



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

Отчет о функционировании ЕЭС России в 2010 году

Подготовлен в соответствии с «Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики» (утверждены постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 №823)

1. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ

На конец 2010 года в составе ЕЭС России работали семь Объединенных энергосистем. Параллельно работают ОЭС Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга и Сибири. Параллельно работающие в составе ОЭС Востока энергосистемы образуют отдельную синхронную зону, точки раздела которой по транзитам 220 кВ с ОЭС Сибири устанавливаются оперативно в зависимости от складывающегося баланса обоих энергообъединений.

На конец 2010 года параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Белоруссии, Эстонии, Латвии, Литвы, Грузии, Азербайджана, Казахстана, Украины, Молдавии и Монголии. Через энергосистему Казахстана в течение 2010 года параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Центральной Азии – Узбекистана, Киргизии.

Совместно с ЕЭС через устройства Выборгского преобразовательного комплекса работала энергосистема Финляндии, входящая в энергообъединение энергосистем Скандинавии НОРДЕЛ. Параллельно с энергосистемой Норвегии работают отдельные генераторы ГЭС Кольской энергосистемы. От электрических сетей России также осуществлялось электроснабжение выделенных районов Китая.

Единая энергосистема России в 2010 году 100% календарного времени работала с нормативной частотой электрического тока, определенной ГОСТ 13109-97. Кроме того, в 2010 году частота электрического тока в ЕЭС России поддерживалась в пределах, установленных Стандартом СТО 17330282.29.240.002-2007 «Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам».

В течение 2010 года были зафиксированы кратковременные отклонения частоты электрического тока в 1 синхронной зоне ЕЭС России, не нарушающие требования указанного Стандарта. Причины отклонений обусловлены, в

основном, возникновением крупных аварийных небалансов мощности в ЕЭС и наличием нерегулярных колебаний суточного графика потребления/генерации, некомпенсированных средствами вторичного регулирования. Максимальные и минимальные значения частоты в 1 синхронной зоне ЕЭС России составили соответственно 50,095 Гц и 49,924 Гц. Максимальное время отклонения частоты за уровень $50,00 \pm 0,05$ Гц составило 13 мин.

В 2010 году суммарная продолжительность работы 1 синхронной зоны ЕЭС России с частотой электрического тока более 50,05 Гц составила 54 минуты, а с частотой менее 49,95 Гц – 01 час 01 минуту.

На конец 2010 года общая **установленная мощность электростанций ЕЭС России** составила **214 868,6 МВт**.

Выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России в 2010 году составила **1 004,72** млрд. кВтч. **Потребление электроэнергии** в 2010 году составило **988,96** млрд. кВтч.

Годовой максимум потребления ЕЭС России зафиксирован в 18:00 26.01.2010 при частоте электрического тока 50,01 Гц и составил **149 157 МВт**. При этом **нагрузка электростанций ЕЭС России** составила **151 271 МВт**.

По ряду энергообъединений и энергосистем уровень потребления мощности 2010 года превысил исторический максимум.

Сравнительные данные по уровню максимального потребления мощности энергообъединений (энергосистем), превысивших исторический максимум, представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Наименование энергообъединения, энергосистемы	Максимум потребления мощности в 2010 году		Исторический максимум		Превышение максимума 2010 над историческим максимумом
	потребление, МВт	дата	потребление, МВт	дата	МВт
ОЭС Северо-Запада	14 897	28.01.2010	14 478	21.12.2009	419
ОЭС Сибири	31 744	23.12.2010	31 731	25.01.1990	13
э/с Белгородской обл.	2 088	28.12.2010	2 033	19.12.2009	55
э/с Калужской обл.	945	03.12.2010	854	22.12.2009	91
э/с Санкт-Петербурга и Ленинградской обл.	7 402	28.01.2010	7 030	17.12.2009	372
э/с Калининградской обл.	784	22.12.2010	731	21.12.2009	53
э/с Республики Карелия	1 367	21.01.2010	1 349	20.01.2006	18
э/с Республики Дагестан	1 013	28.01.10	987	12.01.2009	26
э/с Республики Ингушетия	113	06.01.2010	112	03.01.2009	1
э/с Краснодарского края	3 558	11.08.2010	3 349	30.12.2008	209

э/с Томской обл.	1 436	19.01.2010	1 389	16.01.2008	47
э/с Республики Хакасия	2 377	08.01.2010	2 350	25.12.2009	27
э/с Республики Тыва	155	29.12.2010	147	31.12.2009	8

Динамика изменения потребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России представлена на рисунке 1.1. Основные показатели работы ОЭС и ЕЭС России за 2010 год приведены в табл. 1.2.

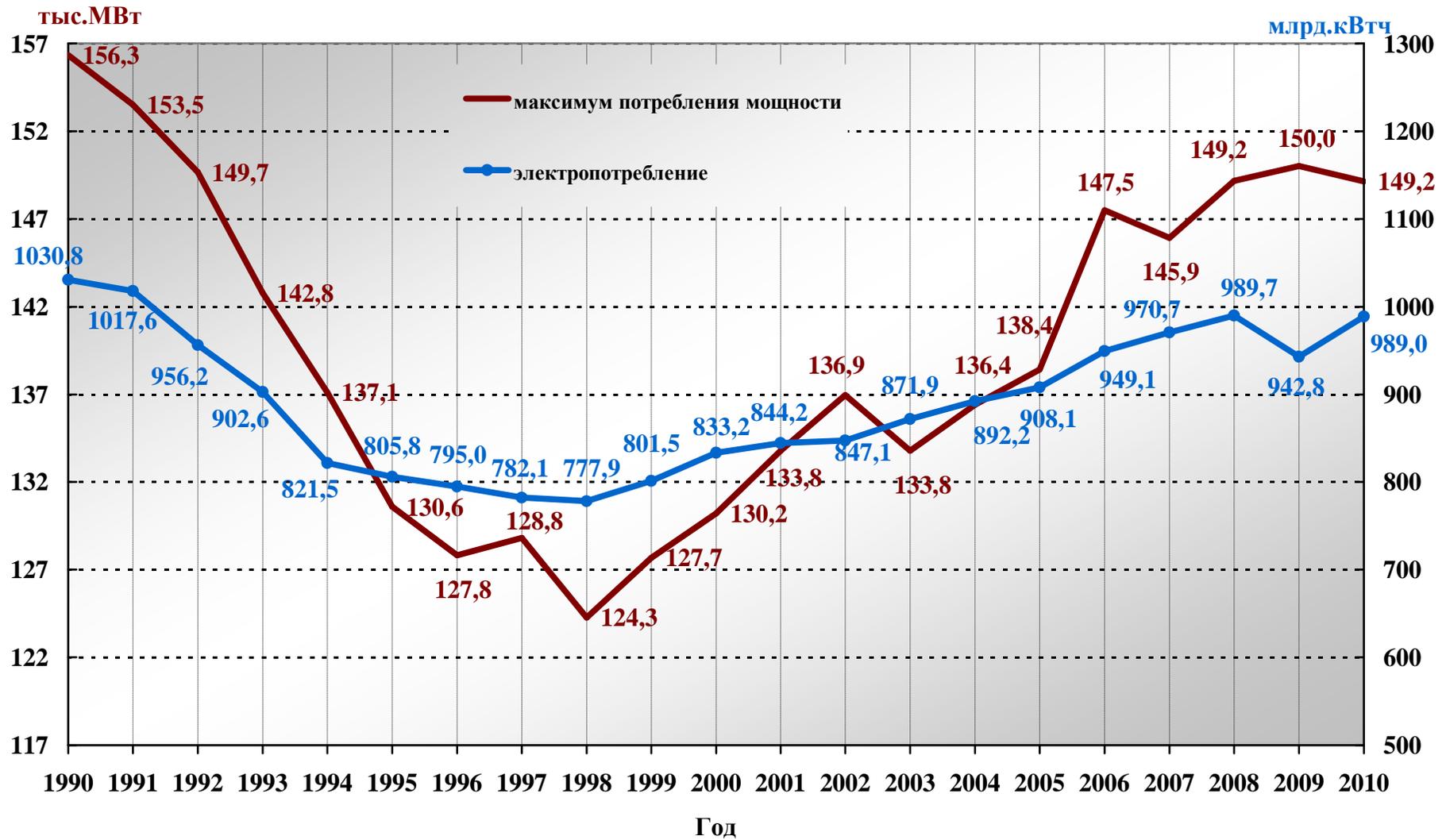


Рис.1.1 Динамика изменения потребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России

Таблица 1.2.

Основные показатели работы ОЭС и ЕЭС России в 2010 году

Показатель	Энергообъединения							
	ЕЭС России	в том числе:						
		Центра	Средней Волги	Урала	Северо- Запада	Юга	Сибири	Востока
Установленная мощность на 01.01.2011, МВт	214868,6	49871,4	26422,2	43285,3	21572,1	17571,2	46899,8	9246,6
± к 2010 г., %	+1,43	+1,33	-0,05	+1,36	+2,66	+7,61	-0,12	+0,61
Располагаемая мощность эл.станций на максимум января 2010 г., МВт	193317	48546	23427	41641	19046	15332	36307*	9018
± к максимуму 2009 г., %	+0,47	+0,89	+1,24	+1,27	-1,81	+0,79	-0,2	-0,28
Нагрузка эл.станций на максимум января 2010 г., МВт	151271	39633	17603	34853	14700	12585	27654	4243
± к максимуму 2009 г., %	-0,37	-0,88	-2,45	-2,63	+2,25	+7,49	+0,24	-2,01
Выработка ЭЭ, млрд. кВтч	1004,72	236,5	109,51	250,47	101,36	75,25	200,54	31,09
± к 2009 г., %	+5,0	+5,3	-0,3	+7,5	+3,9	+8,7	+3,7	+6,2
Потребление ЭЭ, млрд. кВтч	988,96	221,85	104,99	248,73	92,72	82,41	208,35	29,91
± к 2009 г., %	+4,90	+4,8	+5,7	+5,3	+4,4	+5,5	+3,7	+5,9

*- располагаемая мощность за 17.12.2009 и 26.01.2010 принята с учетом ограничений, обусловленных фактическим состоянием оборудования Саяно-Шушенской ГЭС.

2. УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

2.1. Вводы новой мощности, демонтаж, перемаркировка. Структура установленной мощности (ТЭС, ГЭС, АЭС).

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.01.2011 составила **214 868,6 МВт**.

Увеличение установленной мощности электростанций ЕЭС России за счет вводов нового, а также модернизации действующего генерирующего оборудования электростанций составило 3 229,95 МВт.

Ввод новой мощности в 2010 году на электростанциях ЕЭС России с учетом электростанций промышленных предприятий составил 2 886,2 МВт.

Выведено из эксплуатации генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России суммарной мощностью 1 006,7 МВт.

Установленная мощность электростанций энергосистем приведена в табл. 2.1.1.

Таблица 2.1.1

Энергообъединения	На 01.01.2010, МВт	Изменение мощности, МВт				На 01.01.2011, МВт
		Вводы	Вывод из эксплуатации (демонтаж, длит. консервация)	Перемарки- ровка	Прочие изменения (уточнение, присоеди- нение и др.)	
ЕЭС РОССИИ	211 845,7	2886,2	1 006,7	291,9	851,5	214 868,6
ОЭС Центра	49 217,2	700,2	71,0	25,0	-	49 871,4
Средней Волги	26 436,7	110,0	130,0	10,5	-5,0	26 422,2
Урала	42 703,3	201,6	504,5	58,6	826,3	43 285,3
Северо-Запада	21 012,4	605,8	100,3	22,8	31,4	21 572,1
Юга	16 329,1	1124,5	7,7	126,5	-1,2	17 571,2
Сибири	46 956,4	44,1	193,2	92,5	-	46 899,8
Востока	9 190,6	100	0,0	-44,0	-	9 246,6

Структура установленной мощности электростанций энергообъединений на 01.01.2011 приведена в табл. 2.1.2.

Таблица 2.1.2

Энергообъединения	Всего, МВт	ТЭС		ГЭС		АЭС	
		МВт	%	МВт	%	МВт	%
ЕЭС РОССИИ	214 868,6	146071,0	68,0	44531,6	20,7	24266,0	11,3
ОЭС Центра	49 871,4	36209,0	72,6	1828,4	3,7	11834	23,7
Средней Волги	26 422,2	15564,5	58,9	6785,7	25,7	4072	15,4
Урала	43 285,3	40851,7	94,4	1833,6	4,2	600	1,4
Северо-Запада	21 572,1	12895,6	59,8	2916,5	13,5	5760	26,7
Юга	17 571,2	10013,2	57,0	5558,0	31,6	2000	11,4
Сибири	46 899,8	24630,4	52,5	22269,4	47,5	-	-
Востока	9 246,6	5906,6	63,9	3340,0	36,1	-	-

Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России на начало 2011 года по видам генерирующего оборудования представлена на рис. 2.1.1.

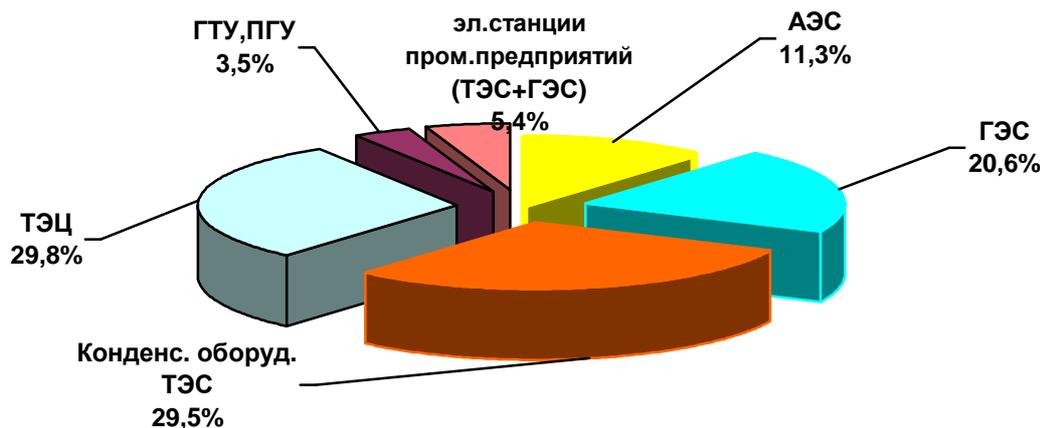


Рис.2.1.1. Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России

Таблица 2.1.3

Вводы генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в 2010 году

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
ОЭС ЦЕНТРА			700,2
ГРЭС-24	№1	ГТУ	110
Сасовская ГТ-ТЭЦ	№1-2	ГТ-009	18
Шатурская ГРЭС	№7	ПГУ-400	393,4
Красавинская ТЭЦ	№1-4	ПГУ	63,8
Воронежская ТЭЦ-2		ПГУ	115,0
ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ			110,0
Самарская ГРЭС	№1	ПТ-12-2,9/0,6	12,0
ТЭЦ ОАО «Мордовцемент»	№1	ПГУ	73,0
ТЭЦ Балаковского з-да мин. удобрений		П-25-34/06	25,0
ОЭС УРАЛА			201,570
Пермская ТЭЦ-13	№4	ГТЭ-16ПА	16
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	№1-2	ГТУ009	18
Ноябрьская ПГЭ	№1	ПГУ	59,57
Ноябрьская ПГЭ	№2	ПГУ	60
Южно-Приобская ТЭЦ	№5-8	ГТУ	48
ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА			605,830
Калининградская ТЭЦ-2	№2	ПГУ	425
ДЭС Коми		Дизель-генератор	0,83
Первомайская ТЭЦ-14	№1	ПГУ	180
ОЭС ЮГА			1124,5
Ростовская АЭС	№2	ВВЭР	1000
Эшаконская МГЭС	№ 1	ГА	0,6
Элистинская ГТ-ТЭЦ	№1-2	ГТ-009	18
Кашхатау ГЭС	№1-3	ГА	65,1
Шахтинская ГТЭС	2-ая очередь	ПГУ	40,8
ОЭС СИБИРИ			44,1
Иркутская ТЭЦ-12	№2	Р-6-3,4/0,5-1	6
ГТЭС ПС ГПП-3	№1	ГТУ	22,5
Белокурхинская ТЭЦ	№1-8	ГПА	15,6
ОЭС ВОСТОКА			100
Партизанская ГРЭС	№2	К-100-90-6	100

2.2. Использование установленной мощности ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России

Число часов использования установленной мощности электростанций в целом по ЕЭС России в 2010 году составило 4711 часов.

При этом число часов использования установленной мощности составляет:

- тепловых электростанций около 4636 часов или 52,9% календарного времени (коэффициент использования установленной мощности);
- атомных электростанций – 7147 часов (81,6% календарного времени);
- гидроэлектростанций – 3577 часов (40,8 % календарного времени);
- электростанций промпредприятий – 4902 часов (56,0 % календарного времени).

Данные, характеризующие использование установленной мощности электростанций ЕЭС России в разрезе ОЭС за период 2009-2010 гг., приведены в табл. 2.2.1.

Таблица 2.2.1

Коэффициенты использования установленной мощности электростанций по ЕЭС России и ОЭС в 2009 и 2010 годах

%

	2009 г.				2010 г.			
	ТЭС	ГЭС	АЭС	Эл.станции пром.пред.	ТЭС	ГЭС	АЭС	Эл.станции пром.пред.
ЕЭС России	49,4	42,9	80,3	53,8	52,9	40,8	81,6	56,0
ОЭС Центра	42,9	25,5	80,2	61,3	47,3	23,6	80,7	54,7
ОЭС Средней Волги	40,1	38,3	89,3	50,7	42,1	33,4	90,5	48,8
ОЭС Урала	62,8	36,7	76,5	71,7	66,9	28,7	74,8	77,2
ОЭС Северо-Запада	43,2	55,0	72,1	45,7	46,4	50,8	75,8	46,3
ОЭС Юга	47,7	43,1	95,0	26,3	50,4	40,6	89,3	32,0
ОЭС Сибири	48,7	45,6	-	44,9	53,5	44,4	-	51,0
ОЭС Востока	37,8	35,3	-	20,3	37,7	39,2	-	19,2

3. ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ЕЭС И ЭНЕРГОСИСТЕМАМ

Фактическое потребление электроэнергии по ЕЭС России в 2010 году составило 988960,6 млн. кВтч, что выше факта 2009 года на 4,5% и выше факта 2008 года на 0,2% (без учёта потребления дополнительного дня високосного 2008 года).

Начиная с 2010 года, в балансе электроэнергии ЕЭС России учтен объем потребления электроэнергии ОАО «Сургутнефтегаз» (Тюменская энергосистема). В целях корректного сравнения балансовых показателей, в потреблении ЕЭС России за 2009 год также учтён фактический объём потребления электроэнергии ОАО «Сургутнефтегаз».

В течение девяти месяцев 2010 года среднее снижение объемов потребляемой электроэнергии по ЕЭС России по сравнению с аналогичным докризисным периодом 2008 года составило 1,9 % (за тот же период в сравнении с 2009 годом прирост потребления составил 5,4%). В четвертом квартале 2009 года наблюдалось значительное увеличение электропотребления. Прирост электропотребления по ЕЭС России в четвертом квартале 2010 года относительно аналогичного периода 2009 года составил всего 2,2%. В итоге увеличение годового объема электропотребления составило 4,5 % к факту 2009 года.

Значительное увеличение годового объема электропотребления наблюдалось по регионам с большой долей промышленных потребителей (в Белгородской, Липецкой, Нижегородской, Свердловской, Челябинской, Волгоградской, Ростовской и Кемеровской областях).

Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России по месяцам 2010 года в сравнении с 2009 и 2008 годами представлена на рис. 3.1.

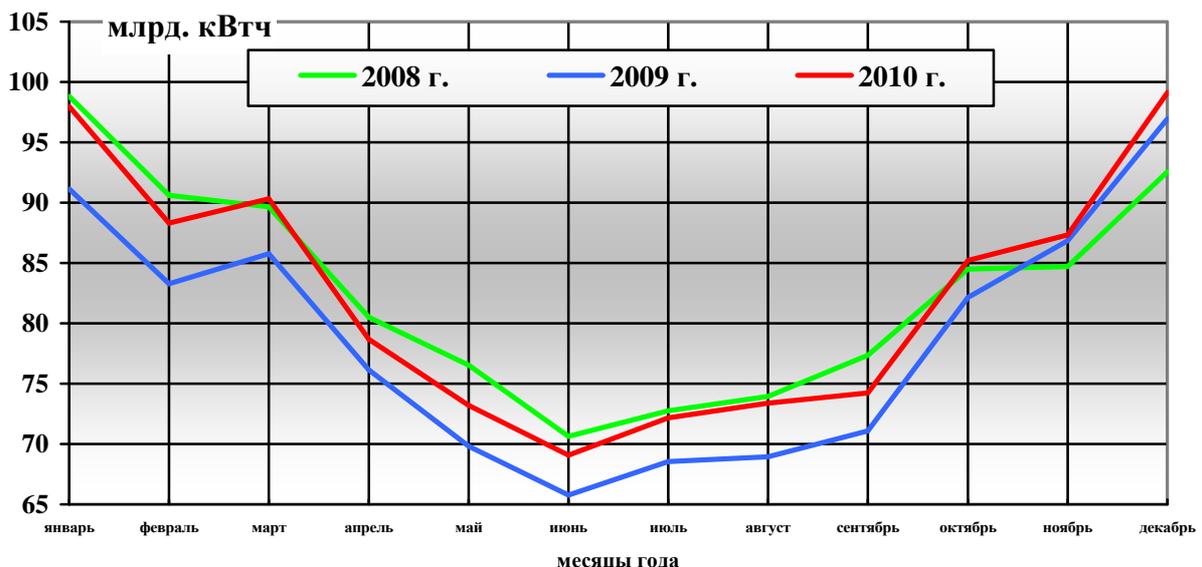


Рис. 3.1. Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России по месяцам 2010 года

На рисунке 3.2. представлена динамика изменения относительной величины потребления электроэнергии (в % к 2009 году) и динамика отклонения

среднемесячной температуры наружного воздуха от 2009 года по месяцам 2010 года по ЕЭС России и ОЭС.

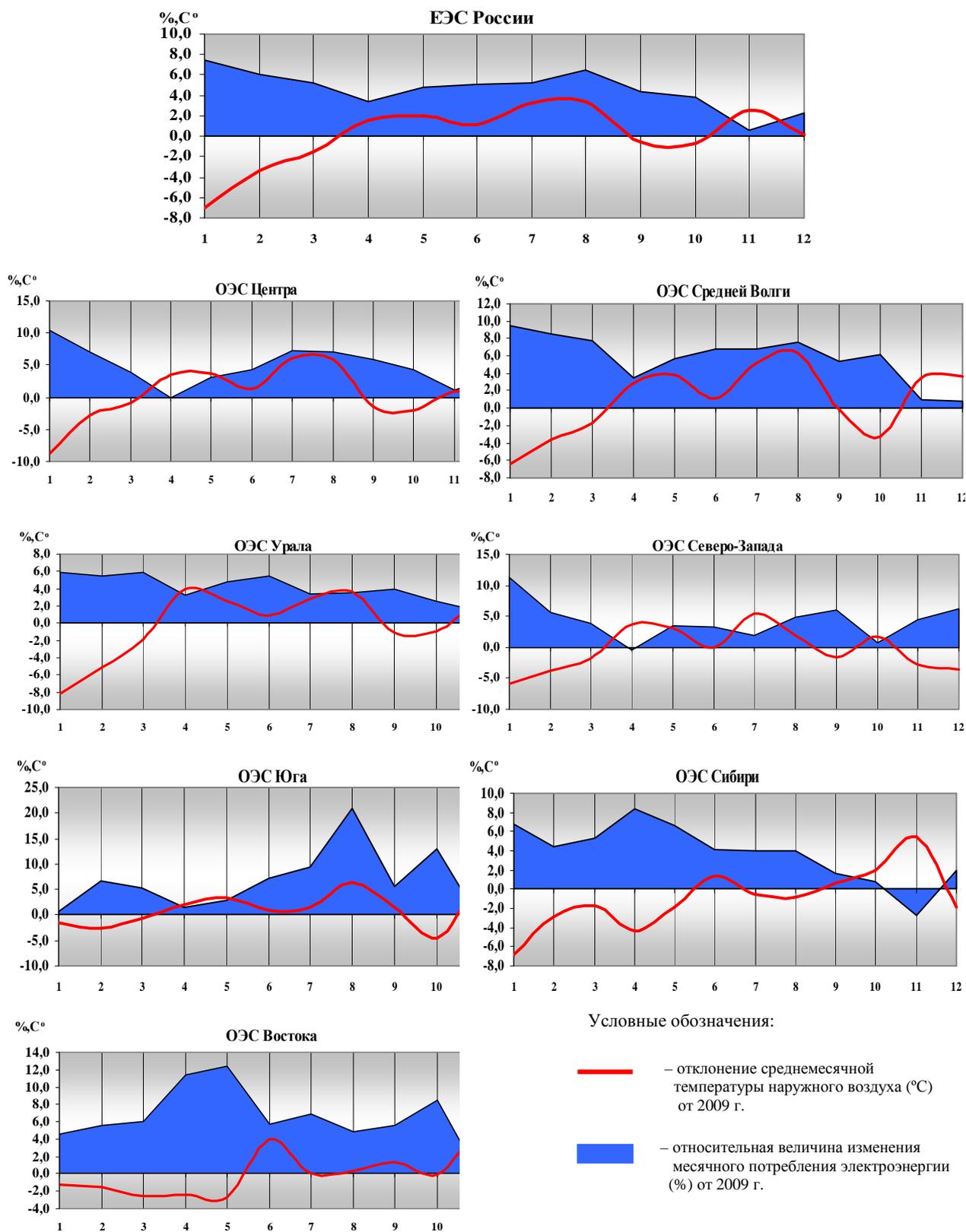


Рис. 3.2. Динамика изменения относительной величины потребления электроэнергии и отклонения фактической температуры наружного воздуха по месяцам 2010 года

В таблице 3.1 приведены данные о фактических годовых объёмах потребления электроэнергии по ЕЭС России, ОЭС и субъектам РФ в 2010 году (включая потребление ОАО «Сургутнефтегаз») в сравнении с фактами 2008 (учтено потребление дополнительного дня високосного года) и 2009 годов.

Таблица 3.1.

млн. кВтч

Наименование энергосистемы, субъекта РФ	Потребление электроэнергии						
	2008	2009	2010	Откл. (+,-) к 2008	Откл. (+,-) к 2009	% к 2008	% к 2009
ЕЭС РОССИИ	989691,3	942824,5	988960,6	-730,7	46136,1	-0,1	4,9
ОЭС Центра	220513,7	211709,0	221847,2	1333,5	10138,2	0,6	4,8
Белгородская область	13398,6	13046,9	14143,7	745,1	1096,8	5,6	8,4
Брянская область	4213,8	4083,7	4290,4	76,6	206,7	1,8	5,1
Владимирская область	7083,7	6678,8	6946,9	-136,8	268,1	-1,9	4,0
Вологодская область	14298,2	12863,8	13606,4	-691,8	742,6	-4,8	5,8
Воронежская область	9560,8	9122,0	9651,5	90,7	529,5	0,9	5,8
Ивановская область	4052,2	3707,6	3811,6	-240,6	104,0	-5,9	2,8
Калужская область	4744,3	4787,3	5040,8	296,5	253,5	6,2	5,3
Костромская область	3790,5	3558,9	3681,5	-109,0	122,6	-2,9	3,4
Курская область	7849,2	7716,1	7995,6	146,4	279,5	1,9	3,6
Липецкая область	10644,7	9494,9	10400,3	-244,4	905,4	-2,3	9,5
Москва и Московская область	95899,5	93998,6	97730,1	1830,6	3731,5	1,9	4,0
Орловская область	2768,8	2628,6	2694,5	-74,3	65,9	-2,7	2,5
Рязанская область	6425,3	6063,5	6368,0	-57,3	304,5	-0,9	5,0
Смоленская область	6187,3	6142,0	6288,1	100,8	146,1	1,6	2,4
Тамбовская область	3546,2	3169,7	3381,4	-164,8	211,7	-4,6	6,7
Тверская область	7711,6	7382,4	7675,6	-36,0	293,2	-0,5	4,0
Тульская область	9993,9	9492,7	10007,6	13,7	514,9	0,1	5,4
Ярославская область	8345,1	7771,5	8133,2	-211,9	361,7	-2,5	4,7
ОЭС Средней Волги	108030,2	99344,2	104992,0	-3038,2	5647,8	-2,8	5,7
Нижегородская область	21840,0	19994,0	22205,3	365,3	2211,3	1,7	11,1
Республика Марий Эл	3235,3	2785,8	3164,8	-70,5	379,0	-2,2	13,6
Республика Мордовия	3085,2	2938,0	3046,8	-38,4	108,8	-1,2	3,7
Пензенская область	4567,2	4379,5	4469,6	-97,6	90,1	-2,1	2,1
Самарская область	24498,3	22382,5	23439,3	-1059,0	1056,8	-4,3	4,7
Саратовская область	13263,7	12368,1	12906,1	-357,6	538,0	-2,7	4,3
Республика Татарстан	25859,2	24006,0	24852,8	-1006,4	846,8	-3,9	3,5
Ульяновская область	6095,9	5681,1	5899,7	-196,2	218,6	-3,2	3,8
Чувашская Республика	5585,4	4809,2	5007,6	-577,8	198,4	-10,3	4,1
ОЭС Урала	250980,9	236210,3	248730,5	-2250,4	12520,2	-0,9	5,3
Республика Башкортостан	24890,6	23602,5	24162,1	-728,5	559,6	-2,9	2,4
Кировская область	7394,5	7042,6	7279,6	-114,9	237,0	-1,6	3,4
Курганская область	4620,4	4177,8	4310,7	-309,7	132,9	-6,7	3,2
Оренбургская область	16042,5	15168,8	15976,5	-66,0	807,7	-0,4	5,3
Пермский край	24051,8	21924,7	22881,8	-1170,0	957,1	-4,9	4,4
Свердловская область	47709,2	42073,0	44713,9	-2995,3	2640,9	-6,3	6,3
Удмуртская республика	8809,3	8357,8	8636,7	-172,6	278,9	-2,0	3,3
Челябинская область	35872,3	32317,0	35047,6	-824,7	2730,6	-2,3	8,4
Тюменская область	81590,3	81546,1	85721,6	4131,3	4175,5	5,1	5,1
ОЭС Северо-Запада	91301,8	88292,0	92722,7	1420,9	4430,7	1,6	5,0

Архангельская область	7921,8	7534,3	7745,9	-175,9	211,6	-2,2	2,8
Калининградская область	3972,9	3864,1	4093,3	120,4	229,2	3,0	5,9
Республика Карелия	9309,1	8633,3	9127,0	-182,1	493,7	-2,0	5,7
Мурманская область	13518,7	13122,5	13269,5	-249,2	147,0	-1,8	1,1
Республика Коми	8829,3	8713,9	8747,3	-82,0	33,4	-0,9	0,4
Новгородская область	3994,1	3914,8	4164,1	170,0	249,3	4,3	6,4
Псковская область	2091,5	2084,8	2182,6	91,1	97,8	4,4	4,7
Санкт-Петербург и Ленинградская область	41664,4	40424,3	43393,0	1728,6	2968,7	4,1	7,3
ОЭС Юга	80985,1	78099,3	82408,5	1423,4	4309,2	1,8	5,5
Астраханская область	4129,7	3987,3	4202,8	73,1	215,5	1,8	5,4
Волгоградская область	19431,5	17549,5	18714,4	-717,1	1164,9	-3,7	6,6
Чеченская республика	2003,9	2088,4	2146,5	142,6	58,1	7,1	2,8
Республика Дагестан	4615,6	4714,1	5018,9	403,3	304,8	8,7	6,5
Республика Ингушетия	495,0	531,0	553,1	58,1	22,1	11,7	4,2
Кабардино-Балкарская республика	1462,9	1463,2	1491,5	28,6	28,3	2,0	1,9
Республика Калмыкия	476,6	463,3	483,0	6,4	19,7	1,3	4,3
Карачаево-Черкесская республика	1171,4	1184,9	1231,7	60,3	46,8	5,1	3,9
Краснодарский край	19514,8	19639,6	20681,6	1166,8	1042,0	6,0	5,3
Ростовская область	16525,5	15650,1	16651,3	125,8	1001,2	0,8	6,4
Республика Северная Осетия-Алания	2187,3	2140,8	2166,2	-21,1	25,4	-1,0	1,2
Ставропольский край	8970,9	8687,1	9067,5	96,6	380,4	1,1	4,4
ОЭС Сибири	209250,9	200924,1	208353,9	-897,0	7429,8	-0,4	3,7
Алтайский край	10836,9	10471,8	10920,7	83,8	448,9	0,8	4,3
Республика Бурятия	5288,6	5233,0	5489,8	201,2	256,8	3,8	4,9
Иркутская область	55009,4	52529,7	54422,3	-587,1	1892,6	-1,1	3,6
Красноярский край (*)	43159,6	41932,4	43261,1	101,5	1328,7	0,2	3,2
Республика Тыва	671,6	676,9	710,1	38,5	33,2	5,7	4,9
Новосибирская область	14898,6	14237,5	14949,2	50,6	711,7	0,3	5,0
Омская область	10552,8	10183,6	10391,5	-161,3	207,9	-1,5	2,0
Томская область	8890,1	8740,5	9051,1	161,0	310,6	1,8	3,6
Забайкальский край	7234,1	7418,1	7568,5	334,4	150,4	4,6	2,0
Республика Хакасия	17649,2	17503,5	17609,5	-39,7	106,0	-0,2	0,6
Кемеровская область	35060,0	31997,1	33980,1	-1079,9	1983,0	-3,1	6,2
ОЭС Востока	28628,7	28245,6	29905,8	1277,1	1660,2	4,5	5,9
Амурская область	6359,4	6665,8	7217,8	858,4	552,0	13,5	8,3
Приморский край	11584,9	11463,4	12135,7	550,8	672,3	4,8	5,9
Хабаровский край (**)	9147,6	8738,9	9063,7	-83,9	324,8	-0,9	3,7
Южно-Якутский энергорайон	1536,8	1377,5	1488,6	-48,2	111,1	-3,1	8,1

(*) – в таблице представлен фактический годовой объем электропотребления по энергосистеме Красноярского края без учета объема потребляемой электроэнергии по изолированно работающей энергосистеме Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа: в 2008 году – 9370,2 млн. кВтч, в 2009 году – 10002,5 млн. кВтч, в 2010 году – 9100,5 млн. кВтч.

(**) – в таблице представлен фактический годовой объем электропотребления по энергосистеме Хабаровского края без учета объема потребляемой электроэнергии Николаевского энергорайона: в 2008 году – 245,8 млн. кВтч, в 2009 году – 248,2 млн. кВтч, в 2010 году – 242,0 млн.кВтч.

4. БАЛАНСЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

4.1. Баланс электрической энергии

Баланс электрической энергии по ЕЭС России за 2009 и 2010 годы представлен в табл. 4.1.1.

Таблица 4.1.1.

Баланс электрической энергии по ЕЭС России за 2009 и 2010 годы

Показатель	2009 год, млн. кВтч	2010 год	
		млн. кВтч	2010/2009 г., %
Выработка электроэнергии, всего	957110,8	1004729,6	105,0
в т.ч.: ТЭС	576486,3	620798,9	107,7
ГЭС	165849,6	158035,4	95,3
АЭС	163110,4	169967,4	104,2
Электростанции промышленных предприятий	51664,5	55927,9	108,3
Электропотребление	942824,5	988960,6	104,9
Сальдо перетоков электроэнергии «+» – прием, «-» – выдача	-14286,3	-15769,0	110,4

Фактический баланс электроэнергии по ЕЭС России за 2010 год с учетом межсистемных и экспортно-импортных перетоков электроэнергии представлен на рис. 4.1.1.

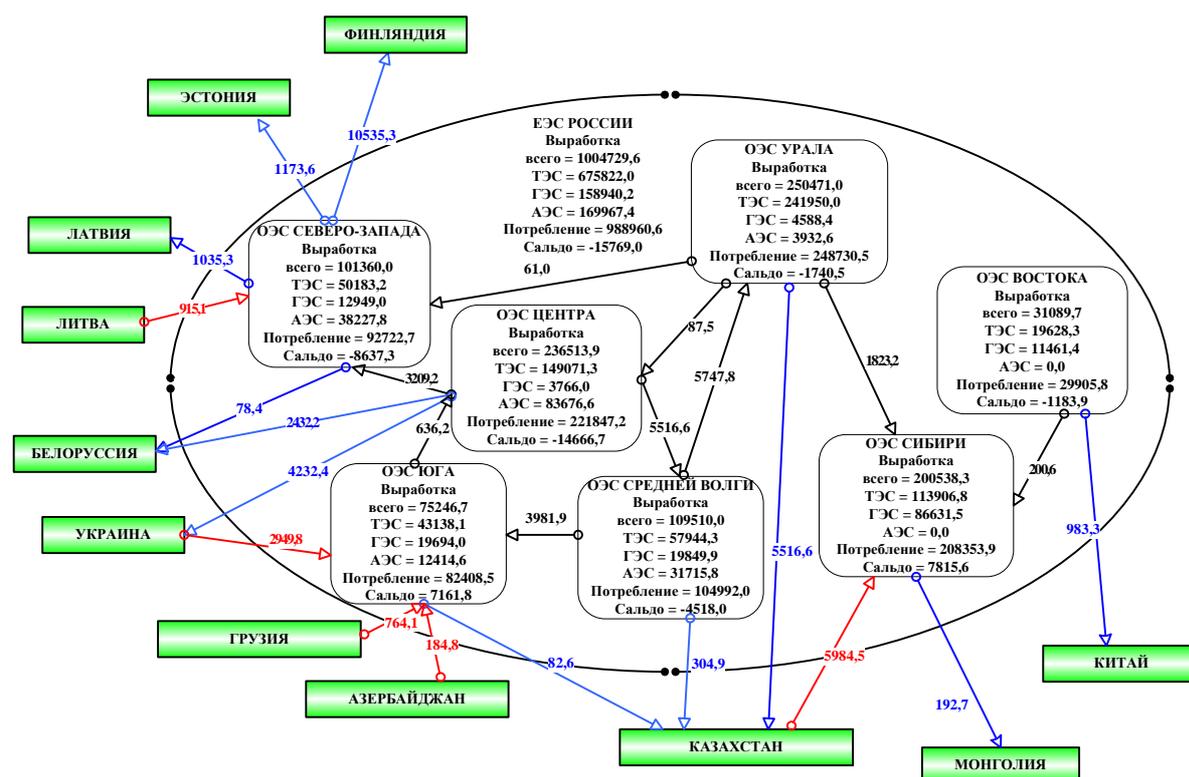


Рис.4.1.1 Фактический баланс электроэнергии по ЕЭС России за 2010 год.

Баланс электрической энергии по ОЭС за 2010 год в сравнении с балансовыми показателями 2009 года представлены в табл. 4.1.2.

Таблица 4.1.2.

Баланс электрической энергии по ОЭС за 2009 и 2010 годы

Показатели	2009 год, млн. кВтч	2010 год	
		млн. кВтч	2010/2009 г., %
ОЭС Центра			
Выработка электроэнергии, всего:	224708,0	236513,9	105,3
в т.ч.: ТЭС	125336,8	136154,2	108,6
ГЭС	3698,3	3421,6	92,5
АЭС	83090,5	83676,6	100,7
Электростанции промышленных предприятий	12582,4	13261,5	105,4
Электропотребление	211709,0	221847,2	104,8
Сальдо перетоков электроэнергии*	-12999,0	-14666,7	112,8
ОЭС Средней Волги			
Выработка электроэнергии, всего:	109866,1	109510,0	99,7
в т.ч.: ТЭС	51665,5	56390,0	109,1
ГЭС	22720,0	19849,9	87,4
АЭС	31299,0	31715,8	101,3
Электростанции промышленных предприятий	4181,6	1554,3	37,2
Электропотребление	99344,2	104992,0	105,7
Сальдо перетоков электроэнергии*	-10521,9	-4518,0	42,9
ОЭС Урала			
Выработка электроэнергии, всего	233022,7	250471,0	107,5
в т.ч.: ТЭС	209873,1	223108,1	106,3
ГЭС	5846,8	4574,6	78,2
АЭС	4022,3	3932,6	97,8
Электростанции промышленных предприятий	13280,5	18855,7	142,0
Электропотребление	236210,3	248730,5	105,3
Сальдо перетоков электроэнергии*	3187,6	-1740,5	-54,6
ОЭС Северо-Запада			
Выработка электроэнергии, всего	97597,6	101360,0	103,9
в т.ч.: ТЭС	39527,9	42383,6	107,2
ГЭС	13979,5	12949,0	92,6
АЭС	36376,7	38227,8	105,1
Электростанции промышленных предприятий	7713,5	7799,6	101,1
Электропотребление	88292,0	92722,7	105,0
Сальдо перетоков электроэнергии*	-9305,6	-8637,3	92,8
ОЭС Юга			
Выработка электроэнергии, всего	69231,6	75246,7	108,7
в т.ч.: ТЭС	39116,8	41996,2	107,4
ГЭС	20626,0	19511,3	94,6
АЭС	8321,9	12414,6	149,2
Электростанции промышленных предприятий	1166,9	1324,6	113,5
Электропотребление	78099,3	82408,5	105,5
Сальдо перетоков электроэнергии*	8867,7	7161,8	80,8

Продолжение Таблицы 4.1.2.

ОЭС Сибири			
Выработка электроэнергии, всего	193423,9	200538,3	103,7
в т.ч.: ТЭС	92048,8	101146,9	109,9
ГЭС	88644,4	86267,6	97,3
АЭС	–	–	–
Электростанции промышленных предприятий	12730,7	13123,8	103,1
Электропотребление	200924,1	208353,9	103,7
Сальдо перетоков электроэнергии*	7500,2	7815,6	104,2
ОЭС Востока			
Выработка электроэнергии, всего	29260,9	31089,7	106,2
в т.ч.: ТЭС	18917,4	19619,9	103,7
ГЭС	10334,6	11461,4	110,9
АЭС	–	–	–
Электростанции промышленных предприятий	8,9	8,4	94,4
Электропотребление	28245,6	29905,8	105,9
Сальдо перетоков электроэнергии*	-1015,3	-1183,9	116,6

(*) – «+» – прием, «-» – выдача

Структура выработки электроэнергии по ЕЭС России

Выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России, включая производство электроэнергии на электростанциях промышленных предприятий, составила 1004,7 млрд. кВтч (прирост к 2009 году составил 4,6%), в том числе:

ТЭС – 675,8 млрд. кВтч (прирост на 7,2%);

ГЭС – 158,9 млрд. кВтч (снижение на 4,7%);

АЭС – 170,0 млрд. кВтч (прирост на 4,2%).

Выработка электроэнергии электростанциями оптовых и территориальных генерирующих компаний составила:

Электростанции ОГК – 337,7 млрд. кВтч (прирост к 2009 году 4,5%)

Электростанции ТГК – 251,5 млрд. кВтч (прирост на 0,6%)

Структура выработки электроэнергии по видам электростанций ЕЭС России в 2010 году приведена на рис. 4.1.2.

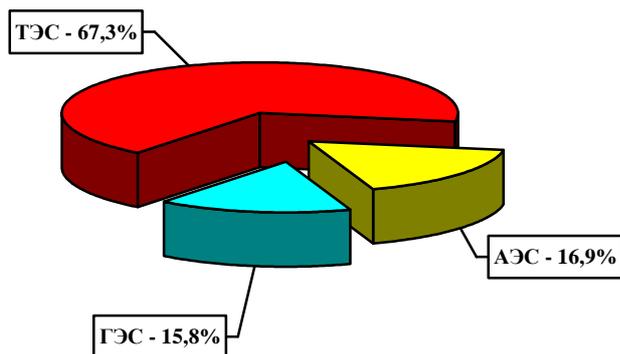
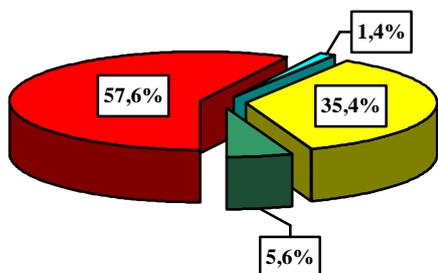


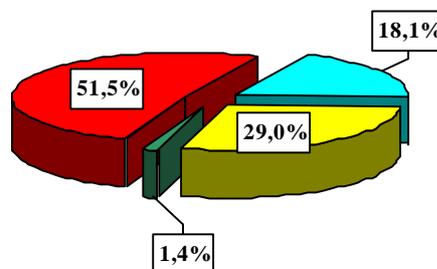
Рис. 4.1.2. Структура выработки электроэнергии по видам электростанций ЕЭС России

Доля выработки электроэнергии по типам электростанций от общей выработки ОЭС в 2010 году представлена на рис. 4.1.3.

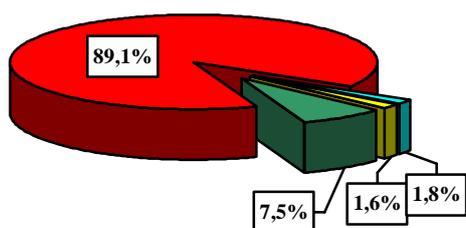
ОЭС Центра



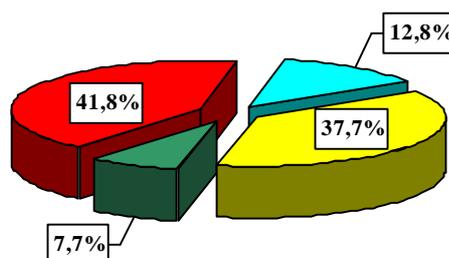
ОЭС Средней Волги



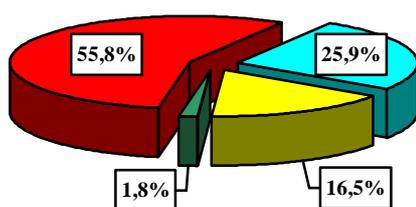
ОЭС Урала



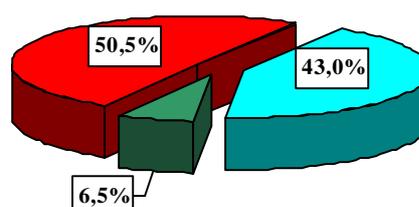
ОЭС Северо-Запада



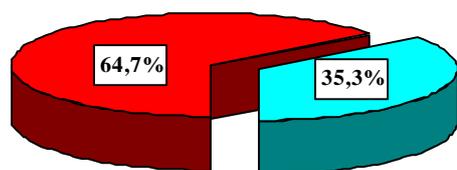
ОЭС Юга



ОЭС Сибири



ОЭС Востока



Условные обозначения:

Доля выработки электростанций от общей выработки соответствующей ОЭС:

- ТЭС
- ГЭС
- АЭС
- электростанций пром. предприятий

Рис. 4.1.3. Доля выработки электроэнергии по типам электростанций от общей выработки ОЭС в 2010 году

4.2. Баланс электрической мощности

Годовой максимум нагрузки потребителей ЕЭС России зафиксирован 26 января 2010 года в 18:00 (мск) при частоте электрического тока 50,010 Гц, среднесуточной температуре наружного воздуха $-21,3^{\circ}\text{C}$ (на 7°C ниже климатической нормы и на $1,3^{\circ}\text{C}$ выше 2009 года) и составил 149157 МВт, что на 0,6% ниже абсолютного годового максимума 2009 года.

Максимальная нагрузка электростанций ЕЭС России в час прохождения максимума нагрузки потребителей составила 151271 МВт.

Покрывание годового максимума потребления нагрузкой электростанций ЕЭС России (с разбивкой по ТЭС, ГЭС, АЭС) представлено на рис. 4.2.1.

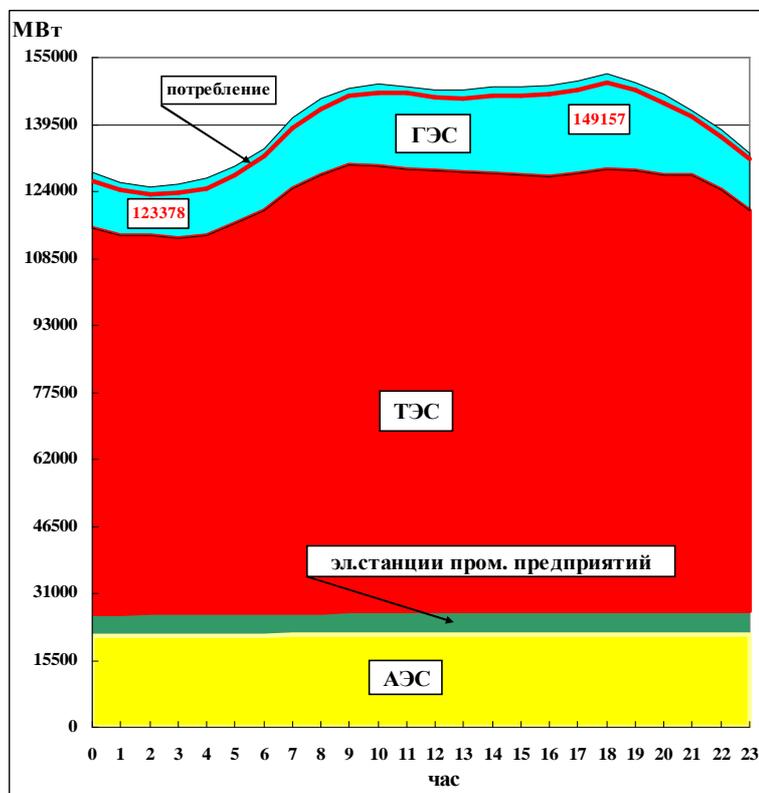


Рис.4.2.1. Нагрузка электростанций в день прохождения годового максимума потребления электрической мощности

Фактическая среднесуточная температура наружного воздуха и отклонение температуры от климатической нормы по энергообъединениям в день прохождения годового максимума потребления ЕЭС России в 2010 году представлены в табл. 4.2.1.

Таблица 4.2.1.

Среднесуточная температура наружного воздуха по ОЭС и ЕЭС России в день прохождения годового максимума потребления в 2010 году

Энергообъединения	Фактическая температура и отклонение от климатической нормы (°С)	
	26 января 2010 года	
	Факт	Отклонение
ЕЭС России	-21,3	-7,0
ОЭС Центра	-21,1	-11,6
ОЭС Средней Волги	-19,3	-6,1
ОЭС Урала	-22,4	-6,3
ОЭС Северо-Запада	-18,0	-8,5
ОЭС Юга	-20,5	-16,9
ОЭС Сибири	-22,1	-0,6
ОЭС Востока	-21,0	-0,3

Баланс мощности по ЕЭС России на час годового максимума потребления мощности в 2010 году представлен в табл. 4.2.2.

Таблица 4.2.2.

Баланс мощности на час годового максимума ЕЭС России 26.01.2010

Энергообъединения, энергосистемы	Располагаемая мощность	Ремонтная мощность	Консервация	Резерв	Нагрузка	Совмещенный максимум потребления	Экспорт (-), импорт (+)
ЕЭС России	193317	13772	403	27871	151271	149157	-2114
ОЭС Центра	48546	1122	60	7731	39633	36612	
ОЭС Средней Волги	23427	2397	150	3277	17603	16285	
ОЭС Урала	41641	3491	160	3137	34853	34606	
ОЭС Сев.-Запада	19046	1758	0	2588	14700	14697	
ОЭС Юга	15332	733	10	2004	12585	13620	
ОЭС Сибири	36307	4248	23	4382	27654	29269	
ОЭС Востока	9018	23	0	4752	4243	4068	

5. Сетевое строительство (перечень ЛЭП 220 кВ и выше, введенных в работу).

В течение 2010 года введены в работу 58 линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше, из них:

ВЛ 500 кВ – 4 ЛЭП;

ВЛ 330 кВ – 8 ЛЭП;

ВЛ 220 кВ – 46 ЛЭП.

Перечень ЛЭП 220 кВ и выше, введенных в работу в 2010 году представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1.

Название ЛЭП	Операционная зона РДУ	Дата ввода в эксплуатацию
1 квартал 2010 г.		
ОДУ Юга		
ВЛ 500 кВ Кубанская - Тихорецк	Кубанское РДУ	19.03.2010 г.
ВЛ 220 кВ Кубанская - Славянская	Кубанское РДУ	19.03.2010 г.
ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Невинномысск	Северокавказское РДУ	22.05.2010 г.
ВЛ 330 кВ Невинномысск – Ставрополь (заход ВЛ 330 кВ Ставрополь – ГЭС-4 на ПС 500 кВ Невинномысская)	Северокавказское РДУ	14.03.2010 г.
ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Невинномысск (заход ВЛ 330 кВ Ставрополь – ГЭС-4 на ПС 500 кВ Невинномысская)	Северокавказское РДУ	14.03.2010 г.
2 квартал 2010 г.		
ОДУ Урала		
ВЛ 500 кВ Холмогорская – Муравленковская	Тюменское РДУ	25.04.2010 г.
ВЛ 500кВ Тарко-Сале – Муравленковская	Тюменское РДУ	25.04.2010 г.
ВЛ 220кВ Магистральная – Средний Балык (заход ВЛ 220 кВ Магистральная – ЮБГПЗ на ПС 220 кВ Средний Балык)	Тюменское РДУ	23.05.2010 г.
ВЛ 220 кВ ЮБГПЗ – Средний Балык (заход ВЛ 220 кВ Магистральная – ЮБГПЗ на ПС 220 кВ Средний Балык)	Тюменское РДУ	23.05.2010 г.
ВЛ 220 кВ Уфимская – Амет I,II цепь	Башкирское РДУ	29.06.2010
ОДУ Средней Волги		
ВЛ 220 кВ Нижегородская – Нагорная-1	Нижегородское РДУ	17.04.2010 г.
ОДУ Центра		
КВЛ 220 кВ Западная – Шмелёво	Московское РДУ	03.04.2010 г.
ОДУ Юга		
ВЛ 220 кВ Кубанская – Крымская 1 цепь (заход ВЛ 220 кВ Крымская – Афипская на ПС 500 кВ Кубанская)	Кубанское РДУ	20.04.2010 г.
ВЛ 220 кВ Кубанская – Афипская (заход ВЛ 220 кВ Крымская – Афипская на ПС 500 кВ Кубанская)	Кубанское РДУ	22.04.2010 г.
ВЛ 220 кВ Кубанская – АЭМЗ 1 цепь	Кубанское РДУ	29.04.2010 г.
ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Невинномысск (заход ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Владикавказ-2 на ПС 500 кВ Невинномысская)	Северокавказское РДУ	22.05.2010 г.

ВЛ 330 кВ Невинномысск – Владикавказ-2 (заход ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Владикавказ-2 на ПС 500 кВ Невинномысская)	Северокавказское РДУ	26.04.2010 г.
ОДУ Востока		
ВЛ 220кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая 2 (заход ВЛ 220кВ Артемовская ТЭЦ – Перевал с отпайкой на ПС Береговая 2)	Приморское РДУ	04.2010 г.
ВЛ 220кВ Береговая 2 – Перевал (заход ВЛ 220кВ Артемовская ТЭЦ – Перевал с отпайкой на ПС 220 кВ Береговая 2)	Приморское РДУ	04.2010 г.
КВЛ 220кВ Владивосток – Аэропорт	Приморское РДУ	06.2010 г.
3 квартал 2010 г.		
ОДУ Северо-Запада		
ВЛ 220 кВ Проспект Испытателей – Завод Ильича (заход ВЛ 220 кВ Парголово – Завод Ильича на ПС 220 кВ Проспект Испытателей)	Ленинградское РДУ	07.2010 г.
ВЛ 220 кВ Парголово – Проспект Испытателей с отпайкой на ПС 220 кВ Полупроводники (заход ВЛ 220 кВ Парголово – Завод Ильича на ПС 220 кВ Проспект Испытателей)	Ленинградское РДУ	07.2010 г.
КВЛ 330 кВ Ленинградская – Центральная (заход ВЛ 330 кВ Ленинградская – Южная кабельной вставкой на новую ПС 330 кВ Центральная)	Ленинградское РДУ	09.2010 г.
КВЛ 330 кВ Южная – Центральная (заход ВЛ 330 кВ Ленинградская – Южная кабельной вставкой на новую ПС 330 кВ Центральная)	Ленинградское РДУ	09.2010 г.
ВЛ 220 кВ Колпинская – Славянка (заход ВЛ 220 кВ Колпинская – Южная на новую ПС 220 кВ Славянка)	Ленинградское РДУ	09.2010 г.
ВЛ 220 кВ Славянка – Южная (заход ВЛ 220 кВ Колпинская – Южная на новую ПС 220 кВ Славянка)	Ленинградское РДУ	09.2010 г.
ОДУ Востока		
ВЛ 220кВ Нерюгрина ГРЭС – Нижний Куранах 2 цепь	Амурское РДУ	09.2010 г.
ОДУ Урала		
Отпайка от ВЛ 220 кВ Первоуральская – Среднеуральская ГРЭС I цепь на ПС 220 кВ Трубная	Свердловское РДУ	30.09.2010 г.
ВЛ 220 кВ Иртыш – ТобТЭЦ 1,2 цепь	Тюменское РДУ	11.09.2010 г.*
ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая 1 цепь	Челябинское РДУ	25.09.2010 г.
ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая 2 цепь	Челябинское РДУ	23.09.2010 г.
ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Новометаллургическая 4 цепь (заход ВЛ 220 кВ Козырево – Новометаллургическая на Челябинскую ТЭЦ- 3)	Челябинское РДУ	11.09.2010 г.
ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 – Козырево 2 цепь (заход ВЛ 220 кВ Козырево – Новометаллургическая на Челябинскую ТЭЦ-	Челябинское РДУ	11.09.2010 г.

3)		
ОДУ Средней Волги		
Отпайка на ПС 220 кВ Терешка от ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Саратовская №1 с отпайками	Саратовское РДУ	25.08.2010 г.
ОДУ Юга		
ВЛ 220 кВ Кубанская – Кирилловская (заход ВЛ 220 кВ Крымская – Кирилловская на ПС 500 кВ Кубанская)	Кубанское РДУ	18.07.2010 г.
ВЛ 220 кВ Кубанская – Крымская 2 цепь (заход ВЛ 220 кВ Крымская – Кирилловская на ПС 500 кВ Кубанская)	Кубанское РДУ	27.07.2010 г.
4 квартал 2010 г.		
ОДУ Северо-Запада		
ВЛ 330 кВ Калининградская ТЭЦ-2 – Центральная О-1	Балтийское РДУ	08.12.2010 г.
ВЛ 330 кВ Калининградская ТЭЦ-2 – Северная-330	Балтийское РДУ	11.12.2010 г.
ОДУ Сибири		
Отпайка на ПС 220 кВ Приангарскую от ВЛ 220 кВ Абалаковская – Раздолинская с отпайками	Красноярское РДУ	08.12.2010 г.
ВЛ 220 кВ Приангарская – Раздолинская №1	Красноярское РДУ	16.12.2010 г.*
ВЛ 220 кВ Богучанская ГЭС – Приангарская №1	Красноярское РДУ	16.12.2010 г.*
ВЛ 220 кВ Богучанская ГЭС – Приангарская №2	Красноярское РДУ	17.12.2010 г.*
ОДУ Урала		
ВЛ 220 кВ Бекетово – Затон (заход ВЛ 220 кВ Бекетово – НПЗ на новую ПС 220 кВ Затон)	Башкирское РДУ	27.12.2010 г.
ВЛ 220 кВ Затон – НПЗ (заход ВЛ 220 кВ Бекетово – НПЗ на новую ПС 220 кВ Затон)	Башкирское РДУ	27.12.2010 г.
ВЛ 220 кВ Северная – Космос 1 цепь	Пермское РДУ	28.11.2010 г.*
ВЛ 220 кВ Северная – Космос 2 цепь	Пермское РДУ	29.11.2010 г.*
ВЛ 220 кВ Калининская – Песчаная (реконструкция ВЛ 220 кВ Среднеуральская ГРЭС – Песчаная с отпайкой на ПС 220 кВ Калининская и с отпайкой на ПС 220 кВ Сварочная)	Свердловское РДУ	26.12.2010 г.
ВЛ 220 кВ Калининская – Среднеуральская ГРЭС (реконструкция ВЛ 220 кВ Среднеуральская ГРЭС – Песчаная с отпайкой на ПС 220 кВ Калининская и с отпайкой на ПС 220 кВ Сварочная)	Свердловское РДУ	22.12.2010 г.
ВЛ 220 кВ Среднеуральская ГРЭС – Сварочная II цепь (реконструкция ВЛ 220 кВ Среднеуральская ГРЭС – Калининская с отпайкой на ПС 220 кВ Сварочная)	Свердловское РДУ	26.12.2010 г.
ВЛ 220 кВ Среднеуральская ГРЭС – Сварочная I цепь (реконструкция ВЛ 220 кВ Среднеуральская ГРЭС – Калининская с отпайкой на ПС 220 кВ Сварочная)	Свердловское РДУ	27.12.2010 г.
ОДУ Средней Волги		
ВЛ 220 кВ Красноармейская – Головная	Самарское РДУ	12.12.2010 г.

(заход ВЛ 220 кВ Головная – Южная на новую ПС 500 кВ Красноармейская)		
ВЛ 220 кВ Красноармейская – Южная (заход ВЛ 220 кВ Головная – Южная на новую ПС 500 кВ Красноармейская)	Самарское РДУ	12.12.2010 г.
ОДУ Юга		
ВЛ 220 кВ Вышестеблиевская – Славянская	Кубанское РДУ	11.11.2010 г.
ВЛ 220 кВ Кубанская – Вышестеблиевская	Кубанское РДУ	04.12.2010 г.
ВЛ 220 кВ Центральная – Черемушки (заход ВЛ 220 кВ Центральная – Армавир на ПС 220 кВ Черемушки)	Кубанское РДУ	17.12.2010 г.
ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки (заход ВЛ 220 кВ Центральная – Армавир на ПС 220 кВ Черемушки)	Кубанское РДУ	17.12.2010 г.
ОДУ Востока		
КВЛ 220кВ Артемовская ТЭЦ – Аэропорт	Приморское РДУ	10.2010 г.
ВЛ 220кВ Владивосток – Волна (новый участок строящейся ВЛ 220кВ Владивосток – Артемовская ТЭЦ включенный в ВЛ Владивосток – Волна)	Приморское РДУ	10.2010 г.
Примечание: * - ЛЭП поставлена под напряжение		

6. ПЛАНИРОВАНИЕ И ВЫПОЛНЕНИЕ РЕМОНТОВ

6.1. Планирование и выполнение ремонтов генерирующего оборудования

В соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации (Постановление Правительства от 26 июля 2007 года №484) ОАО «СО ЕЭС» разработан и утвержден сводный годовой график плановых ремонтов основного энергетического оборудования электростанций (ТЭС, ГЭС, АЭС) ЕЭС России на 2010 год.

При реализации сводного годового графика плановых ремонтов 2010 года в соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации на этапе месячного планирования вносились изменения в сроки проведения плановых ремонтов по инициативе генерирующих компаний в основном из-за:

- увеличения объемов ремонтных работ;
- неготовности электростанции к проведению ремонта (несвоевременная поставка оборудования и запчастей, недостаток финансирования);
- изменения сроков проведения планового ремонта из-за неотложного ремонта другого энергетического оборудования.

Фактический объем мощности выведенного в **капитальный и средний ремонт турбо- и гидроагрегатов ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России** составил 61,28 тыс. МВт, что ниже запланированного **сводным годовым графиком плановых ремонтов с учетом месячных корректировок** на 1,98 тыс.МВт и выше факта прошлого года на 7,69 тыс.МВт.

Выполнен **капитальный и средний ремонт энергооборудования ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России** суммарной мощностью 58,75 тыс. МВт, что ниже запланированного **сводным годовым графиком плановых ремонтов с учетом месячных корректировок** на 6,6 тыс.МВт и выше факта прошлого года на 3,5 тыс.МВт.

Массовый вывод оборудования в плановый ремонт начался в апреле отчетного года. Ход выполнения капитальных и средних ремонтов турбоагрегатов и гидроагрегатов электростанций ЕЭС России по месяцам 2010 года в сравнении с плановыми показателями представлен на рис.6.1.1.-6.1.2.

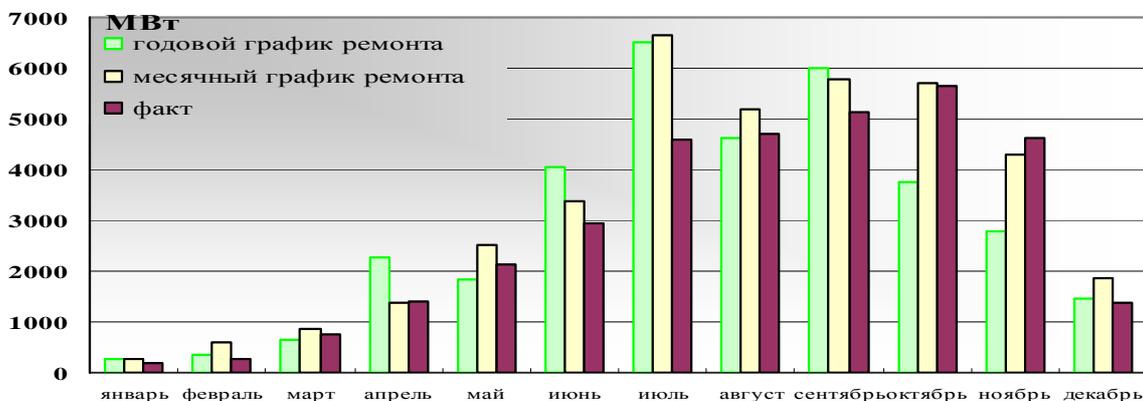


Рис.6.1.1. Объем завершенных капитальных ремонтов турбо-и гидроагрегатов электростанций ЕЭС России по месяцам 2010 г.

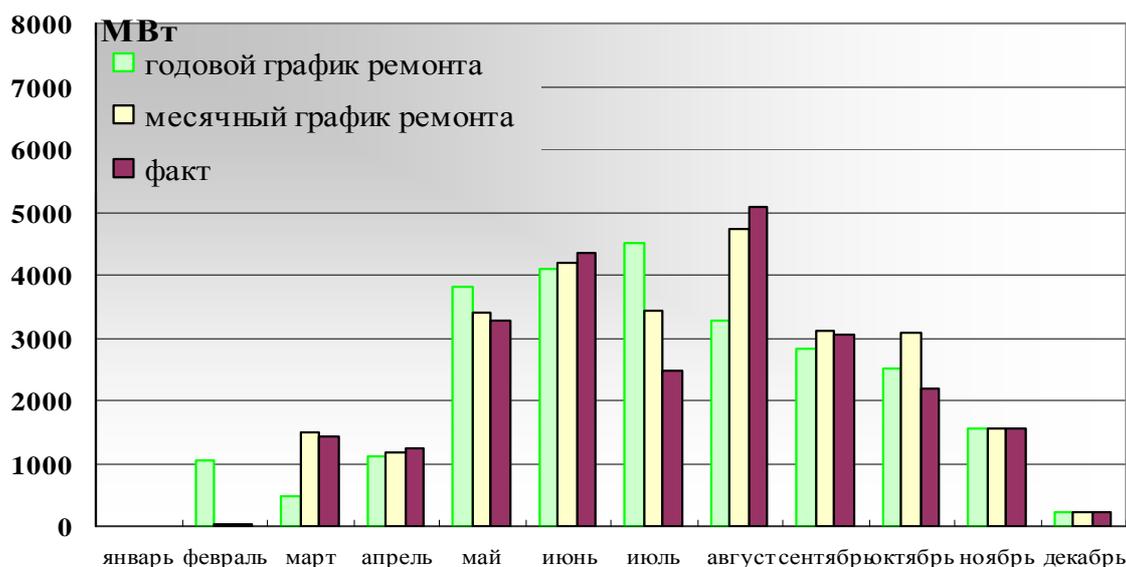


Рис.6.1.2. Объем завершенных средних ремонтов турбо-и гидроагрегатов электростанций ЕЭС России по месяцам 2010 г.

Динамика изменения ремонтной мощности турбоагрегатов ТЭС и АЭС ЕЭС России по месяцам 2010 года (в % от установленной мощности) в сравнении с аналогичным периодом прошлого года показана в табл. 6.1.3. Указанные значения ремонтной мощности являются среднеарифметической величиной за рабочие дни текущего месяца; доля энергоблочного оборудования, находившегося в ремонте, определена относительно установленной мощности этого оборудования.

Данные, приведенные в табл. 6.1.3., показывают:

- максимальное значение ремонтного снижения в 2010 году составило 19,8% (август);
- среднегодовое значение ремонтной мощности в 2010 году составило 14,1% и увеличилось относительно уровня прошлого года на 0,5 процентных пункта. Увеличение произошло за счет роста объемов капитальных ремонтов с 4,4% в 2009 году до 4,8% в 2010 году, неплановых ремонтов с 1,3% до 1,8% при уменьшении объёмов текущих ремонтов – с 5,8% до 5,3%.

Таблица 6.1.3

Динамика изменения ремонтной мощности ТЭС и АЭС ЕЭС России в 2010 году
(средние значения за рабочие дни месяца)

Месяц, год	Мощность ТЭС и АЭС, находившаяся в ремонте																
	Среднее значение установ- ленной мощности,	Все виды ремонтов		Виды ремонтов													
				капитальный		средний		текущий		суммарные значения плановых ремонтов (КР,СР,ТР)		неотложные		аварийные		суммарные значения неотложных и аварийных ремонтов	
тыс.МВт	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	
Январь	157,0	7254	4,6	1858	1,2	781	0,5	2493	1,6	5132	3,3	1191	0,8	931	0,6	2122	1,4
Февраль	157,1	8565	5,5	1871	1,2	1339	0,9	2520	1,6	5730	3,6	1967	1,3	867	0,6	2835	1,8
Март	156,9	13911,6	8,9	2547	1,6	1858	1,2	7760	4,9	12165	7,8	1155	0,7	591	0,4	1746	1,1
Апрель	157,1	24735,9	15,7	6239	4,0	3956	2,5	12699	8,1	22894	14,6	669	0,4	1173	0,7	1842	1,2
Май	157,1	27825,5	17,7	9831	6,3	5631	3,6	11051	7,0	26513	16,9	681	0,4	632	0,4	1313	0,8
Июнь	158,2	30965,7	19,6	12865	8,1	6332	4,0	9296	5,9	28493	18,0	804	0,5	1669	1,1	2473	1,6
Июль	158,0	29260,2	18,5	11817	7,5	6251	4,0	8568	5,4	26636	16,9	1359	0,9	1265	0,8	2624	1,7
Август	158,0	31288,7	19,8	11614	7,4	6536	4,1	10326	6,5	28476	18,0	1582	1,0	1230	0,8	2812	1,8
Сентябрь	158,1	30359,1	19,2	11849	7,5	4149	2,6	11356	7,2	27354	17,3	1776	1,1	1229	0,8	3005	1,9
Октябрь	158,1	29016,5	18,4	10451	6,6	2396	1,5	12335	7,8	25182	15,9	1597	1,0	2237	1,4	3834	2,4
Ноябрь	158,1	16894	10,7	5143	3,3	643	0,4	7320	4,6	13106	8,3	2610	1,7	1177	0,7	3787	2,4
Декабрь	158,5	11150,6	7,0	2996	1,9	245	0,2	3393	2,1	6634	4,2	2845	1,8	1671	1,1	4516	2,8
2010	157,7	22174	14,1	7575	4,8	3402	2,2	8421	5,3	19398	12,3	1537	1,0	1239	0,8	2776	1,8
2009	156,6	21323	13,6	6826	4,4	3475	2,2	9023	5,8	19325	12,3	-	-	-	-	1999	1,3

6.2. Планирование и выполнение ремонтов сетевого оборудования (ЛЭП 220 кВ и выше)

В табл.6.2.1. представлены результаты выполнения плановых ремонтов на ЛЭП 220-750 кВ ЕНЭС

Таблица 6.2.1.

Период	Годовой план	Месячный план	М/Г %	Кол-во поданных заявок				П / М %	Кол-во реализованных заявок				Р/Г %	Р/М %	Р/П %
	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни		ПЛ	НПЛ	НО	АВ		ПЛ	НПЛ	НО	АВ			
				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			
Декабрь	120	959	799	2386				249	1432				1193	149	60
				393	1400	496	97		256	694	390	92			
12 месяцев 2010 года	17106	24445	143	38240				156	29452				172	120	77
				18619	13157	4897	1154		14691	8605	5111	1067			

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, %.

7. Готовность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии за 2010 год.

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

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

Мощность генерирующего оборудования, готового к участию в ОПРЧ, составила 156 331 МВт, не готового к участию в ОПРЧ в среднем по году – 467,16 МВт, мощность генерирующего оборудования, не имеющего технической возможности участия в ОПРЧ – 46 210,17 МВт.

7.2. Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности.

На объекты управления системным оператором отданы 20 361 диспетчерская команда на регулирование реактивной мощности, из них признано невыполненными 40 (0,2% от общего количества), при этом максимально по 18 объектам управления участниками до начала расчетного периода заявлено снижение диапазона регулирования реактивной мощности.

7.3. 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 25 886 диспетчерских команд, из них 884 команды (3,4% от общего количества) признано невыполненными. Ежемесячно выявлялось по 3 случая неудовлетворительного участия ГЭС в автоматическом вторичном регулировании частоты.

7.4. Способность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии.

Среднегодовая величина снижения максимальной мощности генерирующего оборудования, готовой к несению нагрузки, в 2010 году составила 31 865 МВт, в т.ч.:

- плановое ремонтное снижение мощности – 26 976 МВт;
- неплановое снижение мощности – 4 889 МВт (28,2 % от объема планового снижения).

В табл. 7.4.1. представлены среднечасовые значения показатели способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии за отчетный период.

Таблица 7.4.1.

Способность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии	
Ограничения установленной мощности, МВт	17 366
Плановое ремонтное снижение мощности, МВт	26 976
Неплановое снижение мощности, в том числе:	4 889
Снижение максимальной мощности, заявленное в сутки (Y-4), МВт	1 999
Снижение максимальной мощности, заявленное в сутки (X-2), МВт	1 613
Снижение максимальной мощности, заявленное за 4 часа, МВт	1 041
Снижение максимальной мощности в час фактической поставки, МВт	93
Несоблюдение заданного СО состава оборудования, МВт	143
Неплановое увеличение мощности, в том числе:	227
Увеличение минимальной мощности, заявленное в сутки (Y-4), МВт	36
Увеличение минимальной мощности, заявленное в сутки (X-2), МВт	42
Увеличение минимальной мощности, заявленное за 4 часа, МВт	143
Увеличение минимальной мощности в час фактической поставки, МВт	6
Параметры маневренности, в том числе:	11
Несоблюдение нормативного времени включения оборудования, МВт	-
Отступление от норм времени включения оборудования, МВт	10
Изменение скорости набора/сброса нагрузки, МВт	1

8. Соблюдение объемов и сроков ремонтов электросетевого хозяйства, подлежащих мониторингу, в 2010 году

Среднечасовое количество сетевых элементов, подлежащих мониторингу соблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ЛЭП, трансформаторы, автотрансформаторы, шунтирующие реакторы 220 кВ и выше), и находившихся в ремонте за 2010 год, составило 131 объект (4,2% от общего числа объектов мониторинга), из них:

- в плановом ремонте находилось 72 объекта;
- во внеплановом ремонте – 59 объектов (81,9 % от количества объектов, находившихся в плановом ремонте).

Данные представлены в табл.8.1.

Таблица 8.1.

Класс напряжения	Количество объектов мониторинга, N	Плановые ремонты, Nпл	Неплановые ремонты	
			n1	n2
	3140	72	35	24
В том числе:				
500 кВ и выше	520	19	7	4
330 кВ	298	7	3	3
220 кВ	2322	46	25	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 год 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 год 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 год 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.

9. Информация о технологических резервах мощности по производству электрической энергии за 2010 год

Данные представлены в табл.9.1.

Таблица 9.1.

Средние значения резервов активной мощности за 2010 год (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	11598	1424	1801	1601	1192	1427	4153
Резерв используемый	8029	1424	1755	1589	520	1185	1555

10. Параметры расчетной модели оптового рынка электроэнергии за месяц

По состоянию на 01.01.2011 расчетная модель оптового рынка электроэнергии включает в себя:

- узлов – 7974
- ветвей – 12297
- сечений – 661
- агрегатов (режимных генерирующих единиц) – 949
- электростанций – 582
- энергоблоков – 2279

11. Информация за 2010 год 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

Среднее 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 2010 год (на час максимума 1-ой синхронной зоны ЕЭС России) составило 12 725 МВт.

12. Функционирование балансирующего рынка за 2010 год.

В табл. 12.1. представлены ценовые показатели балансирующего рынка

Таблица 12.1.

Ценовые показатели за 2010 г.	руб./МВт ч	% к 2009 году
Европейская зона:		
— средний индикатор БР	850,3	35,2
Сибирская зона:		
— средний индикатор БР	485,5	19,1

В табл. 12.2. представлены предварительные объемы отклонений по внешней инициативе.

Таблица 12.2.

Предварительные объемы отклонений по внешней инициативе за 2010 г., тыс. МВт·ч	АЭС	ГЭС	в т.ч. ГЭС в рег.	ТЭС	Итого
1-ая ценовая зона:					
— ИВ1-	-864,4	-4 254,4	-3 564,8	-11 768,0	-16 886,8
— ИВ1+	361,3	3 818,0	3 162,6	12 521,5	16 700,8
— ИВ01-	-64,1	-1 663,2	-1 168,1	-3 152,9	-4 924,4
— ИВ01+	64,6	1 663,3	1 162,7	3 151,6	4 923,7
— ИВ0-	-56,0	-2 066,0	-1 952,5	-4 395,5	-6 600,6
— ИВ0+	13,8	2 309,0	2 230,0	3 224,1	5 671,7
2-ая ценовая зона:					
— ИВ1-	0,0	-1 964,1	-1 724,3	-2 074,7	-4 038,8
— ИВ1+	0,0	1 862,0	1 539,3	7 837,3	9 699,3
— ИВ01-	0,0	-746,9	-348,6	-391,8	-1 138,7
— ИВ01+	0,0	746,2	348,2	391,8	1 138,0
— ИВ0-	0,0	-2 304,7	-2 253,3	-25,2	-2 329,8
— ИВ0+	0,0	725,5	601,3	250,0	975,5
Неценовые зоны Европейской части:					
— ИВ0-	0,0	0,0	0,0	-71,0	-71,0
— ИВ0+	0,0	0,0	0,0	99,9	99,9
ОЭС Востока:					
— ИВ0-	0,0	-469,5	-469,5	-49,4	-518,9
— ИВ0+	0,0	381,3	381,3	116,6	497,9

* 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.

13. Ожидаемые вводы генерирующего оборудования в 2011 году

Всего в 2011 году ожидается увеличение установленной мощности на величину 8458,3 МВт, в т.ч. за счет новых вводов – 8383,55 МВт, за счет модернизации действующего оборудования – 74,75 МВт.

В соответствии с Распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.08.2010 №1334-р (с учетом изменений, внесенных Распоряжением Правительства Российской Федерации от 26.10.2010 №1685-р и предложений генерирующих компаний о переносе сроков) в 2011 году предполагается ввод объектов генерации по Договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок с увеличением установленной мощности на 6,3 ГВт.

Основные вводы генерирующих мощностей ожидаются на следующих электростанциях:

- ТЭЦ-26 Мосэнерго – ПГУ-420 МВт;
- Яйвинская ГРЭС – ПГУ-422,3 МВт;
- Среднеуральская ГРЭС - ПГУ-420 МВт;
- Сургутская ГРЭС-2 – 2×ПГУ-396,9МВт;
- Южная ТЭЦ-22 – ПГУ-450 МВт;

- Няганская ГРЭС – ПГУ-418 МВт;
- Киришская ГРЭС – ГТУ-540 МВт;
- Краснодарская ГРЭС – ПГУ-410 МВт;
- Невинномысская ГРЭС – ПГУ-400 МВт;

В 2011 году ожидается энергетический пуск энергоблока 1000 МВт на Калининской АЭС.

Перечень ожидаемых вводов генерирующего оборудования в 2011 году, а также увеличение мощности действующих генерирующих мощностей в связи с проведением модернизации оборудования, приведён в табл. 13.1.

Таблица 13.1.

Наименование электростанции	Оборудование	Установленная мощность, МВт	Дата
Вологодская ГТ ТЭЦ-1	ГТЭ-009	18,0	01.06.2011
Калужская ТЭЦ-1	ГТУ	30,0	01.05.2011
Котельная СЗР г. Курск	ПГУ	115,0	01.05.2011
ТЭЦ-26 Мосэнерго	ПГУ	420,0	01.02.2011
РТЭС "Внуково" (Постниково)	ГТУ	90,0	31.01.2011
Щелковская ГТ ТЭЦ	ГТ-009	18,0	01.03.2011
Александровская ГТ-ТЭЦ	ГТУ	18,0	01.11.2011
Касимовская ГТ ТЭЦ	ГТ-009	18,0	01.03.2011
Саратовская ГТ ТЭЦ-1	ГТ-009М	18,0	01.05.2011
Саратовская ГТ ТЭЦ-2	ГТ-009М	18,0	01.06.2011
Пермская ТЭЦ-6	ПГУ	124,0	01.10.2011
Яйвинская ГРЭС	ПГУ	422,3	01.11.2011
Среднеуральская ГРЭС	ПГУ	400,0	01.04.2011
Ревдинская ГТ-ТЭЦ-1	ГТ-009	36,0	01.11.2011
Тюменская ТЭЦ-1	ПГУ	190,0	01.02.2011
Тобольская ТЭЦ	ПГУ	200,0	01.05.2011
Сургутская ГРЭС-2	ПГУ	396,9	01.05.2011
Сургутская ГРЭС-2	ПГУ	396,9	01.06.2011
Приобская ГТЭС	ГТУ	90,0	01.04.2011
Челябинская ТЭЦ-3	ПГУ	225,5	01.06.2011
Южная ТЭЦ-22	ПГУ	450,0	01.04.2011
Няганская ГРЭС	ПГУ	418,0	31.12.2011
Новгородская ТЭЦ	ПГУ	160,0	01.07.2011
Киришская ГРЭС	ГТУ	540,0	30.11.2011
Юго-Западная ТЭЦ	ПГУ	200,0	01.06.2011
Астраханская ГРЭС	ПГУ	110,0	01.03.2011
Краснодарская ТЭЦ	ПГУ	410,0	01.07.2011
Невинномысская ГРЭС	ПГУ	400,0	01.06.2011
Шахтинская ГТЭС	ПГУ	25,0	01.10.2011
Новочеркасская ГТ ТЭЦ	ГТУ009	18,0	01.03.2011
Егорлыкская ГЭС-2	РО-45	14,2	01.02.2011
Иркутская ТЭЦ-12	ПР-6-35	6	31.01.2011
Калининская АЭС *	ВВЭР	1000	31.10.2011
Курганская ТЭЦ-2	ПГУ-1	111	31.03.2011
Курганская ТЭЦ-2	ПГУ-2	111	30.04.2011
ТЭС Новомалино (РТЭС-4 Зеленоград)	ПГУ	72	31.12.2011
ГТЭС Терешково	ПГУ	170	01.07.2011
ГТЭС Кожухово	ПГУ	130	01.07.2011

Ивановские ПГУ	ПГУ	325	31.12.2011
Харанорская ГРЭС	К-200	213,75	31.12.2011
Ливенская ТЭЦ	ПГУ	30	31.12.2011
Сызранская ТЭЦ	ПГУ	225	31.12.2011
ВСЕГО ВВОДЫ		8383,55	
Омская ТЭЦ-3	ПТ-60	10	01.02.2011
Лесогорская ГЭС-10	ПЛ-20	6	01.07.2011
Светогорская ГЭС-11	ПЛ-20	7,25	31.12.2011
Сакмарская ТЭЦ	ПТ-65	5	01.02.2011
Гусиноозерская ГРЭС	К-200	19,5	31.12.2011
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	Р-97	27	01.04.2011
ВСЕГО МОДЕРНИЗАЦИЯ **		74,75	

* - энергетический пуск.

** - учтено увеличение мощности после модернизации в соответствии с ДПМ