ПГУ до 55-60%;**
- **Снижение доли изношенного теплового оборудования до 30% и гидравлического до 50% к 2030 году;**
- **Введение в действие Технического регламента «Требования к эмиссиям в окружающую среду при сжигании различных видов топлива в котлах тепловых электростанций»;**
- **Создание необходимых условий для привлечения инвестиций (предельные тарифы, введение рынка мощности и т. д.).**

Прогнозный баланс электрической энергии

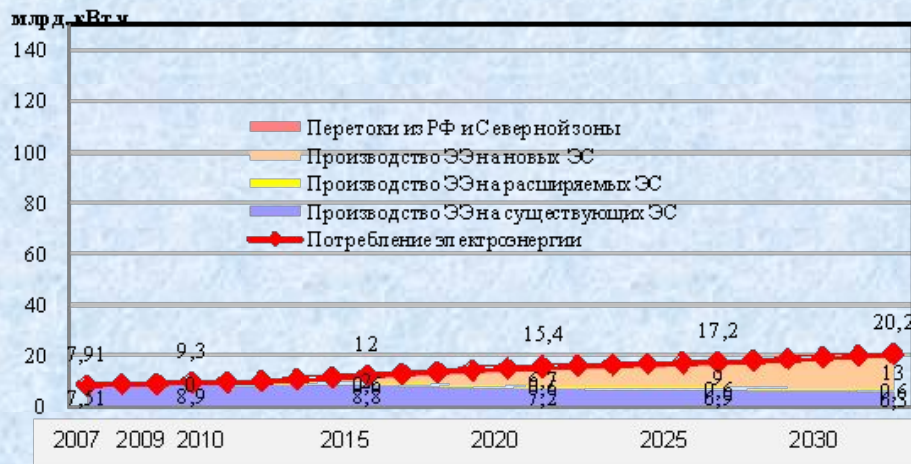
**ЕЭС
Казахстана**



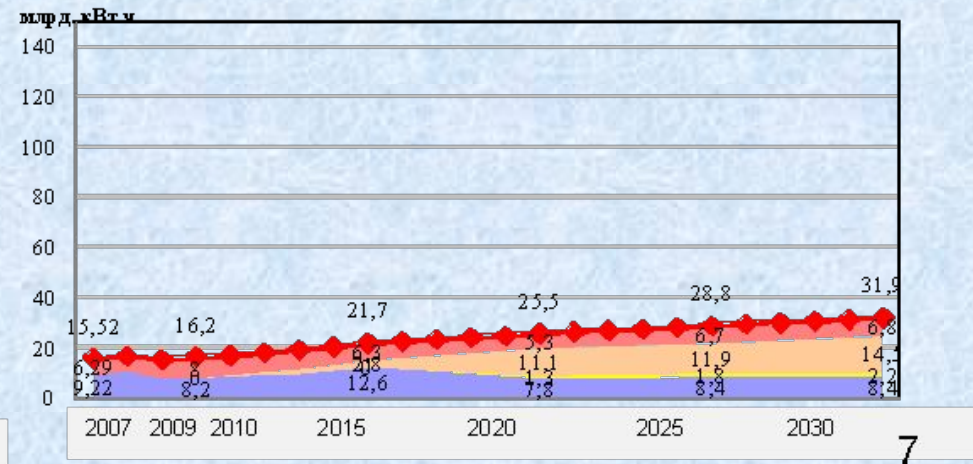
Северная зона



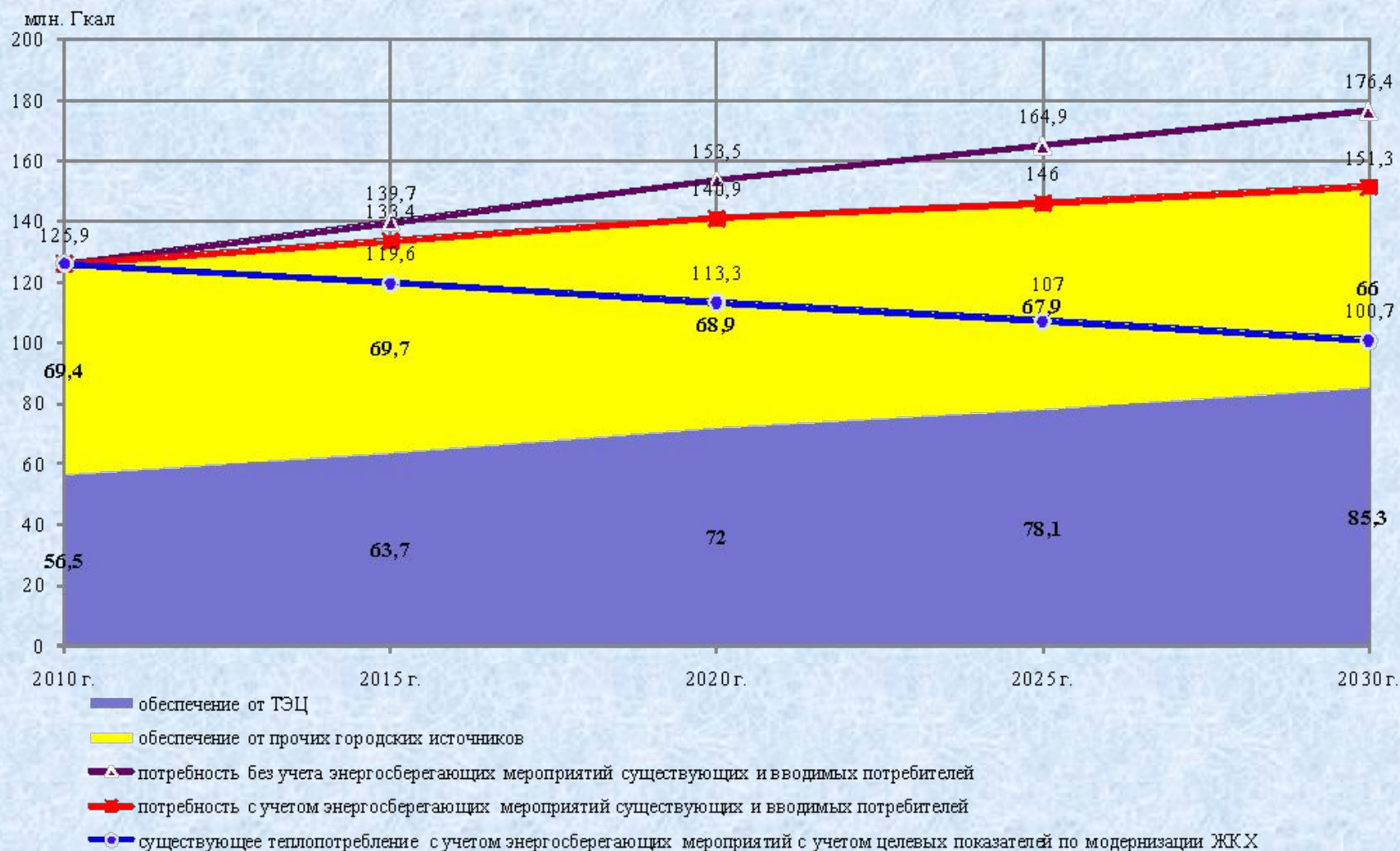
3 западная зона



Южная зона



Прогнозный баланс тепловой энергии



В перспективе до 2030 года системы централизованного теплоснабжения на базе ТЭЦ - базальтернативны и будут оставаться важнейшими системами жизнеобеспечения крупных городов, необходимым компонентом обеспечения энергетической безопасности и устойчивого развития экономики Казахстана.

При этом с целью оптимизации режимов теплопотребления в зоне децентрализованного теплоснабжения необходимо активно внедрять ВИЭ.

Казахстан обладает значительными запасами первичных энергетических ресурсов, что позволит в перспективе обеспечить не только собственную потребность, но и осуществлять их экспорт

Доказанные запасы:

Уголь – 31,3 млрд. т
 Нефть – 39,8 млрд. баррелей
 Газ (природный и попутный) – 3 трлн. м3
 Уран – 1,61 млн. т

Газ

Потенциальные запасы – 10,2 трлн. м3

Балансовые запасы – 3,5 трлн. м3

Годовое потребление газа в энергетике:

2010 г. – 17 млрд. м3 (~56% от общего потребления)

2030 г. – 19 млрд. м3

Потребность энергетики в газе до 2030 года ~400 млрд. м3

Уголь

Общие геологические запасы – 283 млрд. т

Балансовые запасы – 38,6 млрд. тонн

Годовая добыча угля:

2010 г. – 110,9 млн. т (каменного - 103,5 млн. тонн, бурого – 7,4 млн. т)

2030 г. – до 130 млн. тонн, в т. ч.:

энергетика - 70 млн. т.

экспорт – 40 млн. т. (на уровне 2010 г. по данным ТЭБ 2010 г.)

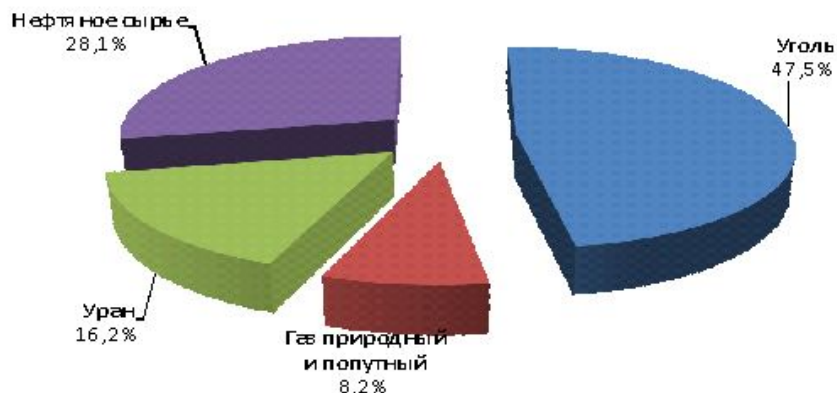
другое (металлургия, ЖКХ и т. д.) – 20 млн. т

Потребность энергетики в угле до 2030 года ~1,2 млрд. тонн.

Характеристика углей крупных месторождений

Наименование	Балансовые запасы, млрд. т	Зольность, %	Q _p , ккал/кг
Карагандинский	12,2	21-32	4400
Экибастузский	12,0	37-48	4000
Шубаркольский	2,1	5-10	5400
Майкубенский	2,2	13-21	4040
Торгайский	6,5	13-29	3400

42,7 млрд. т у. т.

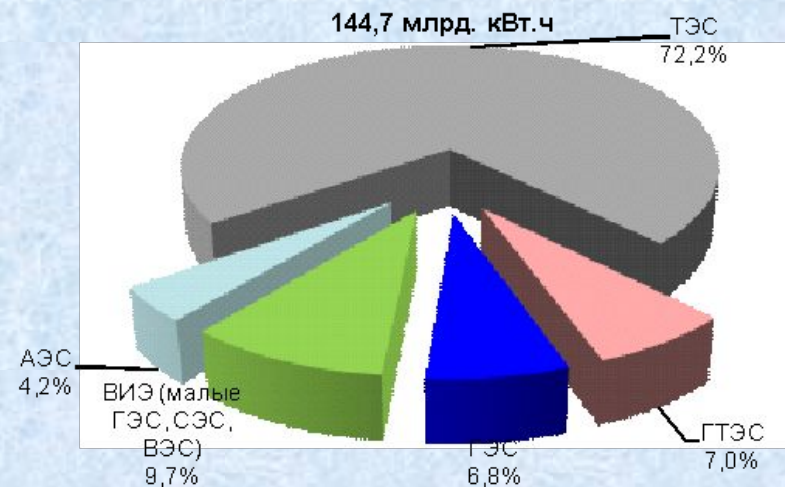
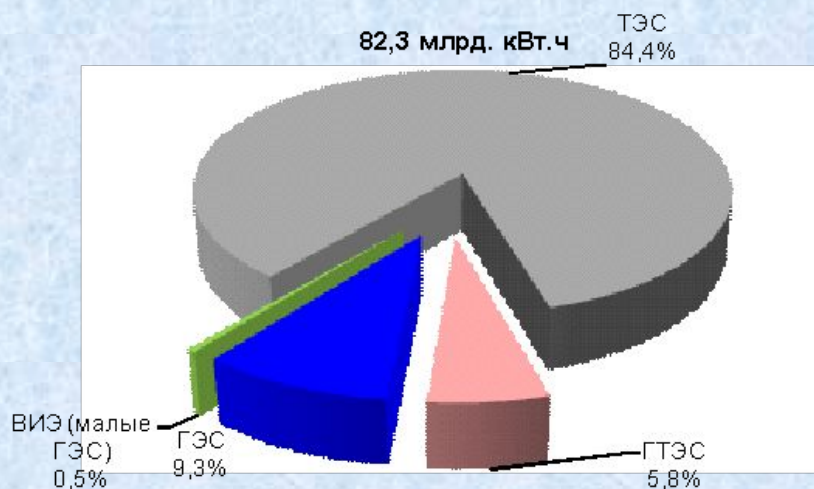


Структура генерирующих мощностей

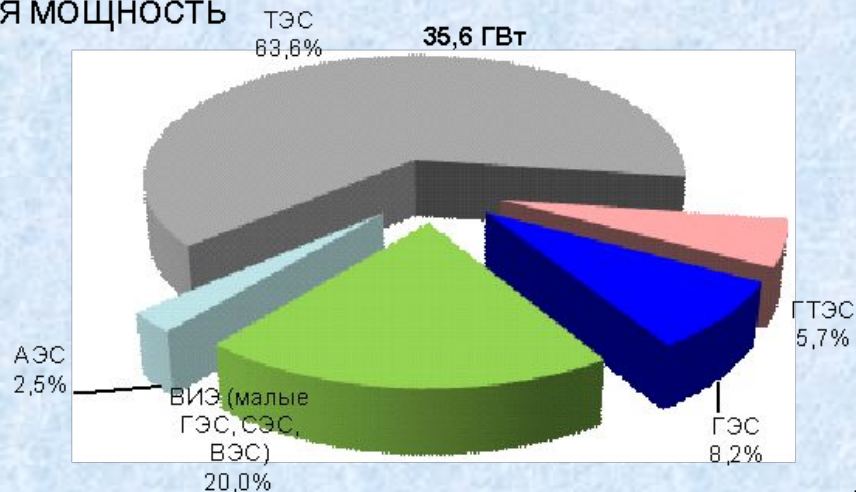
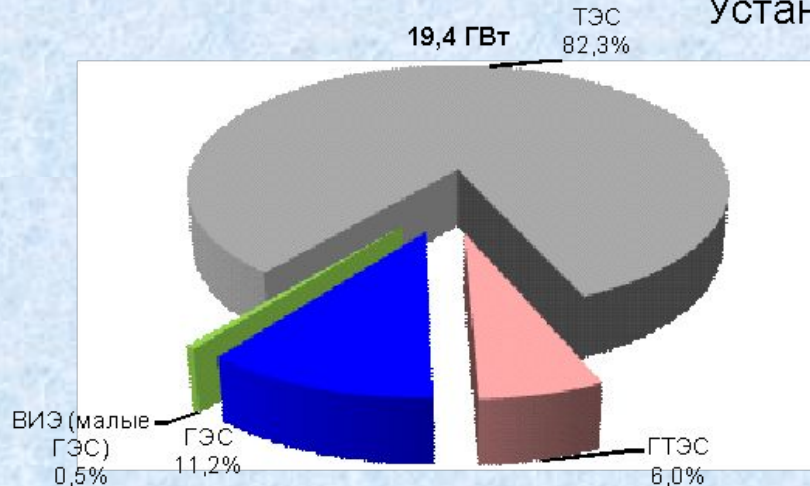
2010 г.

Выработка электроэнергии

2030 г.



Установленная мощность



- **Техпереворужение и реконструкция существующих электростанций – 7 ГВт:**
 - ЭГРЭС-1 – энергоблоки №8, 2, 1
 - ЭС «ЕЭК» - энергоблоки №6, 5, 7, 8
 - Жамбылская ГРЭС – выполнение капремонтов до ввода БТЭС.
 - ЭГРЭС-2 – энергоблоки №1, 2
- **Ввод новой генерации – 17,5 ГВт, в том числе:**
 - ЭГРЭС-2 - ввод энергоблока №3 (630 МВт) и строительство 2-й очереди (2x660 МВт)
 - ТЭЦ – 3 ГВт по условиям обеспечения тепловых нагрузок с модернизацией тепловых сетей
 - ГЭС – 0,8 ГВт с учетом строительства контррегулирующих Булакской и Кербулакской ГЭС для увеличения регулировочного диапазона Шульбинской и Капшагайской ГЭС
 - ГТЭС – 1,3 ГВт с учетом применения парогазовых циклов
 - ВИЭ (ВЭС, малые ГЭС, СЭС, биомасса и др.) – 7,1 ГВт.
 - **Строительство новых базовых электростанций:**
 - ✓ **В Южном Казахстане** – Балхашской ТЭС (ввод 1-го энергоблока в 2017-2018 гг., 2-го энергоблока – в 2020 г.)
 - ✓ **В Северном Казахстане** – Тургайской ТЭС с учетом сроков разработки тургайского бурогоугольного месторождения и освоения технологии его сжигания.
 - ✓ **В Западном Казахстане** – Актауской АЭС на уровне за 2020 г. для замещения выбывающих по сроку наработки оборудования электростанций «МАЭК «Казатомпром».

РИСКИ:

- Ограниченная пропускная способность транзита Север-Юг, Север – Восток
- Отсутствие связи Запада с Севером и Югом
- Недостаточная техническая оснащенность НЭС
- Транзит электроэнергии на дальние расстояния и высокие потери (около 5,7% при мировых показателях до 2,4%)

РЕШЕНИЯ:

- Сооружение 3-й ВЛ 500 кВ Север-Юг через Восток
- Сооружение ВЛ 500 кВ Запад – Север, Запад – Юг
- Комплексная модернизация НЭС на основе передовых технологий
- Внедрение элементов системы Smart Grid – FACTS, провода повышенной пропускной способности, вставки постоянного тока и др.
- Оптимизация режимов работы

Региональные Электросетевые Компании

РИСКИ:

- Высокий износ сетей - 65-70%, низкая балансовая стоимость активов
- Высокие потери (в среднем ~13%)
- Отсутствие единой технической политики
- Незавершенность создания АСКУЭ на региональном уровне
- Затратный метод формирования тарифов на передачу электроэнергии
- Проблемы с финансированием, высокий риск не возврата инвестиций

РЕШЕНИЯ:

- Модернизация региональных электрических сетей на базе новых технологий
- АСКУЭ
- Внедрение новых методик формирования тарифа:
 - ✓ RAB регулирование, система долгосрочного планирования тарифов
 - ✓ «Бенчмаркинг» на основе метода сравнения аналогов
- Максимальное использование программы «Дорожная карта бизнеса-2020»
- Интеграция РЭКов в КИЭС

Схема развития электроэнергетики Казахстана до 2030 г.



Основные характеристики:

- Топология “галактика” с размещением центров устойчивости ЕЭС по территории Казахстана;
- Энергобезопасность и технологичность;
- Внедрение технологии SmartGrid;
- Энергоэффективность и энергосбережение;
- Многовекторность транзитных направлений;
- Масштабное вовлечение в баланс ВИЭ
- Экспортный потенциал

РИСКИ:

- Низкий уровень конкуренции на оптовом и розничном рынках;
- Несовершенство структуры рынка;
- Административное регулирование цен.

РЕШЕНИЯ:

- Совершенствование модели рынка электроэнергии и мощности;
- Развитие рынка централизованных торгов;
- Создание благоприятной инвестиционной среды.
- Строительство новых генерирующих мощностей, электрических сетей и развитие конкуренции
- Создание саморегулируемых организаций

Регулирование и господдержка

- **Принятие нового Закона «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности»**
- **Принятие Закона «О теплоснабжении»**
- **Принятие Закона «О «зеленых» сертификатах»**
- **Принятие Закона «Об инновационных фондах с государственно-частным участием»**
- **Разработка государственной Программы развития электроэнергетики до 2030 года**
- **Совершенствование законодательных и НПА по поддержке ВИЭ**
- **Совершенствование законодательства в области Казахстанского содержания**
- **Максимальное использование механизмов программы «Дорожная карта бизнеса-2020»**
- **Принятие и гармонизация НТД и стандартов в области электроэнергетики**
- **Рассмотреть вопрос создания самостоятельного государственного органа в сфере электроэнергетики**
- **Совершенствование рынка электроэнергии и мощности**
- **Внедрение новых методик формирования тарифов**
- **Бюджетные инвестиции, государственные гарантии и поручительства, государственно-частное партнерство, налоговые и инвестиционные преференции**
- **Совершенствование экологического законодательства**

№ п/п	Мероприятие	Мощность, МВт	Сроки ввода
1. Строительство новых энергоисточников			
1	Мойнакская ГЭС	300	2011 г.
2	ГТЭС Акшабулак	87	2011 г.
3	Уральская ГТЭС	54	2012 г.г.
4	Экибастузская ГРЭС-2: энергоблок № 3 2-ая очередь - энергоблоки №4, 5	630 2x660	2014 г. 2018, 2019 гг.
5	Кербулакская ГЭС	40,6	2016 г.
6	ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия»	2x120	2012, 2014 гг.
7	ТЭЦ-3 АО «Астана-Энергия»	2x120	2018, 2020 гг.
8	Балхашская ТЭС (1 и 2 модули)	2x660; 2x660	2017-2020 гг.; 2025-2030 гг.
9	Актауская АЭС	3x300 или 1000	2021-2025 гг.
10	Тургайская ТЭС	1500	2021-2025 гг.
11	ВИЭ (в т. ч. малые ГЭС, ВЭС, СЭС)	7100	2011-2030 гг.
2. Модернизация и реконструкция существующих энергоисточников			
1	Экибастузская ГРЭС-1 (восстановление блоков № 8, 2, 1)	1500	2012, 2014, 2016 гг.
2	ЭС АО «ЕЭК» энергоблоки № 6, 5, 7, 8	1200	2013, 2015, 2017, 2019 гг.
3	Алматинская ТЭЦ-1 АО «АлЭС»	64	2014 г.
4	Шардаринская ГЭС	116	2015-2016 гг.
5	Каскад Алматинских ГЭС	62	2015 г.
6	Капшагайская ГЭС	434	2016 г.

Примечание: вводы мощностей на ТЭЦ будут уточняться в процессе реализации Программы модернизации ЖКХ

№ п/п	Мероприятие	Протяженность, км/ Мощность, МВА	Сроки ввода
3. Формирование КИЭС			
1	Модернизация НЭС – II этап		До 2016 г.
2	Реабилитация НЭС (ВЛ 500 кВ)	404 км	2013-2020 гг.
3	ПС 500 кВ Алма с ВЛ 500 и 220 кВ	380 км/2х501 МВА	2009-2014 гг.
4	ВЛ 500 кВ Экибастуз – Семей - Усть-Каменогорск (Север-Восток) с ПС 500 кВ Семей	600 км/501 МВА	2011-2017 гг.
5	3-я ВЛ 500 кВ Север-Юг через Восток: Семей – Актогай - Талдыкорган – Алма с ПС 500 кВ Актогай и Талдыкорган	930 км/2х501 МВА	2012-2018 гг.
6	ПС 500 кВ Астана с ВЛ 500 кВ	200 км/2х501 МВА	2016-2020 гг.
7	ВЛ 500 кВ Агадырь – Жезказган (со вторым АТ на ПС Жезказган)	410 км/501 МВА	2016-2020 г.
8	ВЛ 500 ЮКГРЭС – Шу – Жамбыл (для выдачи мощности 2-го модуля БТЭС)	530 км	2025-2030 гг.
9	ВЛ 500 кВ Актау – Бейнеу – Кульсары – Атырау с ПС 500 кВ Бейнеу, Кульсары, Атырау	805 км/3х501 МВА	2016-2020 гг.
10	ВЛ 500 кВ Тургайская ТЭС – Сокол	125 км	2021-2025 гг.
11	ВЛ 500 кВ Атырау - Ульке (объединение Запада и Севера)	630 км	2021-2025 гг.
12	ВЛ 500 кВ Бейнеу – Саксаульская – Жезказган с ПС 500 кВ Саксаульская (объединение Запада и Юга)*	1100 км/501 МВА	2025-2030 гг.
13	ВЛ 500 кВ Жезказган – Кызылорда – Кентау – Жамбыл с ПС 500 кВ Кызылорда, Кентау	955 км/2х501 МВА	2025-2030 гг.
4. Межгосударственные ВЛ 500 кВ			
1	Казахстан - Кыргызстан (ВЛ 500 кВ Алматы – Кемин)	200 км	2013-2018 гг.
2.	Казахстан – Туркмения, Казахстан – РФ	~2000 км	2025-2030 гг.

1. * - сроки строительства ВЛ 500 кВ определяются сроками электрификации ж. д.

2. Сроки строительства электростанций и электрических сетей должны уточняться по мере роста потребности в каждом рассматриваемом регионе.

**Строительство
электропередачи Север-
Восток-Юг - первый этап
строительства КИЭС**

МВт

	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1. Потребность	3800	3960	4120	4280	4440	4620
2. Всего покрытие собственными источниками Юга, в т.ч.	2450	2580	2770	2810	2530	2900
-БТЭС	-	-	-	600	600	900
-ЖГРЭС	900	900	900	300	-	-
3. Дефицит (+)	1350	1380	1350	1470	1910	1720

МВт

Располагаемая мощность	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
-ЭГРЭС-1	2950	3100	3400	3700	3700	3700
-ЭГРЭС-2	1530	1530	1530	1530	2150	2150

Необходимые вводы электрических сетей по годам

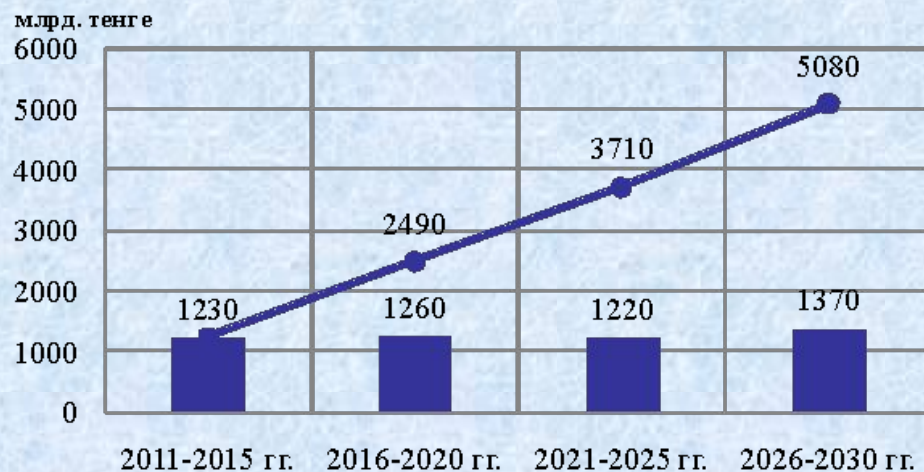
до 2014 гг. - ПС Алма с ВЛ 500-220 кВ

2016-2017 гг. - ВЛ 500 кВ Эк-Семей-УК;

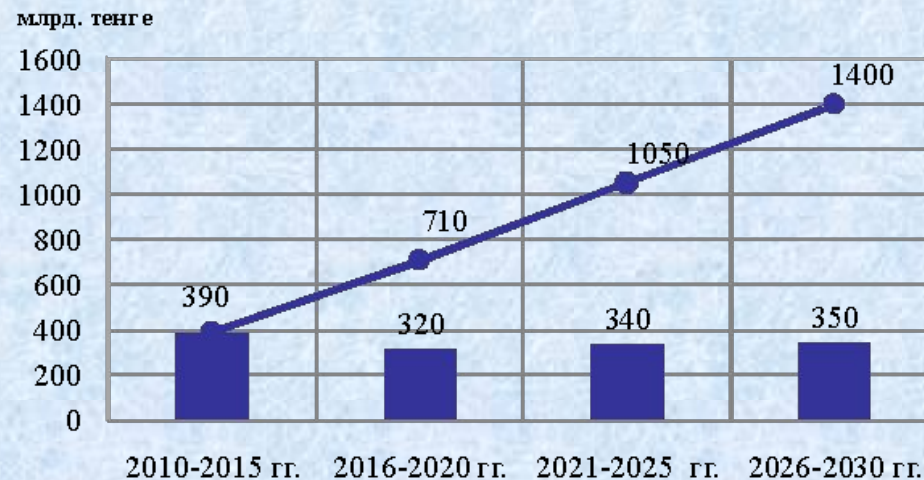
2017-2018 гг. - ВЛ 500 кВ Семей-Актогай-Талдыкорган-Алма;

Инвестиции до 2030 года (цены 2011 г.)

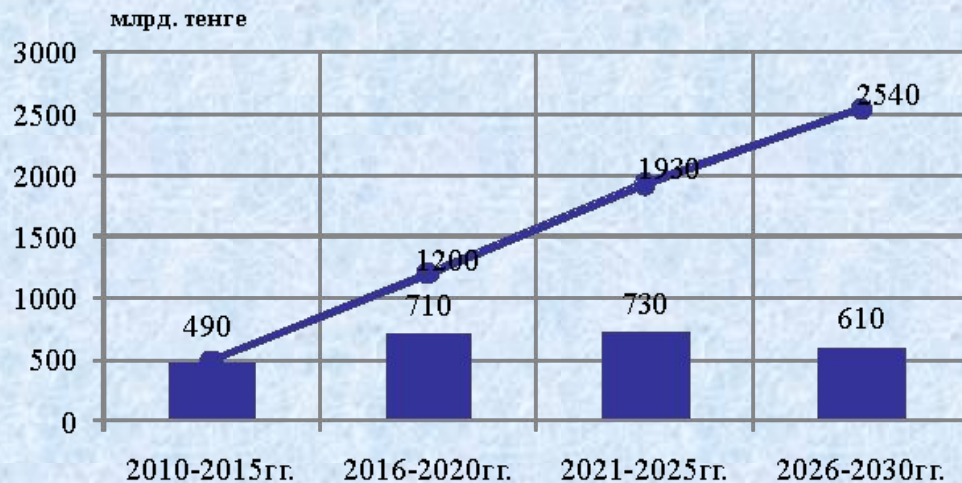
Электрические станции



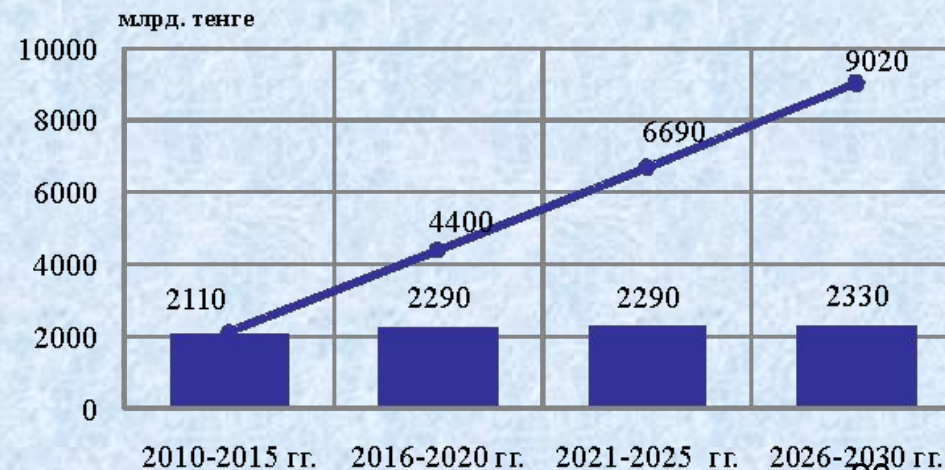
НЭС



РЭК



Итого инвестиции



Спасибо за внимание!