



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Информационный обзор

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

(оперативные данные)

Октябрь 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...7	
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.....	16
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 октябре 2010 года производство электроэнергии в ЕЭС России составило 86,5 млрд кВт·ч.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 54,8 млрд кВт·ч. Выработка ТЭС за тот же период составила 12,2 млрд кВт·ч, выработка АЭС – 14,7 млрд кВт·ч, выработка электростанций, являющихся частью технологических комплексов промышленных предприятий и предназначенные в основном для снабжения их электроэнергией (электростанций промышленных предприятий) – 4,8 млрд кВт·ч.

Выработка и потребление электроэнергии ЕЭС России и ОЭС за октябрь 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	86548,7	104,1	100,7	814683,1	105,3	99,4
ОЭС Центра	20843,3	101,8	103,2	191380,9	106,7	98,5
ОЭС Средней Волги	9372,7	106,0	96,2	88766,4	100,1	94,8
ОЭС Урала	21591,0	102,7	98,9	204211,9	107,0	99,6
ОЭС Северо-Запада	8747,5	106,1	102,2	81268,5	102,2	104,2
ОЭС Юга	6631,7	116,6	111,0	61508,1	109,4	103,0
ОЭС Сибири	16772,9	101,9	97,0	162698,2	104,0	98,0
ОЭС Востока	2589,6	107,1	109,9	24849,1	107,8	108,4

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	85045,7	103,6	101,1	802101,0	105,2	99,0
ОЭС Центра	19646,2	104,2	103,6	179449,8	105,4	99,0
ОЭС Средней Волги	9236,5	106,3	100,3	85115,2	106,9	95,6
ОЭС Урала	21204,4	102,3	99,1	202366,2	104,3	97,3
ОЭС Северо-Запада	8041,9	100,8	102,3	74551,6	104,2	99,8
ОЭС Юга	7039,4	112,8	105,9	67544,8	107,0	102,3
ОЭС Сибири	17384,8	100,8	97,8	169222,7	104,7	98,9
ОЭС Востока	2492,5	108,5	107,3	23850,7	107,0	104,3



Оперативные данные по потреблению электроэнергии по субъектам Российской Федерации в октябре 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	85045,7	103,6	101,1	802101,0	105,2	99
ОЭС ЦЕНТРА	19646,2	104,2	103,6	179449,8	105,4	99
Белгородская область	1237	108	106,4	11568,4	109,4	102,2
Брянская область	396,1	104,6	106,9	3466,6	106,4	100,3
Владимирская область	608,1	103,7	100,1	5566,9	104,1	95,8
Вологодская область	1143,6	99,2	96,3	11072	105,5	90,3
Воронежская область	855,4	109,5	108,5	7880,6	107,8	100,9
Ивановская область	335,4	98,2	94,5	3053,9	103,1	91,6
Калужская область	453,6	107,9	108,4	4038,2	106,5	105,1
Костромская область	338,4	101,8	98,6	2976,1	104,6	95,1
Курская область	723,7	102,7	105,6	6476,0	105,1	98,6
Липецкая область	903,8	108,8	106,2	8484,2	111,9	94,4
Москва и Московская область	8757,5	104,8	104,7	78817,0	104,1	101,2
Орловская область	235,7	100,7	100,2	2178,2	103,6	96,2
Рязанская область	540,6	103,5	97,1	5184,7	106,4	98
Смоленская область	535,7	91,5	106	5137,7	103,7	100,3
Тамбовская область	310,4	110,4	100,5	2718,5	109,2	95
Тверская область	662	102,2	100,9	6173,9	103,8	98,4
Тульская область	884,6	103,4	104,5	8122,2	106,6	99
Ярославская область	724,6	104,5	100,9	6534,7	104,7	95,2
ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ	9236,5	106,3	100,3	85115,2	106,9	95,6
Республика Марий-Эл	286,3	103,6	107,3	2557,5	118,1	95,5
Республика Мордовия	266,2	103,6	100	2469,1	105,2	97,9
Нижегородская область	2001,8	109,2	108,3	17907,6	112,6	99,6
Пензенская область	398,1	104	100,1	3623,8	103,4	97,9
Самарская область	2045,9	106,4	96,6	19039,5	105,7	94,2
Саратовская область	1141,6	110	105	10507,1	106,1	96,2
Республика Татарстан	2093,9	102,2	94,1	20223,7	104,1	94,2
Ульяновская область	539,8	109,1	105,7	4774,4	105,2	96,2
Чувашская республика	462,9	105,6	94,5	4012,5	104,6	87,6
ОЭС УРАЛА	21204,4	102,3	99,1	202366,2	104,3	97,3
Республика Башкортостан	2072,4	102,8	97,7	19576,1	102,5	95,4
Кировская область	632,9	101,6	100,7	5838,4	103,2	95,9
Курганская область	370,8	104,2	91,0	3433,8	103,3	90,8
Оренбургская область	1339,8	104,9	96,7	13045,1	106,2	98,5
Пермский край	1976,9	102,4	94,6	18566,5	104,9	93,1
Удмуртская республика	765,3	104,4	98,8	6970,0	103,6	96,8
Свердловская область	3882,9	105,0	96,0	36372,0	106,9	91,2
Тюменская энергосистема	7144,2	98,7	-	69919,3	101,2	-
Челябинская область	3019,2	105,4	102,4	28645,0	109,8	94,8



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.
ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА	8041,9	100,8	102,3	74551,6	104,2	99,8
Архангельская область	656,6	99,4	99,2	6233,0	102,8	95,5
Республика Карелия	777,2	102,6	98,7	7413,5	105,8	95
Республика Коми	752,3	100,0	100,8	7074,6	100,2	97,6
Мурманская область	1114,7	97,4	97,6	10714,2	100,9	96,4
Санкт-Петербург и Ленинградская область	3825,1	101,6	105,1	34782,2	105,7	102,7
Псковская область	191,2	100,4	103,4	1739,7	104,1	103,2
Новгородская область	361,7	102,9	103,2	3353,5	106,5	102,7
Калининградская область	363,1	101,3	104,7	3240,9	105,1	101,5
ОЭС ЮГА	7039,4	112,8	105,9	67544,8	107	102,3
Астраханская область	334,1	113,3	104,9	3469,4	107,7	103,5
Волгоградская область	1607	113,1	101,8	15377,9	108,2	95,6
Республика Дагестан	418,5	116,3	117,9	4020,3	107,9	110,1
Республика Ингушетия	49,1	113,9	115	445,4	105,6	113,8
Республика Кабардино-Балкария	132,9	110,8	108,1	1209,8	103,5	103,1
Республика Карачаево-Черкесия	107,1	107,5	118,4	994,6	104,8	104,7
Республика Калмыкия	39,3	113,2	107	398,9	107	103,3
Краснодарский край	1735,1	112,3	108,5	17063,8	106,5	107,2
Чеченская республика	195,9	113,9	116,5	1732,3	104,2	109,8
Ростовская область	1439,4	113,5	103	13663,1	108,4	101,5
Республика Северная Осетия	187,6	108,8	100,2	1759,6	102,1	99,8
Ставропольский край	793,4	111,3	106,1	7409,7	105,4	101,3
ОЭС СИБИРИ	17384,8	100,8	97,8	169222,7	104,7	98,9
Алтайский край	900,5	99,5	97,0	8782,5	105,7	100,2
Республика Бурятия	454,6	103	102,5	4386,4	107,0	103,4
Иркутская область	4473,4	100,5	96,6	44328,6	105,0	98,6
Красноярский край (без НТЭК) (*)	3591,4	99,2	-	35113,2	104,3	-
Республика Хакасия	1467,8	98,0	97,9	14531,5	101,2	100
Кемеровская область	2899,4	105,2	98,6	27765,4	106,4	95,2
Новосибирская область	1253	100,8	95,2	11982,2	105,9	99,4
Омская область	865,8	99,0	97,6	8355,9	102,8	97,4
Томская область	766,4	100,5	99,9	7337,1	104,2	101,3
Забайкальский край	654,8	101,4	105,2	6080,1	102,9	104,6
Республика Тыва	57,7	104,5	104,9	559,8	106,2	106,3
ОЭС ВОСТОКА	2492,5	108,5	107,3	23850,7	107,0	104,3
Амурская область	619,4	110,8	115,6	5751,4	109,8	114,7
Приморский край	976,3	109,0	108,0	9695,7	107,0	104,3
Хабаровский край (**)	757	106,0	101,0	7235,8	104,6	98,8
Южно-Якутский энергорайон	139,8	108,3	103,9	1167,8	108,9	94,5

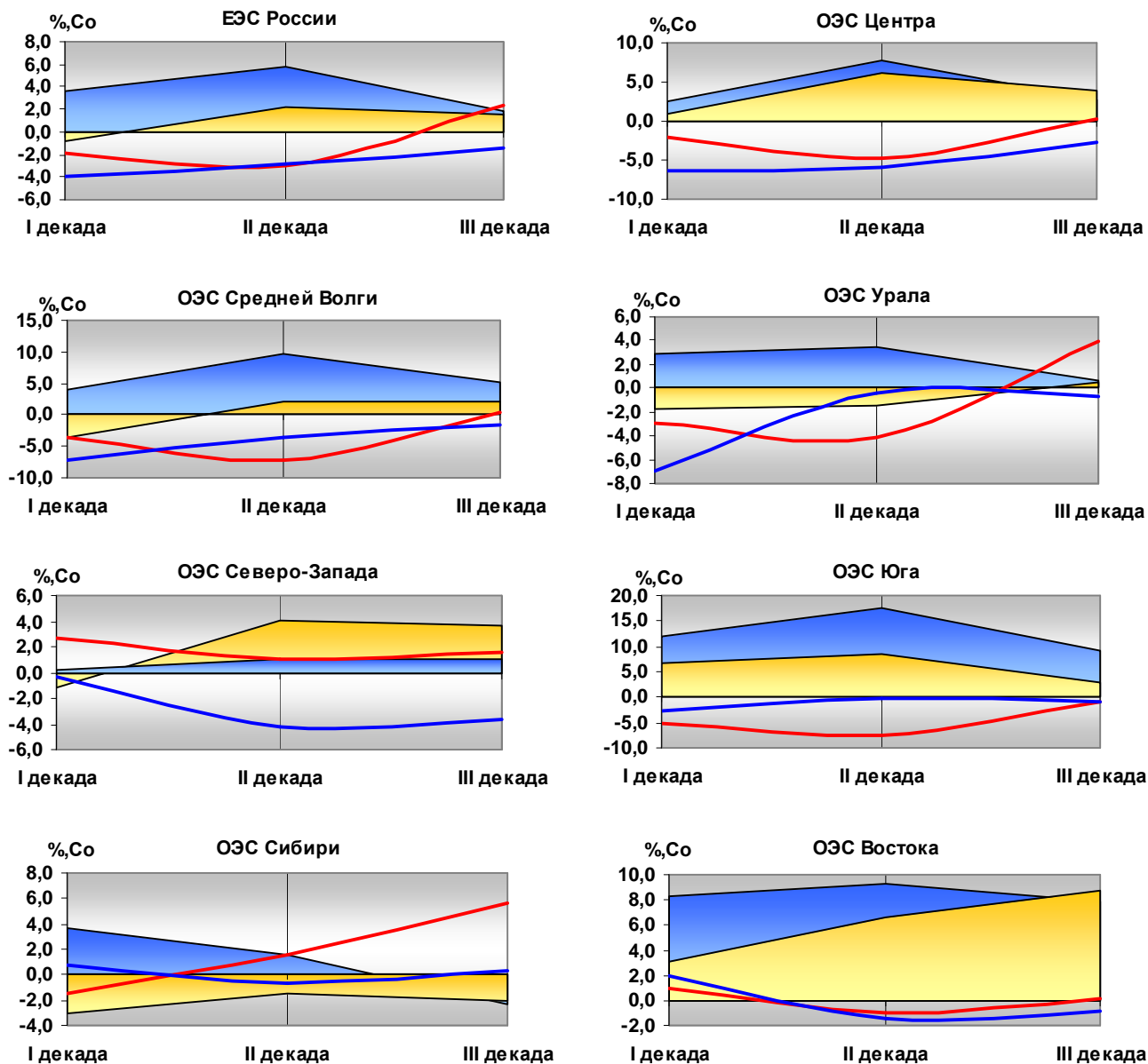
(*) – Без учета потребления Норильско-Таймырского энергоузла;

(**) – Без учета потребления Николаевского энергорайона.



На рисунке представлена динамика изменения относительной величины потребления электроэнергии в октябре 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 октябре 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 октябре 2010 (%) от аналогичного периода 2009 г.;
- относительная величина изменения потребления электроэнергии в октябре 2010 (%) от аналогичного периода 2008 г.



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

Сводные гидрологические показатели основных каскадов и водохранилищ представлены в таблице.

Гидрологические показатели основных каскадов и водохранилищ

Каскад, водохранилище	Полезная емкость						Приток к среднему-летнему
	Факт 01.10.10	Факт 01.11.10	Δ факт 01.11.10 к факт 01.10.10	Средне-многолет. на 01.11.	Δ факт 01.11.10 к среднемн.	Факт 01.11.10 к средне-многолет.	Факт октябрь
	км ³	км ³	км ³	км ³	км ³	%	%
Волжско-Камский каскад	49,1	45,0	-4,1	60,7	-15,7	74	59
Ангарский каскад	84,6	80,8	-3,8	75,2	5,6	107	76
Красноярское водохранилище	26,2	23,4	-2,8	19,0	4,5	124	90
Зейское водохранилище	31,5	30,8	-0,7	25,8	5,0	119	105

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 октябрь 4375 м³/с.

На 01.11.2010 уровень основного регулирующего водохранилища ОЭС Юга – Чиркейского составил 354,55 м при уровне на 01.10.2010 354,51 м и нормальном подпорном уровне (НПУ) 355,0 м.

Уровень Саяно-Шушенского водохранилища на 01.11.2010 составил 534,75 м при отметке на 01.10.2010 534,59 м и максимальной отметке наполнения 535,14 м (22.10.2010).

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.

Амурское БВУ с 07.09.2010 установило режим работы Зейского гидроузла со средним расходом 800±100 м³/с. Зейская ГЭС работала в соответствии со схемно-режимными условиями ОЭС Востока, с учетом необходимости проведения ремонтов генерирующего и сетевого оборудования. Средний расход Зейского гидроузла с 07.09.2010 по 01.11.2010 составил 739 м³/с.



3. Оперативные данные о работе ЕЭС за месяц

3.1. Частота электрического тока

Единая энергосистема России с января по октябрь 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 10 месяцев 2009-2010 годов

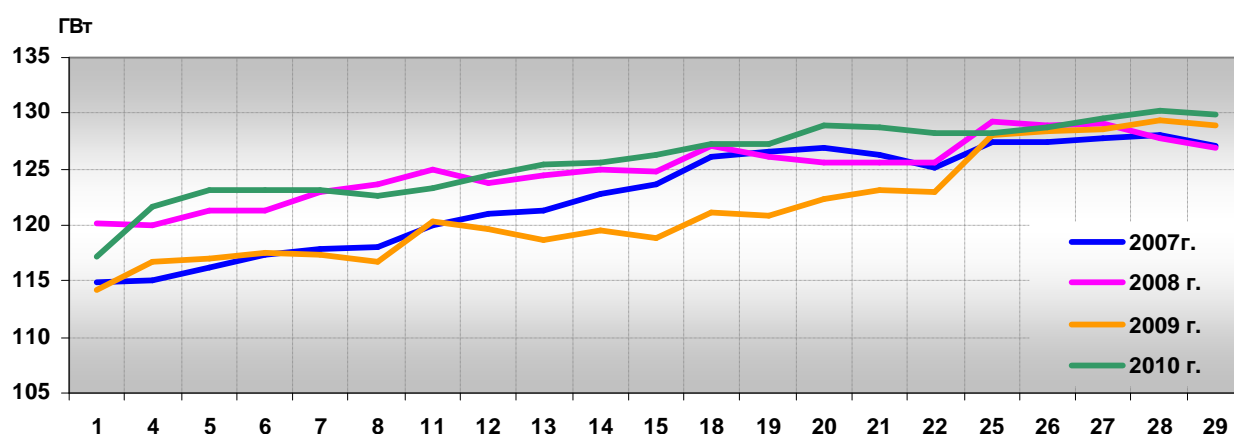
Период	Год	Ниже 49,8 Гц		49,8-49,95 Гц		49,95- 50,05 Гц		50,05- 50,2 Гц		Выше 50,2 Гц	
		час-мин	% от календарного времени	час-мин	% от календарного времени	час-мин	% от календарного времени	час-мин	% от календарного времени	час-мин	% от календарного времени
Октябрь	2009	-	-	0-00	-	744-00	100	0-00	-	-	-
	2010	-	-	0-04	-	743-51	100	0-05	-	-	-
10 месяцев	2009	-	-	0-12	-	7295-36	100	0-12	-	-	-
	2010	-	-	0-60	-	7294-17	100	0-43	-	-	-

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

Максимум нагрузки потребителей ЕЭС России в октябре 2010 года зафиксирован 28.10.2010 в 19-00 (мск) при частоте электрического тока 50,014 Гц, среднесуточной температуре наружного воздуха +2,8°C (на 3,4°C выше климатической нормы и на 2,7°C выше 2009 года) и составил 128 625 МВт, что на 0,7 % выше, абсолютного максимума октября 2009 года. Максимальная нагрузка электростанций ЕЭС России в час прохождения максимума нагрузки потребителей составила 130 493 МВт.

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

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



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

Потребление мощности ЕЭС России и ОЭС

ОЭС	Максимум потребления мощности в октябре 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	128625	0,7	0,75	148743	-0,8
ОЭС Центра	31389	1,2	3,9	36612	-0,8
ОЭС Северо-Запада	12617	1,0	3,1	14897	2,9
ОЭС Средней Волги	14772	4,1	0,4	16749	-3,7
ОЭС Юга	11801	5,1	3,1	13645	3,0
ОЭС Урала	31112	-0,7	-0,8	34521	-2,9
ОЭС Сибири	26288	-4,3	-1,1	31115	0,01
ОЭС Востока	4161	6,7	3,2	5100	1,6

4. Установленная мощность электростанций на 01.11.2010 г.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на конец отчетного периода (01.11.2010 г.) составила 211 960,7 МВт.

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

Электростанции	Установленная мощность, МВт	Доля в установленной мощности, %
ЕЭС России, всего	211 960,7	100
В том числе:		
тепловые электростанции	133 610,8	63,0
гидроэлектростанции	44 232,1	20,9
атомные электростанции	23 266,0	11,0
электростанции промышленных предприятий (ТЭС и ГЭС)	10 851,8	5,1

Ввод новой мощности на электростанциях ЕЭС России с учетом электростанций промышленных предприятий составил 1538,77* МВт.

Увеличение установленной мощности электростанций ЕЭС России за счет модернизации действующего оборудования электростанций – 210,75 МВт.

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

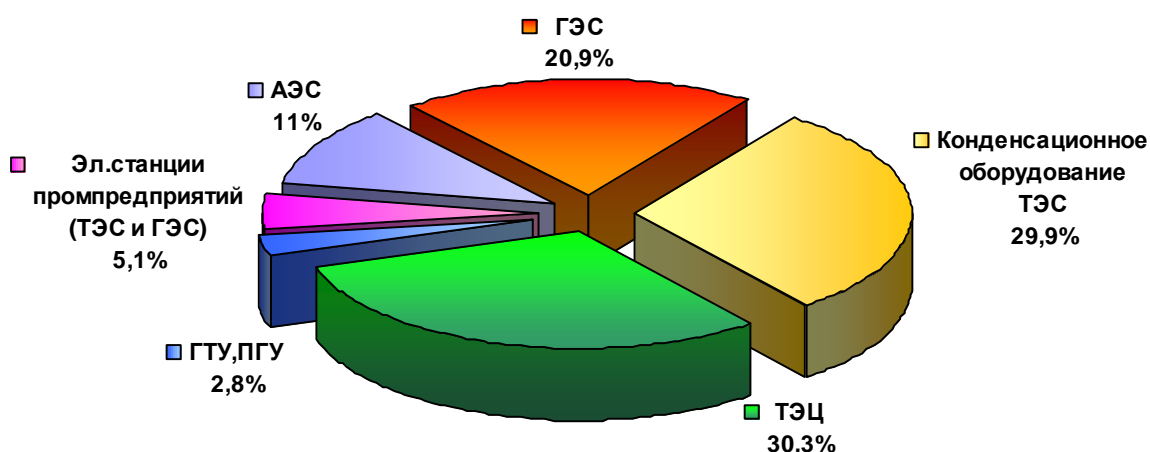
Фактические данные по увеличению энерго мощностей на электростанциях ЕЭС России за счет вводов нового и модернизации действующего оборудования по состоянию на 01.11.2010 приведены в таблице.

Электростанции РФ	Станционный номер	Марка турбины	Установленная мощность, МВт	Тип изменения
ОЭС ЦЕНТРА			128,0	
ГРЭС-24	№ 1	ГТУ	110	ввод
Сасовская ГТ-ТЭЦ	№ 1-2	ГТ-009	18	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			1249,2	
Ростовская АЭС*	№ 2	ВВЭР	1000	ввод
Эшаконская 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	39,0	ввод
ОЭС СИБИРИ			28,0	
ГТЭС ПС ГПП-3	№ 1	ГТУ	22,5	ввод
Новосибирская ТЭЦ-4	№ 5	Т-25-90	5,5	модернизация
ОЭС ВОСТОКА			100	
Партизанская ГРЭС	№ 2	К-100-90-6	100	ввод
ЕЭС РОССИИ, всего			1749,52	

*Документально не подтвержденные вводы.

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

Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России на 01.11.2010 по видам генерирующего оборудования представлена рисунке.



5. Планирование и выполнение ремонтов в отчетном месяце

5.1. Основного энергетического оборудования

По состоянию на 01.11.2010 фактический объем выведенного в капитальный и средний ремонт составил:

- генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России – 60 307,8 МВт, что на 135,2 МВт (0,2 %) ниже запланированного годовым графиком плановых ремонтов основного энергетического оборудования электростанций ЕЭС России 2010 года;
- энергетических котлов электростанций ЕЭС России – 160 060 т/ч, что на 5 195 т/ч (3,2 %) ниже запланированного годовым графиком ремонтов.

В соответствии с годовым графиком плановых ремонтов за 10 месяцев 2010 года планировалось завершить капитальный и средний ремонт турбоагрегатов ТЭС и АЭС, гидроагрегатов ГЭС в объеме 53 862 МВт. Фактически проведен капитальный и средний ремонт генерирующего оборудования ТЭС, АЭС и ГЭС суммарной мощностью 51 500 МВт, что ниже плана на 2 362 МВт (4,4 %). Выполнены капитальные и средние ремонты энергетических котлов на тепловых электростанциях ЕЭС России в объеме 139 127 т/ч, что составляет 91,6 % от запланированного годовым графиком плановых ремонтов.

Данные о ходе ремонтной кампании генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России по итогам 10 месяцев 2010 года представлены в таблице.

	Выведено в ремонт на 1.11.2010		В т.ч. отремонтировано на 1.11.2010	
	план	факт	план	факт
Турбоагрегаты, млн кВт				
Капитальный и средний ремонт, всего	60,4	60,3	53,9	51,5
Капитальный ремонт энергоблоков ТЭС 150 МВт и выше	12,9	13,7	11,2	12,0
Средний ремонт энергоблоков ТЭС 150 МВт и выше	11,3	11,2	10,4	10,0
Капитальный и средний ремонт энергоблоков АЭС	17,3	17,3	15,3	14,8
Энергетические котлы, тыс. т/ч				
Всего капитальный и средний ремонт	165,3	160,1	151,9	139,1

5.2. Сетевого оборудования (ЛЭП 220 кВ и выше)

Результаты выполнения плановых ремонтов на ЛЭП 220-750 кВ ЕНЭС

Период	Годовой план	Месячный план	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	133	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			
10 месяцев 2010 года	16192	21524	133	32494				151	25429				157	118	78
				16843	10271	4402	1008		13372	6859	4295	926			

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 156 491 МВт, не готового к участию в ОПРЧ – 568 МВт, мощность генерирующего оборудования, не имеющего технической возможности участия в ОПРЧ – 46 068 МВт.

6.2. Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности.

На объекты управления системным оператором отданы 1662 диспетчерские команды на регулирование реактивной мощности, из них признано невыполненными 3 (0,1% от общего количества), при этом по 13 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 2293 диспетчерские команды, из них 127



команд (5,5% 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 октябре 2010 г. составила 40 230 МВт, в т.ч.:

- плановое ремонтное снижение мощности – 34 176 МВт;
- неплановое снижение мощности – 6 054 МВт (17,7 % 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	13 856
Плановое ремонтное снижение мощности, МВт	34 176
Неплановое снижение мощности, в том числе:	6 054
Снижение максимальной мощности, заявленное в сутки (Y-4), МВт	2 460
Снижение максимальной мощности, заявленное в сутки (X-2), МВт	2 004
Снижение максимальной мощности, заявленное за 4 часа, МВт	1 291
Снижение максимальной мощности в час фактической поставки, МВт	138
Несоблюдение заданного СО состава оборудования, МВт	161
Неплановое увеличение мощности, в том числе:	383
Увеличение минимальной мощности, заявленное в сутки (Y-4), МВт	48
Увеличение минимальной мощности, заявленное в сутки (X-2), МВт	70
Увеличение минимальной мощности, заявленное за 4 часа, МВт	250
Увеличение минимальной мощности в час фактической поставки, МВт	14
Параметры маневренности, в том числе:	17
Несоблюдение нормативного времени включения оборудования, МВт	1
Отступление от норм времени включения оборудования, МВт	15
Изменение скорости набора/сброса нагрузки, МВт	-

* 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 октябре 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 160 объектов (5,1% от общего числа объектов мониторинга), из них:

- в плановом ремонте находилось 77 объектов;
- во внеплановом ремонте – 83 объекта (107% от количества объектов, находившихся в плановом ремонте).

Класс напряжения	Количество объектов мониторинга, N	Плановые ремонты, Nпл	Неплановые ремонты	
			n1	n2
	3143	77	52	31
В том числе:				
500 кВ и выше	519	19	7	5
330 кВ	298	9	3	4
220 кВ	2326	49	42	22

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 октябрь 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	12098	1819	1877	1658	944	1664	4137
Резерв используемый	8208	1819	1875	1630	281	1119	1483

9. Параметры расчетной модели оптового рынка электроэнергии за месяц

По состоянию на 01.10.2010 расчетная модель оптового рынка электроэнергии включает в себя количество:

- узлов – 7 963;
- ветвей – 12 247;
- сечений – 648;
- агрегатов (режимных генерирующих единиц) – 949;
- электростанций – 581;
- энергоблоков – 2 275.

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 октябрь 2010 года (на час максимума 1-ой синхронной зоны ЕЭС России) — 12 163 МВт.



11. Функционирование балансирующего рынка за месяц

11.1. Ценовые показатели балансирующего рынка

Ценовые показатели за октябрь 2010 г.	руб./МВт	% к предыдущему месяцу
Европейская зона:		
— средний индикатор БР	940	4,7
Сибирская зона:		
— средний индикатор БР	399	-19,5

11.2. Предварительные объемы отклонений по внешней инициативе

Предварительные объемы отклонений по внешней инициативе за октябрь 2010 г., тыс. МВт·ч	АЭС	ГЭС	в т.ч. ГЭС в рег.	ТЭС	Итого
1-ая ценовая зона:					
— ИВ1-	-69,3	-351,7	-288,2	-1 356,4	-1 777,4
— ИВ1+	54,8	318,5	256,6	1 458,6	1 831,9
— ИВ01-	-5,1	-144,3	-101,5	-313,6	-462,9
— ИВ01+	4,5	144,1	101,8	312,2	460,7
— ИВ0-	-2,2	-203,2	-193,9	-552,4	-757,8
— ИВ0+	0,9	210,2	195,3	385,9	597,0
2-ая ценовая зона:					
— ИВ1-	0,0	-159,9	-144,1	-190,6	-350,5
— ИВ1+	0,0	147,2	105,3	671,9	819,1
— ИВ01-	0,0	-60,0	-30,6	-44,8	-104,9
— ИВ01+	0,0	60,3	30,8	43,8	104,2
— ИВ0-	0,0	-235,7	-234,8	-2,1	-237,7
— ИВ0+	0,0	35,2	27,8	10,4	45,7
Неценовые зоны Европейской части:					
— ИВ0-	0,0	0,0	0,0	-2,0	-2,0
— ИВ0+	0,0	0,0	0,0	10,1	10,1
ОЭС Востока:					
— ИВ0-	0,0	-53,6	-53,6	-2,5	-56,1
— ИВ0+	0,0	58,4	58,4	7,1	65,5

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

* показатели ТЭС приведены без учета электростанции промышленных предприятий;

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

