



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

Информационный обзор

**«Единая энергетическая система России:
промежуточные итоги»**

(оперативные данные)

Ноябрь 2010 года

Москва

Оглавление

1.	Производство и потребление электрической энергии ЕЭС России за месяц и с начала года нарастающим итогом	3
2.	Режим работы основных ГЭС и каскадов ГЭС ЕЭС России за октябрь 2010 года ..	6
3.	Оперативные данные о работе ЕЭС за месяц	8
3.1.	Частота электрического тока	8
3.2.	Максимум потребляемой мощности в сравнении с аналогичным периодом прошлого года	8
4.	Установленная мощность электростанций на 01.11. 2010 г.	9
5.	Планирование и выполнение ремонтов в отчетном месяце	11
5.1.	Основного энергетического оборудования.....	11
5.2.	Сетевого оборудования (ЛЭП 220 кВ и выше)	12
6.	Готовность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии за месяц	13
7.	Мониторинг соблюдения объемов и сроков ремонтов электросетевого хозяйства за месяц	14
8.	Информация о технологических резервах мощности по производству электрической энергии за месяц.....	13
9.	Параметры расчетной модели оптового рынка электроэнергии за месяц	16
10.	Информация за месяц о суммарных величинах резервов мощностей по производству электрической энергии в первой синхронной зоне ЕЭС России, учтенных в соответствии с правилами оптового рынка при выборе состава генерирующего оборудования	16
11.	Функционирование балансирующего рынка за месяц	17
11.1.	Ценовые показатели балансирующего рынка.....	17
11.2.	Предварительные объемы отклонений по внешней инициативе.....	17

1. Производство и потребление электрической энергии ЕЭС России за месяц и с начала года нарастающим итогом

В ноябре 2010 года производство электроэнергии в ЕЭС России составило 88,6 млрд кВт·ч.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 56,3 млрд кВт·ч. Выработка ТЭС за тот же период составила 11,6 млрд кВт·ч, выработка АЭС – 15,7 млрд кВт·ч, выработка электростанций, являющихся частью технологических комплексов промышленных предприятий и предназначенные в основном для снабжения их электроэнергией (электростанций промышленных предприятий) – 5,0 млрд кВт·ч.

Выработка и потребление электроэнергии ЕЭС России и ОЭС за ноябрь и нарастающим итогом с начала 2010 года приведены в таблицах.

Выработка электроэнергии

ОЭС	Выработка электроэнергии в отчетном месяце, млн кВт·ч	В % к соответств. месяцу 2009 г.	В % к соответств. месяцу 2008 г.	Выработка электроэнергии с начала года, млн кВт·ч	В % за период с начала года к соответств. периоду 2009 г.	В % за период с начала года к соответств. периоду 2008 г.
ЕЭС России	88609,3	100,9	103,0	903422,7	104,8	99,7
ОЭС Центра	21141,8	99,4	104,7	212557,3	105,9	99,0
ОЭС Средней Волги	9477,8	96,8	91,6	98250,2	99,8	94,4
ОЭС Урала	21658,1	100,4	106,2	225927,6	106,4	100,2
ОЭС Северо-Запада	9399,3	110,2	105,1	90675	103	104,3
ОЭС Юга	6490,4	106,2	108,0	68010,7	109,1	103,4
ОЭС Сибири	17580,5	99,4	100,8	180290,3	103,6	98,3
ОЭС Востока	2861,4	98,9	105,6	27711,6	106,8	108,2

Потребление электроэнергии

ОЭС	Потребление электроэнергии в отчетном месяце, млн кВт·ч	В % к соответств. месяцу 2009 г.	В % к соответств. месяцу 2008 г.	Потребление электроэнергии с начала года, млн кВт·ч	В % за период с начала года к соответств. периоду 2009 г.	В % за период с начала года к соответств. периоду 2008 г.
ЕЭС России	87183,3	100,5	103,5	889428,0	104,7	99,4
ОЭС Центра	19725,6	101,3	104,7	199203,8	105,0	99,6
ОЭС Средней Волги	9342,1	101,2	102,6	94464,2	106,3	96,2
ОЭС Урала	21720,1	101,2	105,1	224154,1	104,0	98,1
ОЭС Северо-Запада	8452,2	104,2	106,4	83019,1	104,2	100,4
ОЭС Юга	7020,1	99,4	100,6	74577,3	106,3	102,1
ОЭС Сибири	18151,4	97,4	100,9	187385,7	103,9	99,1
ОЭС Востока	2771,8	99,9	102,7	26623,8	106,2	104,1

Оперативные данные по потреблению электроэнергии по субъектам Российской Федерации в ноябре и нарастающим итогом с начала 2010 года представлены в таблице.

Потребление электроэнергии по субъектам Российской Федерации

Объединенные энергосистемы, субъекты РФ	Потребление электроэнергии в отчетном месяце, млн кВт·ч	В % к соответств. месяцу 2009 г.	В % к соответств. месяцу 2008 г.	Потребление электроэнергии с начала года, млн кВт·ч	В % за период с начала года к соответств. периоду 2009 г.	В % за период с начала года к соответств. периоду 2008 г.
ЕЭС РОССИИ	87183,1	100,5	103,5	889428,0	104,7	99,4
ОЭС ЦЕНТРА	19725,6	101,3	104,7	199203,8	105,0	99,6
Белгородская область	1227,0	104,5	122,8	12808,3	108,9	103,9
Брянская область	386,5	98,3	108,6	3844,9	105,2	101,2
Владимирская область	626,4	102,9	102,3	6208,2	104,0	96,7
Вологодская область	1198,6	105,5	125,2	12273,8	105,5	92,8
Воронежская область	825,8	96,5	98,6	8698,7	106,6	100,7
Ивановская область	345,7	100,1	99,9	3404,6	102,9	92,6
Калужская область	463,8	103,2	104,1	4505,8	105,7	105,2
Костромская область	341,8	100,1	101,5	3306,2	104,0	95,8
Курская область	705,1	96,2	111,0	7201,6	104,3	99,8
Липецкая область	915,0	104,0	111,1	9398,7	110,9	95,8
Москва и Московская область	8749,1	101,7	101,3	87555,4	103,9	101,3
Орловская область	236,1	95,3	99,8	2416,9	103,0	96,6
Рязанская область	550,2	105,0	103,7	5747,1	106,3	98,7
Смоленская область	544,2	91,6	105,9	5674,3	102,6	100,7
Тамбовская область	310,2	95,0	95,5	3029,1	107,6	95,0
Тверская область	690,1	101,8	99,8	6861,9	103,6	98,6
Тульская область	877,8	100,0	102,8	8996,2	105,8	99,3
Ярославская область	732,2	103,2	103,7	7272,1	104,6	96,0
ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ	9342,1	101,2	102,6	94464,2	106,3	96,2
Республика Марий-Эл	276,4	97,0	105,0	2831,9	115,6	96,3
Республика Мордовия	266,1	96,6	96,5	2736,8	104,2	98,2
Нижегородская область	2007,6	106,6	109,4	19923,1	111,9	100,4
Пензенская область	403,1	97,3	99,0	4026,2	102,8	98,0
Самарская область	2074,4	101,0	99,5	21123,9	105,2	94,8
Саратовская область	1143,5	98,0	103,7	11646,3	105,2	96,8
Республика Татарстан	2168,0	100,4	102,2	22392,9	103,7	94,9
Ульяновская область	543,6	101,1	102,4	5311,2	104,7	96,5
Чувашская республика	459,4	100,6	94,7	4471,9	104,2	88,2
ОЭС УРАЛА	21720,1	101,2	105,1	224154,1	104,0	98,1
Республика Башкортостан	2110,6	99,8	101,4	21719,0	102,3	96,1
Кировская область	660,9	103,5	106,7	6506,2	103,3	96,9
Курганская область	396,0	100,7	99,9	3833,0	103,1	91,7
Оренбургская область	1391,3	101,4	103,9	14442,5	105,8	99,0
Пермский край	2045,6	103,0	102,7	20608,5	104,7	93,9
Удмуртская республика	788,3	102,6	102,8	7755,6	103,5	97,4
Свердловская область	3917,2	103,2	104,0	40304,4	106,5	92,3
Тюменская энергосистема	7351,8	99,0	-	77307,4	101,0	-
Челябинская область	3058,4	103,2	114,4	31677,5	109,1	96,3
ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА	8452,2	104,2	106,4	83019,1	104,2	100,4
Архангельская область	697,0	102,6	103,1	6929,9	102,8	96,2
Республика Карелия	801,1	105,0	110,4	8222,8	105,8	96,3
Республика Коми	792,5	102,4	104,1	7868,6	100,4	98,2
Мурманская область	1221,2	103,1	105,1	11932,5	101,1	97,2



Объединенные энергосистемы, субъекты РФ	Потребление электроэнергии в отчетном месяце, млн кВт·ч	В % к соответств. месяцу 2009 г.	В % к соответств. месяцу 2008 г.	Потребление электроэнергии с начала года, млн кВт·ч	В % за период с начала года к соответств. периоду 2009 г.	В % за период с начала года к соответств. периоду 2008 г.
Санкт-Петербург и Ленинградская область	3991,0	105,5	107,4	38778,2	105,7	103,1
Псковская область	201,7	105,2	106,3	1942,6	104,2	103,4
Новгородская область	370,7	104,2	107,3	3726,0	106,2	103,2
Калининградская область	377,0	99,9	102,1	3618,5	104,6	101,6
ОЭС ЮГА	7020,1	99,4	100,6	74577,3	106,3	102,1
Астраханская область	339,3	95,6	95,8	3808,8	106,5	102,8
Волгоградская область	1585,9	99,8	98,5	16958,8	107,4	95,9
Республика Дагестан	471,3	102,8	107,7	4492,0	107,4	109,8
Республика Ингушетия	49,2	98,7	106,9	494,9	104,8	113,1
Республика Кабардино-Балкария	133,3	96,9	101,9	1342,7	102,7	102,9
Республика Карачаево-Черкесия	107,7	99,0	110,2	1107,1	104,2	105,1
Республика Калмыкия	39,8	94,2	97,1	438,1	105,6	102,7
Краснодарский край	1725,9	99,4	102,7	18788,5	105,8	106,8
Чеченская республика	197,8	99,5	103,0	1928,2	103,6	108,9
Ростовская область	1407,5	99,1	98,9	15071,8	107,5	101,2
Республика Северная Осетия	189,6	96,6	95,7	1951,9	101,8	99,5
Ставропольский край	772,8	100,0	100,8	8194,5	104,9	101,2
ОЭС СИБИРИ	18151,2	97,4	100,9	187385,7	103,9	99,1
Алтайский край	965,8	94,7	101,0	9750,6	104,6	100,3
Республика Бурятия	501,2	95,3	100,8	4888,1	105,7	103,2
Иркутская область	4661,3	95,4	98,0	48989,2	104,0	98,6
Красноярский край (без НТЭК) (*)	3772,7	97,0	-	38888,9	103,5	-
Республика Хакасия	1464,4	96,2	98,3	15996,3	100,7	99,8
Кемеровская область	2932,2	102,7	106,1	30705,2	106,1	96,1
Новосибирская область	1359,3	99,5	101,6	13340,5	105,2	99,6
Омская область	925,3	96,4	99,4	9285,0	102,1	97,6
Томская область	800,7	98,0	102,1	8133,9	103,6	101,4
Забайкальский край	700,7	96,9	105,0	6780,6	102,2	104,5
Республика Тыва	67,6	99,2	106,1	627,4	105,4	106,2
ОЭС ВОСТОКА	2771,8	99,9	102,7	26623,8	106,2	104,1
Амурская область	680,2	101,2	108,2	6432,3	108,8	114,0
Приморский край	1102,8	99,7	104,0	10799,1	106,2	104,3
Хабаровский край (**)	838,1	98,6	100,4	8074,0	104,0	99,0
Южно-Якутский энергорайон	150,7	102,8	99,2	1318,4	108,1	95,0

(*) – Без учета потребления Норильско-Таймырского энергоузла;

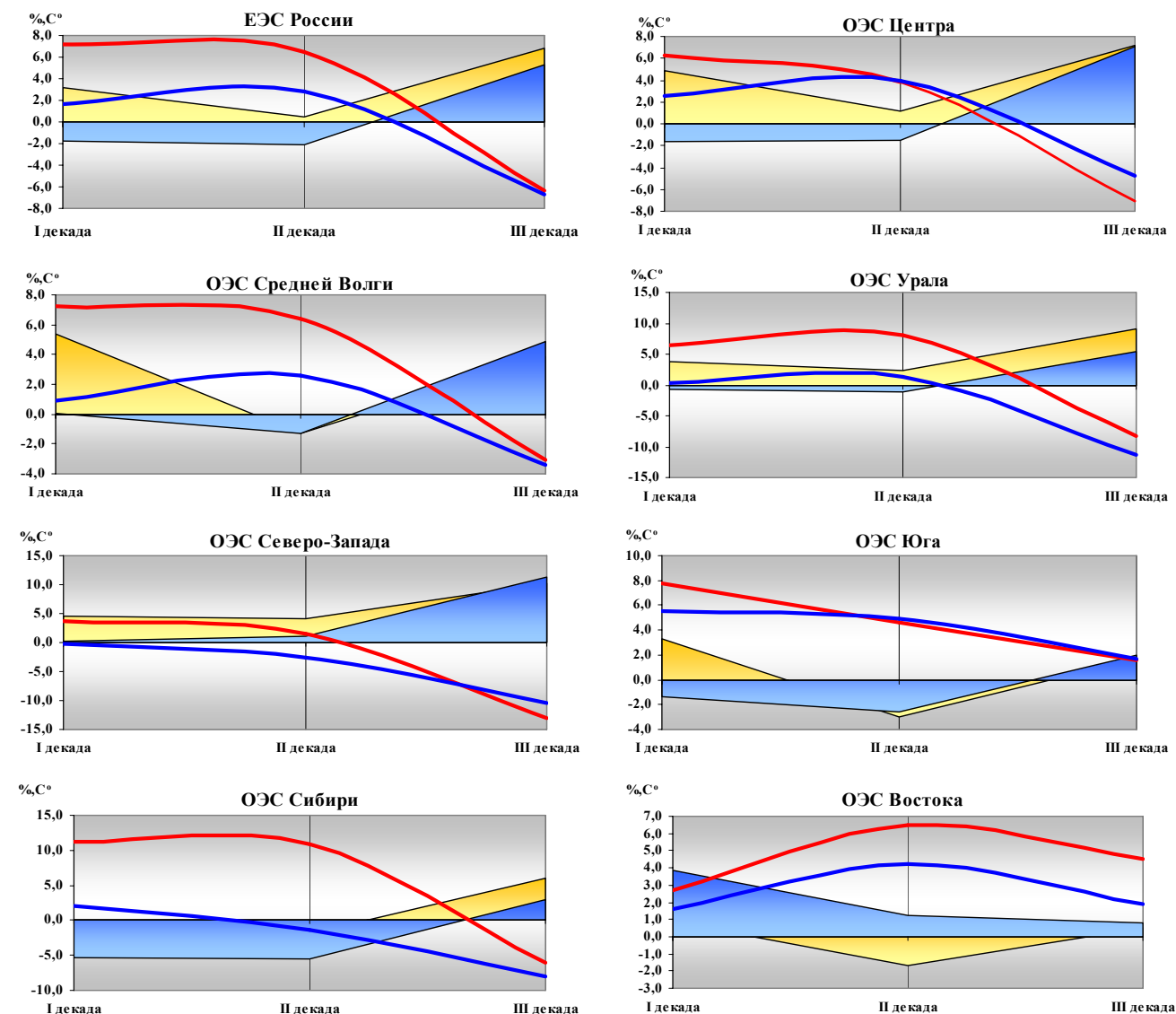
(**) – Без учета потребления Николаевского энергорайона.

На рисунке представлена динамика изменения относительной величины потребления электроэнергии в ноябре 2010 года в сравнении с аналогичными периодами 2008-2009 годов и динамика отклонения среднедекадной



температуры наружного воздуха аналогичного периода 2008-2009 годов по ЕЭС России и ОЭС.

Динамика изменения относительной величины потребления электроэнергии и среднедекадной температуры наружного воздуха в ноябре 2010 года в сравнении с аналогичным периодом 2008-2009 гг.



- — отклонение среднедекадной температуры наружного воздуха (°C) от аналогичного периода 2009 г.;
- — отклонение среднедекадной температуры наружного воздуха (°C) от аналогичного периода 2008 г.;
- относительная величина изменения потребления электроэнергии в ноябре 2010 (%) от аналогичного периода 2009 г.;
- относительная величина изменения потребления электроэнергии в ноябре 2010 (%) от аналогичного периода 2008 г.

2. Режим работы основных ГЭС и каскадов ГЭС ЕЭС России за ноябрь 2010 года

Сводные гидрологические показатели основных каскадов и водохранилищ представлены в таблице.

Гидрологические показатели основных каскадов и водохранилищ

Каскад, водохранилище	Полезная емкость						Приток к среднемого- летнему
	Факт 01.11.10	Факт 01.12.10	Δ факт 01.12.10 к факт 01.11.10	Средне- многолет. на 01.12.	Δ факт 01.12.10 к среднемн.	Факт 01.12.10 к средне- многолет.	Факт ноябрь
	км ³	км ³	км ³	км ³	км ³	%	%
Волжско- Камский каскад	45,0	48,5	3,5	61,4	-12,9	79	108
Ангарский каскад	80,8	74,1	-6,7	68,5	5,6	108	120
Красноярское водохранилище	23,4	20,5	-2,9	17,1	3,4	120	125
Зейское водо- хранилище	30,8	28,9	-1,9	24,3	4,6	119	70

В соответствии с решением Федерального агентства водных ресурсов (ФАВР), в целях экономии гидроресурсов в условиях складывающегося маловодья в бассейне Волжско-Камского каскада, ГЭС каскада работали со сниженными расходами воды. Фактический расход воды в нижний бьеф замыкающей каскад Волжской ГЭС составил за ноябрь 4254 м³/с. С 29.11.2010, в условиях роста электропотребления в ЕЭС России увеличена загрузка ГЭС Волжско-Камского каскада, с учетом установленного ФАВР водного режима.

На 01.12.2010 уровень основного регулирующего водохранилища ОЭС Юга – Чиркейского составил 353,48 м при уровне на 01.11.2010 354,55 м и нормальном подпорном уровне (НПУ) 355,0 м.

Уровень Саяно-Шушенского водохранилища на 01.12.2010 составил 532,74 м при отметке на 01.11.2010 534,75 м и среднемноголетнем уровне 534,17 м.

Гидроэлектростанции Ангарского каскада и замыкающая Енисейский каскад Красноярская ГЭС работали с расходами воды, установленными Енисейским Бассейновым водным управлением (БВУ), с учетом режимных условий ОЭС Сибири.

До 12.11.2010 Амурское БВУ установило режим работы Зейского гидроузла со среднесуточным расходом 850±100 м³/с, с 13.11.2010 – со среднесуточным расходом 800±100 м³/с.



3. Оперативные данные о работе ЕЭС за месяц

3.1. Частота электрического тока

Единая энергосистема России с января по ноябрь 2010 года работала с нормативной частотой электрического тока, определенной ГОСТ 13109-97, 100 % календарного времени.

Продолжительность работы в определенных диапазонах частоты 1 синхронной зоны ЕЭС России за 11 месяцев 2009-2010 годов

Период	Год	Ниже 49,8 Гц		49,8-49,95 Гц		49,95- 50,05 Гц		50,05- 50,2 Гц		Выше 50,2 Гц	
		час-мин	% от календарного времени	час-мин	% от календарного времени	час-мин	% от календарного времени	час-мин	% от календарного времени	час-мин	% от календарного времени
Ноябрь	2009	-	-	0-00	-	719-54	100	0-06	-	-	-
	2010	-	-	0-03	-	719-52	100	0-05	-	-	-
11 месяцев	2009	-	-	0-12	-	8015-30	100	0-18	-	-	-
	2010	-	-	1-03	-	8014-09	100	0-48	-	-	-

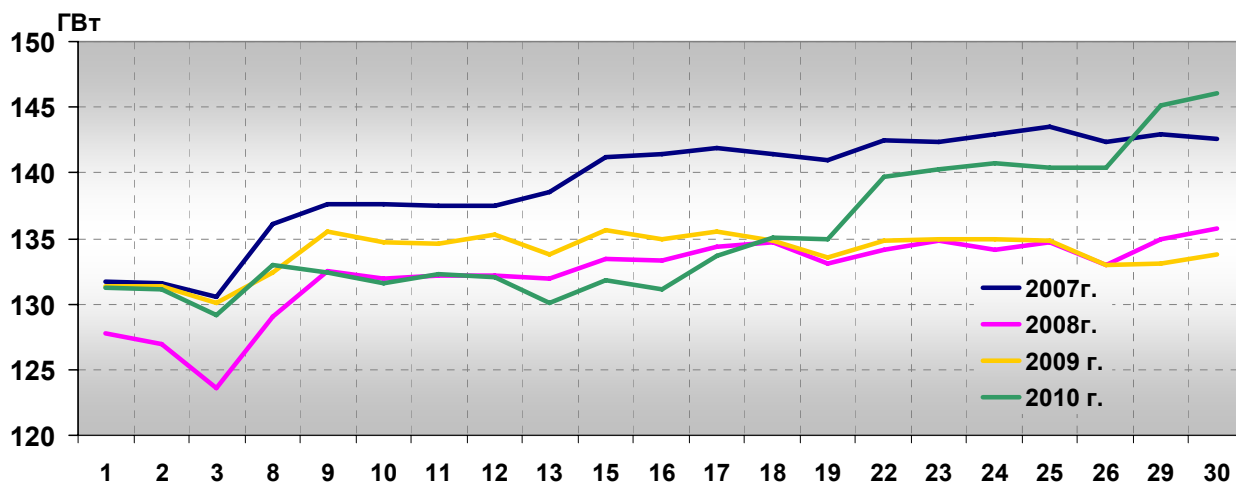
3.2. Максимум потребляемой мощности в сравнении с аналогичным периодом прошлого года

Максимум нагрузки потребителей ЕЭС России в ноябре 2010 года зафиксирован 30.11.2010 в 17-00 (мск) при частоте электрического тока 50,016 Гц, среднесуточной температуре наружного воздуха -13,9°C (на 5,0°C ниже климатической нормы и на 15,0°C ниже 2009 года) и составил 144165 МВт, что на 7,7 % выше, абсолютного максимума ноября 2009 года. Максимальная нагрузка электростанций ЕЭС России в час прохождения максимума нагрузки потребителей составила 146620 МВт.

Динамика изменения максимального потребления мощности в ЕЭС России по рабочим дням ноября 2010 года в сравнении с аналогичным показателем 2007-2009 годов представлена на рисунке.



График изменения максимального потребления мощности ЕЭС России по рабочим дням ноября 2007-2010 годов.



Собственное максимальное потребление мощности ЕЭС России и ОЭС в ноябре 2010 года представлено в таблице.

Потребление мощности ЕЭС России и ОЭС

ОЭС	Максимум потребления мощности в ноябре 2010 г., МВт	В % к соответств. месяцу 2009 г.	В % к соответств. месяцу 2008 г.	Абсолютный максимум с начала года, МВт	Относительно абсолютного максимума в 2009 г., %
ЕЭС России	144165	+ 7,2	+ 8,5	148743	-3,1
ОЭС Центра	35368	+ 10,8	+ 11,5	36612	-3,4
ОЭС Северо-Запада	14754	+ 14,2	+ 12,9	14897	-1,0
ОЭС Средней Волги	15690	+ 4,9	+ 2,0	16749	-6,3
ОЭС Юга	12175	+ 1,5	+ 1,0	13645	-10,8
ОЭС Урала	34938	+ 5,6	+ 9,4	34938	-
ОЭС Сибири	29234	+ 1,4	+ 4,7	31115	-6,0
ОЭС Востока	4746	+ 1,9	+ 1,8	5100	-6,9

4. Установленная мощность электростанций на 01.12. 2010 г.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на конец отчетного периода (01.12.2010 г.) составила 212 589,9 МВт.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России по видам генерации приведена в таблице.

Электростанции	Установленная мощность, МВт	Доля в установленной мощности, %
ЕЭС России, всего	212589,9	100
В том числе:		
тепловые электростанции	134238,2	63,1
гидроэлектростанции	44 232,1	20,8
атомные электростанции	23 266,0	11,0
электростанции промышленных предприятий (ТЭС и ГЭС)	10 853,6	5,1



Ввод новой мощности на электростанциях ЕЭС России с учетом электростанций промышленных предприятий составил 1933,97* МВт.

Увеличение установленной мощности электростанций ЕЭС России за счет модернизации действующего оборудования электростанций – 260,75 МВт.

Выведено из эксплуатации генерирующего устаревшего оборудования электростанций ЕЭС России суммарной мощностью 698,7 МВт.

Фактические данные по увеличению энерго мощностей на электростанциях ЕЭС России за счет вводов нового и модернизации действующего оборудования по состоянию на 01.12.2010 приведены в таблице.

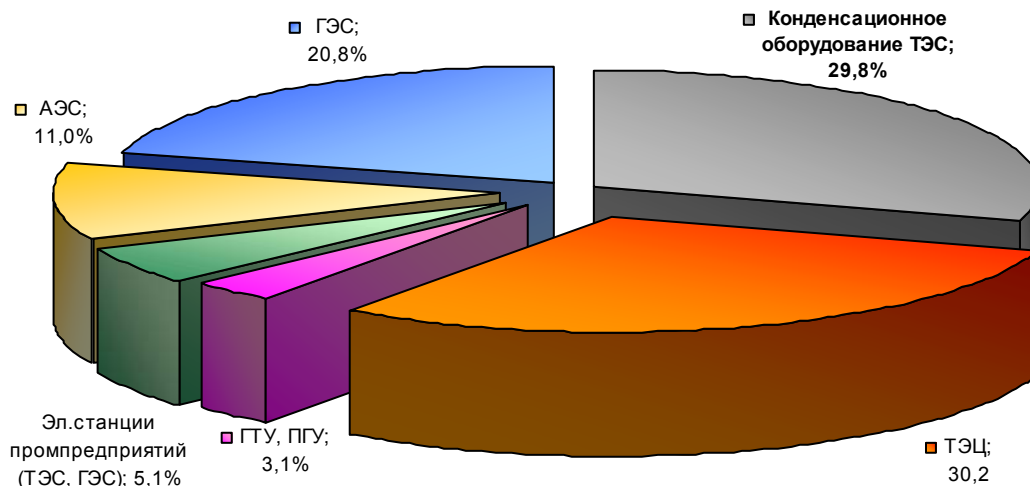
Электростанции РФ	Станционный номер	Марка турбины	Установленная мощность, МВт	Тип изменения
ОЭС ЦЕНТРА			521,4	
ГРЭС-24	№ 1	ГТУ	110	ввод
Сасовская ГТ-ТЭЦ	№ 1-2	ГТ-009	18	ввод
Шатурская ГРЭС	№ 7	ПГУ-400	393,4	ввод
ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ			27,5	
Самарская ГРЭС	№ 1	ПТ-12-2,9/0,6	12	ввод
Сормовская ТЭЦ	№ 1	ПТ-60-130/13	5	модернизация
Жигулевская ГЭС	№ 9		10,5	модернизация
ОЭС УРАЛА			193,570	
Пермская ТЭЦ-13	№ 4	ГТЭ-16ПА	16	ввод
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	№ 1-2	ГТУ009	18	ввод
Ноябрьская ПГЭ	№ 1	ПГУ	59,57	ввод
Ноябрьская ПГЭ	№ 2	ПГУ	60	ввод
Камская ГЭС	№ 23	ПЛ 20-В-500	3	модернизация
Серовская ГРЭС	№ 6	К-100-90	12	модернизация
Уфимская ТЭЦ-4	№ 8	ПТ-60-130/13	10	модернизация
Салаватская ТЭЦ	№ 7,9,10		15,0	модернизация
ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА			23,250	
Лесогорская ГЭС	№ 1	ПЛ 20/0961-В-562	6	модернизация
Новгородская ТЭЦ	№ 1	Т-60-130	10,0	модернизация
Светогорская ГЭС	№ 1		7,25	модернизация
ОЭС ЮГА			1251,0	
Ростовская АЭС*	№ 2	ВВЭР	1000	ввод
Эшкаконская МГЭС	№ 1		0,6	ввод
Элистинская ГТ-ТЭЦ	№ 1-2	ГТ-009	18,0	ввод
Кашхатау ГЭС	№ 1-3		65,1	ввод
Волжская ТЭЦ-2	№ 1	ПТ-100-130	20,0	модернизация
Волжская ГЭС	№ 3	ПЛ-587	10,5	модернизация
Краснодарская ТЭЦ	№ 2-4	К-145	96,0	модернизация
Шахтинская ГТЭС	№ 2	ПГУ	40,8	ввод
ОЭС СИБИРИ			78,0	
ГТЭС ПС ГПП-3	№ 1	ГТУ	22,5	ввод
Новосибирская ТЭЦ-4	№ 5	Т-25-90	5,5	модернизация
Березовская ГРЭС	№ 2	К-800	50	модернизация
ОЭС ВОСТОКА			100	
Партизанская ГРЭС	№ 2	К-100-90-6	100	ввод
ЕЭС РОССИИ, всего			2194,72	

*Документально не подтвержденные вводы.

* с учетом документально не подтвержденного ввода энергоблока № 2 Ростовской АЭС.



Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России на 01.12.2010 по видам генерирующего оборудования представлена на рисунке.



5. Планирование и выполнение ремонтов в отчетном месяце

5.1. Основного энергетического оборудования

По состоянию на 01.12.2010 фактический объем выведенного в капитальный и средний ремонт составил:

- генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России – 61160,1 МВт, что на 140,4 МВт (0,2 %) выше запланированного годовым графиком плановых ремонтов основного энергетического оборудования электростанций ЕЭС России 2010 года;
- энергетических котлов электростанций ЕЭС России – 162 310 т/ч, что на 4245 т/ч (2,5 %) ниже запланированного годовым графиком ремонтов.

В соответствии с годовым графиком плановых ремонтов за 11 месяцев 2010 года планировалось завершить капитальный и средний ремонт турбоагрегатов ТЭС и АЭС, гидроагрегатов ГЭС в объеме 58214,7 МВт. Фактически проведен капитальный и средний ремонт генерирующего оборудования ТЭС, АЭС и ГЭС суммарной мощностью 57122,7 МВт, что ниже плана на 1092 МВт (1,9 %). Выполнены капитальные и средние ремонты энергетических котлов на тепловых электростанциях ЕЭС России в объеме 154635 т/ч, что составляет 94,8 % от запланированного годовым графиком плановых ремонтов.

Данные о ходе ремонтной кампании генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России по итогам 11 месяцев 2010 года представлены в таблице.



	Выведено в ремонт на 1.12.2010		В т.ч. отремонтировано на 1.12.2010	
	план	факт	план	факт
Турбоагрегаты, млн кВт				
Капитальный и средний ремонт, всего	61,0	61,2	58,2	57,1
Капитальный ремонт энергоблоков ТЭС 150 МВт и выше	12,9	14,0	12,7	13,7
Средний ремонт энергоблоков ТЭС 150 МВт и выше	11,6	10,9	11,3	10,6
Капитальный и средний ремонт энергоблоков АЭС	17,3	17,3	16,3	16,3
Энергетические котлы, тыс. т/ч				
Всего капитальный и средний ремонт	166,6	162,3	163,2	154,6

5.2. Сетевого оборудования (ЛЭП 220 кВ и выше)

Результаты выполнения плановых ремонтов на ЛЭП 220-750 кВ ЕНЭС

Период	Годовой план ЛЭП/ дни	Месячный план ЛЭП/ дни	М/Г %	Кол-во поданных заявок				П / М %	Кол-во реализованных заявок				Р/Г %	Р/М %	Р/П %
				ПЛ	НПЛ	НО	АВ		ПЛ	НПЛ	НО	АВ			
	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни			
	Г	М	П				Р								
Январь	133	361	271	837				232	609				458	169	73
				263	287	195	92		201	160	162	86			
Февраль	350	561	160	1407				251	1062				303	189	75
				489	495	351	72		367	311	313	71			
Март	1942	1507	78	2380				158	1920				99	127	81
				1267	695	354	64		1032	453	376	59			
Апрель	1806	2243	124	3070				137	2560				142	114	83
				1844	823	352	51		1493	666	358	43			
Май	1853	2488	134	3679				148	2920				158	117	79
				2170	981	447	81		1847	591	431	71			
Июнь	2188	2569	117	3946				154	3188				146	124	81
				2072	1188	538	148		1739	791	518	137			
Июль	2051	2848	139	3911				137	3063				149	108	78
				2025	1220	519	176		1569	819	530	151			
Август	1941	3034	156	4246				140	3020				156	100	71
				2136	1337	610	163		1397	912	551	160			
Сентябрь	2211	3203	145	4568				143	3521				159	110	77
				2485	1509	495	79		1968	988	489	76			
Октябрь	1717	2710	158	4450				164	3566				208	132	80
				2092	1736	540	82		1759	1168	567	72			
Ноябрь	794	1962	247	3360				171	2591				326	132	77
				1383	1486	0	49		1063	1052	426	49			
11 месяцев 2010 года	16986	23486	138	35854				153	28020				165	119	78
				18226	11757	4401	1057		14435	7911	4721	975			



ПЛ – плановые заявки;
НПЛ – неплановые заявки;
НО – неотложные заявки;
АВ – аварийные заявки;
Г – сводный годовой график ремонтов;
М – сводный месячный график ремонтов;
П – поданные заявки;
Р – реализованные заявки;
М/Г – соотношение кол-ва дней ремонтов сводного месячного графика ремонтов к кол-ву дней ремонтов данного месяца в сводном годовом графике, %;
П/М – соотношение кол-ва дней ремонтов в поданных за месяц заявках к кол-ву дней ремонтов сводного месячного графика ремонтов, %;
Р/Г – соотношение кол-ва дней ремонтов в реализованных в данном месяце заявках к кол-ву дней ремонтов этого месяца в сводном годовом графике, %;
Р/М – соотношение кол-ва дней ремонтов в реализованных в данном месяце заявках к кол-ву дней ремонтов в сводном месячном графике ремонтов, %;
Р/П – соотношение кол-ва дней ремонтов в реализованных в данном месяце заявках к кол-ву дней ремонтов в поданных за месяц заявках, %.

6. Готовность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии за месяц

В рамках контроля готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электрической энергии, Системный оператор осуществляет подтверждение выполнения участниками следующих требований:

6.1. Участие в общем первичном регулировании частоты электрического тока (ОПРЧ)

Мощность генерирующего оборудования, готового к участию в ОПРЧ, составила 155 434 МВт, не готового к участию в ОПРЧ – 107 МВт, мощность генерирующего оборудования, не имеющего технической возможности участия в ОПРЧ – 47 480 МВт.

6.2. Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности.

На объекты управления Системным оператором отдано 1226 диспетчерских команд на регулирование реактивной мощности, из них признано невыполненными 2 (0,1% от общего количества), при этом по 14 объектам управления участниками до начала расчетного периода заявлено снижение диапазона регулирования реактивной мощности.

6.3. Участие ГЭС в автоматическом и оперативном вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной мощности (АВРЧМ).

На ГЭС, участвующие в оперативном вторичном регулировании частоты и перетоков, системным оператором отданы 2329 диспетчерских команд, из них 115 команд (5 % от общего количества) признано невыполненными. Выявлено 3 случая



неудовлетворительного участия ГЭС в автоматическом вторичном регулировании частоты.

6.4. Способность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии.

Среднемесячная величина снижения максимальной мощности генерирующего оборудования, готовой к несению нагрузки, в ноябре 2010 г. составила 26 695 МВт, в т.ч.:

- плановое ремонтное снижение мощности – 20 821 МВт;
- неплановое снижение мощности – 5 874 МВт (28,2 % от объема планового снижения).

Детальные показатели способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии приведены ниже как среднечасовые значения в МВт за отчетный период.

Способность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии	
Ограничения установленной мощности, МВт	11 788
Плановое ремонтное снижение мощности, МВт	20 821
Неплановое снижение мощности, в том числе:	5 874
Снижение максимальной мощности, заявленное в сутки (Y-4), МВт	2 704
Снижение максимальной мощности, заявленное в сутки (X-2), МВт	1 735
Снижение максимальной мощности, заявленное за 4 часа, МВт	1 130
Снижение максимальной мощности в час фактической поставки, МВт	132
Несоблюдение заданного СО состава оборудования, МВт	173
Неплановое увеличение мощности, в том числе:	245
Увеличение минимальной мощности, заявленное в сутки (Y-4), МВт	22
Увеличение минимальной мощности, заявленное в сутки (X-2), МВт	50
Увеличение минимальной мощности, заявленное за 4 часа, МВт	170
Увеличение минимальной мощности в час фактической поставки, МВт	3
Параметры маневренности, в том числе:	3
Несоблюдение нормативного времени включения оборудования, МВт	0
Отступление от норм времени включения оборудования, МВт	3
Изменение скорости набора/сброса нагрузки, МВт	0

* Показатели способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии приведены как среднечасовые значения в МВт за отчетный период.

7. Соблюдения объемов и сроков ремонтов электросетевого хозяйства, подлежащих мониторингу, в ноябре 2010 г.

Среднечасовое количество сетевых элементов, подлежащих мониторингу соблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ЛЭП, трансформаторы, автотрансформаторы, шунтирующие реакторы 220кВ и выше), и находившихся в ремонте за расчетный период, составило 116 объектов (3,7 % от общего числа объектов мониторинга), из них:

- в плановом ремонте находилось 47 объектов;
- во внеплановом ремонте – 69 объектов (146 % от количества объектов, находившихся в плановом ремонте).



Класс напряжения	Количество объектов мониторинга, N	Плановые ремонты, Nпл	Неплановые ремонты	
			n1	n2
	3150	47	44	25
В том числе:	520	12	11	5
500 кВ и выше				
330 кВ	300	3	5	3
220 кВ	2330	32	28	17

N — количество объектов электросетевого хозяйства соответствующего класса напряжения (500 кВ и выше, 330 кВ, 220 кВ соответственно), подлежащих мониторингу соблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью объема и сроков проведения ремонтов;

Nпл — среднечасовое за месяц количество объектов электросетевого хозяйства соответствующего класса напряжения (500 кВ и выше, 330 кВ, 220 кВ соответственно), подлежащих мониторингу, выведенных в ремонт в соответствии с утвержденным системным оператором годовым и месячным графиками ремонтов и на основании согласованной системным оператором заявки на вывод соответствующего объекта в ремонт, поданной не позднее чем за 5 рабочих дней до предполагаемой даты начала ремонта;

n1 — среднечасовое за месяц количество объектов электросетевого хозяйства соответствующего класса напряжения (500 кВ и выше, 330 кВ, 220 кВ соответственно), подлежащих мониторингу, ремонт которых не был предусмотрен утвержденными системным оператором годовым и месячным графиками ремонтов, выведенных в ремонт на основании согласованной системным оператором заявки на вывод соответствующего объекта в ремонт, поданной не позднее чем за 5 рабочих дней до предполагаемой даты начала ремонта, а также в случае согласования системным оператором заявки на продление срока проведения ремонта, поданной не позднее чем за 48 часов до истечения согласованного ранее срока окончания ремонта;

n2 — среднечасовое за месяц количество объектов электросетевого хозяйства соответствующего класса напряжения (500 кВ и выше, 330 кВ, 220 кВ соответственно), подлежащих мониторингу, внеплановое отключение и (или) ремонт которых произошло при отсутствии разрешения системного оператора на вывод соответствующего объекта в ремонт по заявке, поданной не позднее чем за 5 рабочих дней до начала ремонта, продления срока проведения ремонта по заявке, поданной менее чем за 48 часов до истечения согласованного срока окончания ремонта, а также в случае отключения объекта электросетевого хозяйства при отсутствии поданной в установленном порядке системному оператору заявки на вывод указанного объекта в ремонт, и находящихся в ремонте (плановом и неплановом) с нарушением сроков подачи заявок.



8. Информация о технологических резервах мощности по производству электрической энергии за месяц

Среднемесячные значения резервов активной мощности за ноябрь 2010 года (на час максимума 1-ой синхронной зоны ЕЭС России), МВт							
Резерв	1 СЗ ЕЭС России	ОЭС Центра	ОЭС Средней Волги	ОЭС Урала	ОЭС Северо- Запада	ОЭС Юга	ОЭС Сибири
Резерв суммарный	11073	1160	1821	1653	1064	1121	4254
Резерв используемый	7536	1160	1771	1645	542	1012	1405

9. Параметры расчетной модели оптового рынка электроэнергии за месяц

По состоянию на 01.11.2010 расчетная модель оптового рынка электроэнергии включает в себя количество:

- узлов – 7 967;
- ветвей – 12 257;
- сечений – 658;
- агрегатов (режимных генерирующих единиц) – 949;
- электростанций – 582;
- энергоблоков – 2 279.

10. Информация за месяц о суммарных величинах резервов мощностей по производству электрической энергии в первой синхронной зоне ЕЭС России, учтенных в соответствии с правилами оптового рынка при выборе состава генерирующего оборудования

Среднемесячное значение суммарной величины резервов мощностей по производству электрической энергии в первой синхронной зоне ЕЭС России, учтенной в соответствии с правилами оптового рынка при расчете ВСВГО за ноябрь 2010 года (на час максимума 1-ой синхронной зоны ЕЭС России) — 12 915 МВт.



11. Функционирование балансирующего рынка за месяц

11.1. Ценовые показатели балансирующего рынка

Ценовые показатели за ноябрь 2010 г.	руб./МВт	% к предыдущему месяцу
Европейская зона:		
— средний индикатор БР	770	-18
Сибирская зона:		
— средний индикатор БР	551	38,1

11.2. Предварительные объемы отклонений по внешней инициативе

Предварительные объемы отклонений по внешней инициативе за ноябрь 2010 г., тыс. МВт·ч	АЭС	ГЭС	в т.ч. ГЭС в рег.	ТЭС	Итого
1-ая ценовая зона:					
— ИВ1-	-71,6	-346,5	-278	-1193,7	-1611,8
— ИВ1+	31,2	333,4	260	1320,9	1685,5
— ИВ01-	-5	-126,7	-89,8	-331,3	-462,9
— ИВ01+	3,7	126,8	89,9	326,6	457,1
— ИВ0-	-11,9	-189,8	-176,7	-430,6	-632,3
— ИВ0+	1,2	185	174	353,8	539,9
2-ая ценовая зона:					
— ИВ1-	0,0	-87,1	-76,3	-166,1	-253,2
— ИВ1+	0,0	192,9	179,8	778,4	971,2
— ИВ01-	0,0	-65,1	-33	-35,8	-100,8
— ИВ01+	0,0	65,4	33,3	33,9	99,3
— ИВ0-	0,0	-118,7	-118,3	-3,4	-122,1
— ИВ0+	0,0	100	94,7	1,8	101,8
Неценовые зоны Европейской части:					
— ИВ0-	0,0	0,0	0,0	-2,5	-2,5
— ИВ0+	0,0	0,0	0,0	5,7	5,7
ОЭС Востока:					
— ИВ0-	0,0	-39,5	-39,5	-1,3	-40,8
— ИВ0+	0,0	41,1	41,1	12,1	53,3

* в качестве отклонения ИВ1 приведена разница (ПБР-ТГ);

* показатели ТЭС приведены без учета электростанций промышленных предприятий;

* отклонение ИВ0 для электростанций, участвующих в регулировании, рассчитано по оперативному факту.