



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

Режимно-балансовая ситуация в ЕЭС России в ОЗП 2014/2015 г.

Москва, 28 апреля 2015 г.



Факторы, осложнившие электроэнергетические режимы при прохождении ОЗП 2014/2015

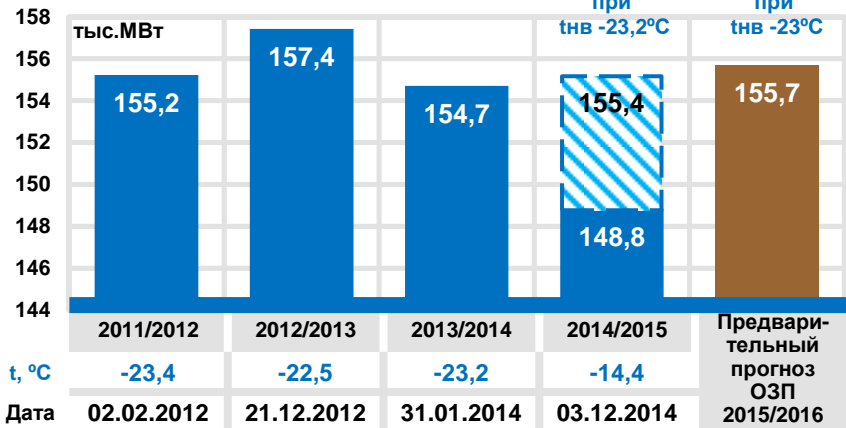
2



1. Высокий уровень максимума потребления мощности в ряде энергосистем
2. Неудовлетворительный баланс мощности ОЭС Юга вследствие снижения пропускной способности электрической сети
3. Ухудшение условий выпуска мощности из ОЭС Северо-запада
4. Низкие запасы гидроресурсов в водохранилищах основных ГЭС ЕЭС России
5. Борьба с гололедом
6. Снижение пропускной способности электрической сети вследствие вывода из работы действующего оборудования с целью ввода в работу нового
7. Утяжеление аварий с системными последствиями
8. Рост аварийности оборудования отдельных генерирующих компаний
9. Нарастание тенденции несоблюдения технологических канонов



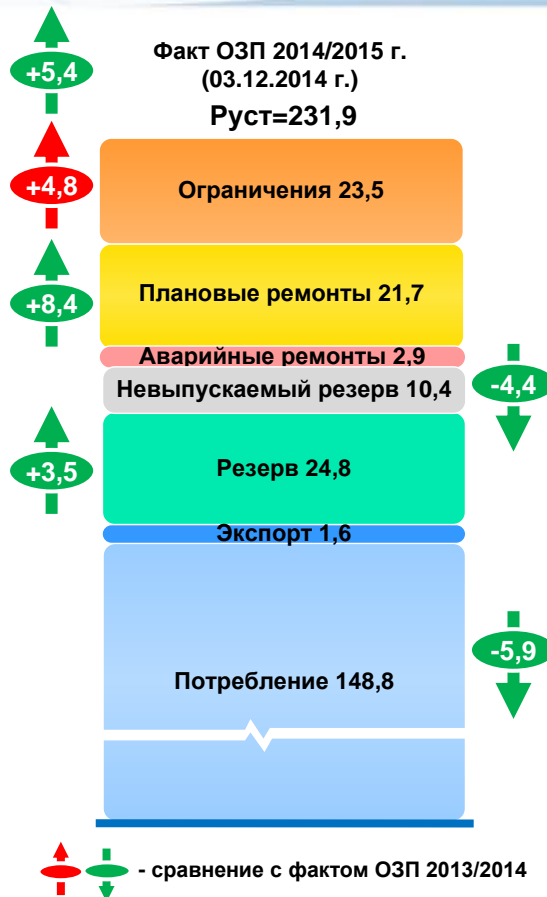
Мощность: потребление и генерация



Достижение исторических максимумов потребления мощности в ОЗП 2014/2015 г.

Наименование энергосистемы	В ОЗП 2014/2015, МВт	Предыдущий исторический максимум, МВт
Тюменская энергосистема	12 391	12 386
Кубанская энергосистема	4 164	4 129
Приморская энергосистема	2 263	2 258
Ингушская энергосистема	137	135

В 15 территориальных энергосистемах максимум потребления мощности превысил прошлогодний



- В 2014 году рекордные вводы новых генерирующих мощностей – 7,3 ГВт
 - Рост ограничений установленной мощности ГЭС (в основном в Сибири) на фоне сниженных запасов гидроресурсов
 - Плановые ремонты на ТЭС возросли более чем в 2 раза в сравнении с ОЗП 2013/2014 г.
- Невыпускаемые резервы мощности на загрузку определяются для избыточной части энергосистем, находящихся за сечениями электрической сети с ограниченной пропускной способностью:
- ОЭС Северо-Запада – 4,4 ГВт
 - ОЭС Сибири – 2,6 ГВт
 - ОЭС Востока – 3,4 ГВт



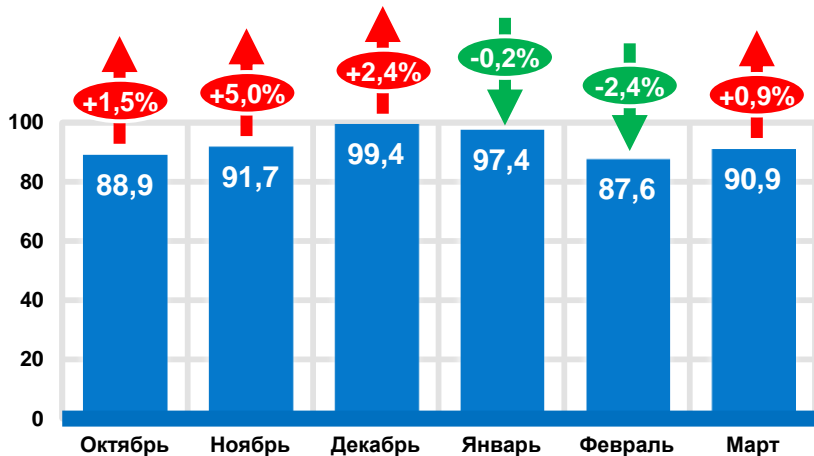
Электроэнергия: потребление и генерация

Рост электропотребления – 6,5 млрд. кВтч (+1,2%)

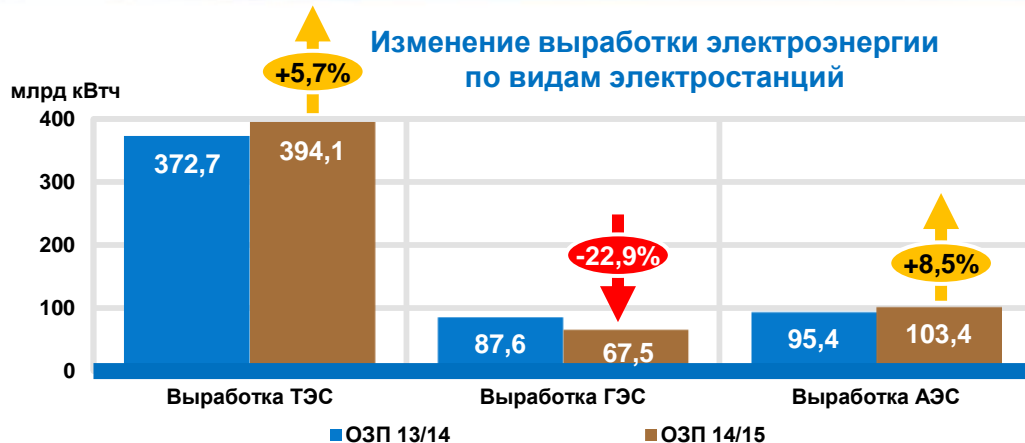
Наибольшее влияние на динамику потребления оказали:

- Температурный фактор – прирост 4,1 млрд. кВтч
- Рост СН ТЭС и АЭС ЕЭС России – прирост 2,9 млрд. кВтч
- Сокращение потребления ООО «Газпром Трансгаз» – снижение 1,3 млрд. кВтч

Потребление электроэнергии ЕЭС России в ОЗП 2014/2015 г., млрд. кВтч



Изменение выработки электроэнергии по видам электростанций



Дифференциация КИУМ ТЭС

ОЭС	ОЗП 2013/2014	ОЗП 2014/2015	Δ
Северо-Запад	47,3	46,9	-0,4
Юг	53,8	63,6	9,8
Сибирь	53,5	63,4	9,9
Центр	48,2	46,5	-1,7
Средняя Волга	47,8	46,1	-1,7
Урал	65,9	64,4	-1,5
Восток	50,2	62,1	11,9
ЕЭС России	54,5	56,3	1,8

Рост КИУМ ТЭС ОЭС Юга на ~10% на фоне увеличения поставок электроэнергии в ЭС Донбасса

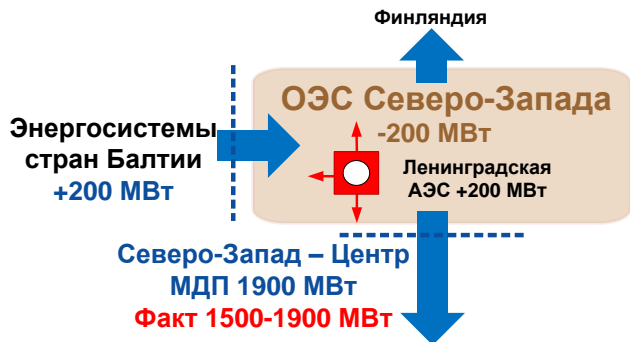
Рост КИУМ ТЭС ОЭС Сибири на ~10% вызван снижением выработки на ГЭС вследствие неблагоприятной гидрологической обстановки



Проблемы управления электроэнергетическим режимом

5

ОЭС Северо-Запада



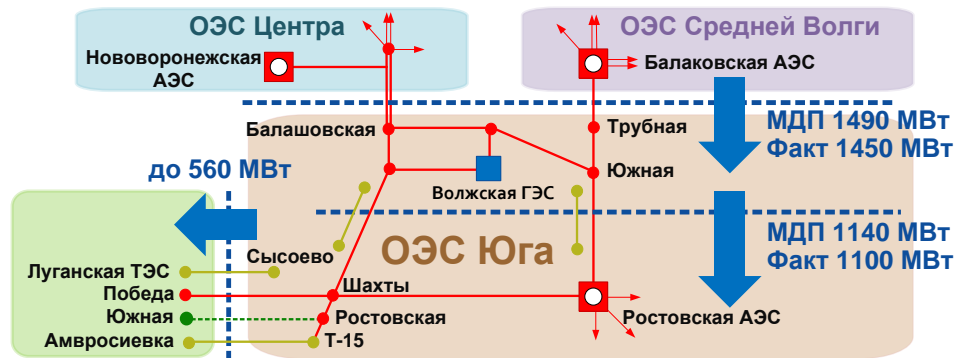
Факторы:

- Снижение потребления ОЭС Северо-Запада на ≈ 200 МВт
- Увеличение перетока мощности из ЭС Балтии на ≈ 200 МВт
- Увеличение загрузки Ленинградской АЭС на ≈ 200 МВт (до 4100 МВт)

Последствия:

- Разгрузка ТЭЦ до теплофикационного минимума
- Постоянная разгрузка ТЭС Северо-Запада – КИУМ 47%
- Киришская ГРЭС – КИУМ 20%. Блоки № 1–5 – простой 93%, блок № 6 – простой 46%
- 3000–5000 МВт выведены в холодный резерв без возможности включения

ОЭС Юга



Факторы:

- Разомкнута связь ОЭС Юга с ЕЭС России через ОЭС Украины – снижение допустимого перетока мощности в Ростовскую ЭС
- Нагрузка на Ростовскую ЭС возросла на 560 МВт (питание части ЭС Донбасса)

Последствия:

- В ОЭС Юга отсутствовал резерв активной мощности для компенсации единичного нормативного возмущения (Резерв мощности ниже нормативного $> 40\%$ времени. Максимальный недостаток резерва мощности – 900 МВт)
- Полное использование пропускной способности контролируемых сечений
- Работа ТЭС ОЭС Юга с высоким КИУМ: Краснодарская ТЭЦ – 82%, Ставропольская ГРЭС – 59%, Невинномысская ГРЭС – 72%, Новочеркасская ГРЭС – 74%

Риски:

- Угроза ввода ограничений потребителей в ОЭС Юга при единичных возмущениях
- Угроза исчерпания запасов гидроресурсов до наступления паводка
- Осложнение ремонтной кампании в электрических сетях



Низкие запасы гидроресурсов в водохранилищах основных ГЭС

6

Сравнение со среднеголетними значениями

Уровень воды в оз. Байкал на минимально возможном уровне

	Волжско-Камский каскад	Ангара-Енисейский каскад	Саяно-Шушенское водохранилище	Красноярское водохранилище	Озеро Байкал	Братское водохранилище
Запасы гидроресурсов (на 20.04.2015 г.)	-13%	-38%	+14%	+36%	-100%	-47%
Прогноз притока во II квартале 2015 г.	-20%	-10%	-18%	+1%	-13%	-8%

Сниженный в основные водохранилища и каскады ГЭС по отношению к среднеголетним значениям приток по экспертной оценке приведет к уменьшению выработки на ГЭС:

В 2015 году, млрд. кВт*ч	
к среднеголетнему	$\Delta = -27$ (16%)
к 2013 г.	$\Delta = -30$ (17%)
к 2014 г.	$\Delta = -22$ (13%)

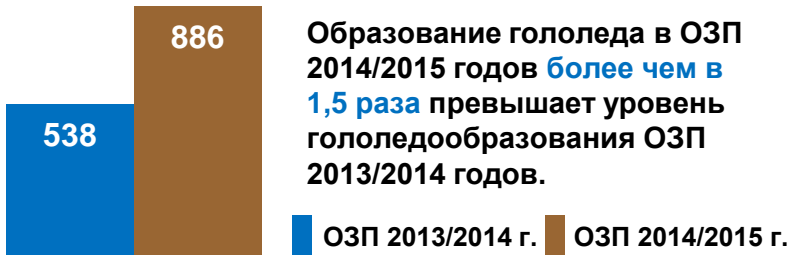
В ОЗП 2015/2016 г., млрд. кВт*ч	
к среднеголетнему	$\Delta = -16$ (20%)
к ОЗП 2013/2014 г.	$\Delta = -23$ (26%)
к ОЗП 2014/2015 г.	$\Delta = -3$ (4%)

Необходимо: обеспечить готовность ТЭС ЕЭС России к дополнительной выработке электроэнергии во II–III кварталах 2015 г. в объеме 12 млрд. кВт*ч и в ОЗП 2015/2016 г. в объеме 16 млрд. кВт*ч



Борьба с гололедом

Количество проведенных плавок гололеда

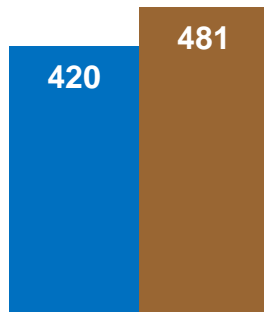


Количество удалений гололеда механическим способом

Энергосистема	Оренбургская	Пермская	Башкирская	Прочие
Количество	15	12	11	9

В **47 случаях** образования гололеда на проводах и грозотросах ВЛ удалялись механическим способом из-за отсутствия схем плавок гололеда.

Количество аварийных отключений ВЛ из-за гололедообразования



Энергосистемы с наибольшим ростом аварийности из-за гололедообразования:

- Энергосистема Республики Калмыкия
- Астраханская энергосистема
- Кольская энергосистема
- Челябинская энергосистема

ОЗП 2013/2014 г. ОЗП 2014/2015 г.



Мероприятия по повышению надежности работы ВЛ в условиях гололедообразования необходимо включать в инвестиционные программы в приоритетном порядке

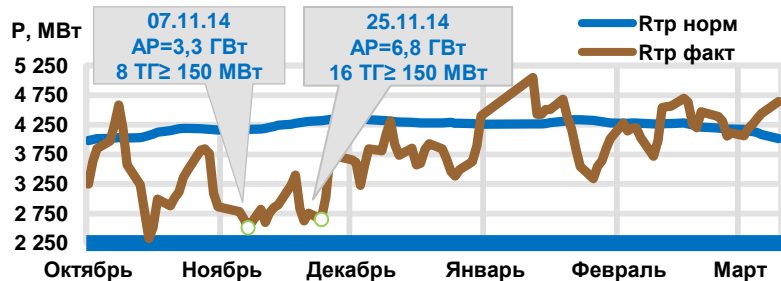


Аварийность

Изменение аварийности	ОЗП 2013/2014 г.	ОЗП 2014/2015 г.	Δ, %
Электростанции >25 МВт	1 826	1 847	+1
Эл.сети >110 кВ	4 841	3 931	-19

Генерирующие компании с ростом аварийности

Компания	ОЗП 2013/2014 г.	ОЗП 2014/2015 г.	Δ, %
ОАО «Э.ОН Россия»	39	49	+26
ОАО «Волжская ТГК»	190	207	+9
ООО «СГК»	72	131	+82
ОАО «ТГК-11»	45	58	+29
ОАО «ДГК»	89	105	+18
ОАО «Концерн Росэнергоатом»	30	38	+27



Нарушения при пусках генерирующего оборудования >50 МВт:

- 111 прекращений пусковых операций
- 115 нарушение норматива времени пуска на 30 минут и более

Аварии с тяжелыми системными последствиями

Период	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Количество	50	78	54	93	10

Системообразующие мероприятия, необходимость которых выявлена по результатам расследования аварий

Не выполнены требования к определению алгоритмов функционирования и уставок устройств режимной и технологической автоматики, в части:

- технологических защит ГТУ
- систем регулирования генерирующего оборудования
- автоматики регулирования напряжения
- параметров систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения

Не выполнены требования к релейной защите, сетевой и противоаварийной автоматике и принципам их выполнения, в части:

- установки защиты от неполнофазного режима на секционных выключателях
- установки устройств АЛАР в шунтирующей сети 110 кВ
- замены морально устаревших устройств РЗА
- возможности отклонений от требований селективности, чувствительности, быстройдействия РЗ
- периодичности технического обслуживания устройств РЗА

Не выполнены требования к каналам связи и обмену телеметрической информацией, в части:

- обеспечения наблюдаемости параметров электроэнергетического режима при авариях
- наличия прямых голосовых каналов связи между ДЦ и объектами электроэнергетики

Количество обесточений потребителей на величину 10 МВт и более

Период	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Количество	759	793	763	658	88



Утрата основ противоаварийной работы.

Нарастание тенденции несоблюдения технологических канонов 9

Краснодарская ТЭЦ

При проектировании замены выключателей 220 кВ не проведены корректные расчеты динамической устойчивости электростанции с учетом предстоящего сооружения ПГУ-400. Установлены выключатели с трехфазным приводом, применение которых не позволяло обеспечить динамическую устойчивость электростанции после ввода нового ПГУ. Выключатели пришлось менять на модель с пофазным приводом для обеспечения динамической устойчивости электростанции.

Нижневартовская ГРЭС

При замене выключателей 220 кВ не проведена проектная проработка необходимого конструктивного исполнения. В итоге, при замене выключателей установлены выключатели с трехфазным приводом, тогда как для обеспечения динамической устойчивости электростанции с учетом ввода ПГУ-400 требовались выключатели 220 кВ с пофазным приводом. Потребовалась разработка временных решений по противоаварийному управлению и принятие долгосрочной программы реконструкции устройств РЗА на электростанции и в прилегающей сети.

Благовещенская ТЭЦ

Решение о строительстве энергоблока №4 принималось без оценки режимно-балансовых последствий. Проведенные расчеты динамической устойчивости электростанции показали невозможность её обеспечения в избыточном по мощности энергорайоне без существенной реконструкции первичного и вторичного оборудования всего энергорайона.

Эффективная система предупреждения аварий в электроэнергетике

Авария в электроэнергетике



Анализ причин и определение мероприятий по результатам расследования аварий



Установление (пересмотр) обязательных требований



Выполнение обязательных требований

Текущее состояние основ противоаварийной работы

- Противоаварийные мероприятия, предусмотренные Актом расследования на одном объекте, **НЕ ОБЯЗАТЕЛЬНЫ** для собственников других объектов
- Решения совещаний Минэнерго, в т.ч. по подготовке к ОЗП – **НЕ ОБЯЗАТЕЛЬНЫ**
- Обязательные технические требования к объектам и субъектам электроэнергетики – **ОТСУТСТВУЮТ**
- Полномочия на установление обязательных требований у Минэнерго – **ОТСУТСТВУЮТ**
- Механизмы для проведения единой системообразующей технической политики – **ОТСУТСТВУЮТ**

Позиция НП «СПЭ», НП «Сообщество потребителей энергии», отдельных генерирующих компаний, РСПП:

- Нормативное регулирование должно ограничиваться требованиями безопасности продукции в технических регламентах ЕАЭС
- Наделение Минэнерго полномочиями по актуализации и принятию ПТЭ, ПУЭ и др. НТД создает условия для административного произвола и коррупции, подменяет рыночные институты и организациям отрасли **НЕ ТРЕБУЕТСЯ**



Возможно ли обеспечить надежное электроснабжение потребителей в таких условиях?



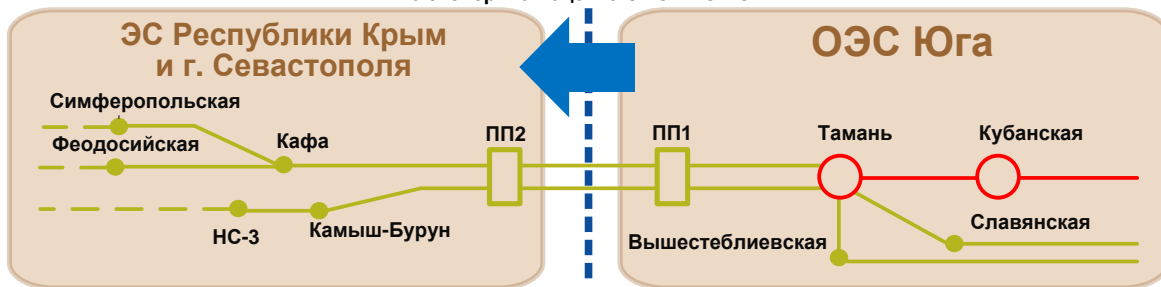
Задача: сооружение энергомоста полуостров Тамань – полуостров Крым

10

МДП без ПА – 294 МВт

МДП с ПА – 519 МВт

по экспертной оценке ОАО «СО ЕЭС»



Основная задача:

Строительство ЛЭП, ПС, устройств РЗА на связях
ОЭС Юга – ЭС Республики Крым и г. Севастополя

Дополнительные задачи

(ГУП РК «Крымэнерго», ОАО «ФСК ЕЭС»,
ОАО «Россети», ОАО «СО ЕЭС»):

- разработка и реализация мероприятий по выделению «острова нагрузки»
- изменение настройки и логики работы устройств РЗА
- разработка и актуализация инструктивных материалов

Состав мероприятий первого пускового комплекса первого этапа проекта:

- строительство ПС 220 кВ Кафа в минимальном объеме с установкой одного АТ 220/110 кВ 125 МВА
- строительство заходов ВЛ 220 кВ Симферопольская – Феодосийская на ПС 220 кВ Кафа
- реконструкция ПС 220 кВ Камыш-Бурун в минимальном объеме для обеспечения присоединения ВЛ 220 кВ от ПП2
- строительство ВЛ 220 кВ ПП2 – Камыш-Бурун
- строительство ВЛ 220 кВ ПП2 – Кафа
- прокладка кабелей между ПП1 и ПП2 для двух цепей КВЛ 220 кВ
- сооружение ПС 500/220 кВ Тамань в минимальном объеме с установкой одной группы АТ 500 кВ 3x167 МВА
- строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Тамань – ПП1
- строительство заходов на РУ 220 кВ ПС 500 кВ Тамань существующей ВЛ 220 кВ Славянская – Вышестеблиевская
- строительство ВЛ 500 кВ Кубанская – Тамань
- реконструкция ПС 500 кВ Кубанская (для подключения ВЛ 500 кВ Кубанская – Тамань)
- реализация комплекса технических решений по противоаварийному управлению в требуемом объеме



Задача: вводы нового электросетевого и генерирующего оборудования

ОЭС	Электросетевой объект
ОЭС Сибири	ПС 500 кВ Восход
	Заходы ВЛ 500 кВ Барабинская – Таврическая на ПС 500 кВ Восход
	Установка второй АТГ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Енисей
	Заход второй цепи ВЛ 500 кВ Красноярская ГЭС – Красноярская на ПС 500 кВ Енисей
	ВЛ 500 кВ Абаканская – Итатская с реконструкцией ПС 500 кВ Абаканская и ПС 1150 кВ Итатская
ОЭС Сибири ОЭС Урала	ВЛ 500 кВ Витязь – Восход
ОЭС Юга	ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГЭС-ГАЭС - Черкесск
ОЭС Центра	ВЛ 500 кВ Донская (РУ 500 кВ Нововоронежской АЭС-2) – Елецкая
	ПС 500 кВ Чагино (окончание реконструкции)
ОЭС Северо-Запада	ВЛ 330 кВ Копорская – Гатчинская

Основные вводы генерирующего оборудования	
Нововоронежская АЭС-2	БЛ-1 1150 МВт
Белоярская АЭС	БН 800 МВт
Берёзовская ГРЭС	ТГ 3 800 МВт
ТЭЦ-20 Мосэнерго	ПГУ 420 МВт
Челябинская ГРЭС	БЛ-1, БЛ-2 2x247,5 МВт

С начала 2015 года введено в эксплуатацию **0,7 ГВт** генерирующих мощностей, до конца года предстоит ввести еще около **5,2 ГВт**.

Транзит 500 кВ Урал – Сибирь

Увеличение МДП на 400–600 МВт

- Ввод в планировался в 2012 году. Транзит не введен в работу.
- Требуется содействие Минэнерго РФ для организации взаимодействия с АО «КЕГОС» по обмену информацией между ЛАПНУ ПС 500 кВ Восход и ЛАПНУ ПС 1150 кВ Экибастузская

Обеспечить ввод в работу новых (реконструируемых) объектов электросетевого хозяйства для выдачи мощности электростанций и усиления межсистемных связей: ПС 330–500 кВ – **4 шт.**, ЛЭП 330–500 кВ – **15 шт.**



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Частота в ЕЭС, Гц

50,017

[О компании](#)

[Деятельность](#)

[Филиалы и представительства](#)

[Новости](#)

[Контакты и реквизиты](#)

[ЕЭС России](#)

www.so-ups.ru
Оперативная информация о работе ЕЭС России



Индикаторы ЕЭС

Частота в ЕЭС России



Температура в ЕЭС России

Новости Системного оператора

11.07.2014 12:15

Системный оператор повышает надежность оперативно-диспетчерского управления энергосистемой Владимирской области

Филиал ОАО «СО ЕЭС» Владимирское РДУ 10 июля успешно выполнил перевод оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России в своей операционной зоне в новый диспетчерский центр.

04.07.2014 09:46

Студенты-выпускники ведущих технических вузов Юга России, прошедшие обучение по специализированным программам подготовки Системного оператора, успешно защитили дипломы.

Поздравляем студентов техникумов Северо-Кавказского Федерального университета и Южно-Будайского

