



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Отчет о функционировании ЕЭС России в 2011 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 2011 года в составе ЕЭС России работали семь Объединенных энергосистем (ОЭС). 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 2011 года параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Белоруссии, Эстонии, Латвии, Литвы, Грузии, Азербайджана, Казахстана, Украины, Молдавии и Монголии. Через энергосистему Казахстана в течение 2011 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. Параллельно с энергосистемой Норвегии работают отдельные генераторы ГЭС Кольской энергосистемы. От электрических сетей России также осуществлялось электроснабжение выделенных районов Китая. В декабре 2011 года и январе 2012 года успешно проведены испытания вставки постоянного тока на новой межгосударственной воздушной линии электропередачи 500 кВ Амурская – Хэйхэ, построенной в целях увеличения экспорта российской электроэнергии (мощности) в Китай. Новая ВЛ позволит увеличить объем экспорта мощности из ЕЭС России в энергосистему Китая на 750 МВт.

Единая энергосистема России в 2011 году 100% календарного времени работала с нормативной частотой электрического тока, определенной ГОСТ 13109-97. Кроме того, в 2011 году частота электрического тока в ЕЭС России поддерживалась в пределах, установленных Стандартом ОАО «СО ЕЭС» «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 2011 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 России 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 50,118 Гц и 49,896 Гц. Максимальное время отклонения частоты за уровень $50,00 \pm 0,05$ Гц составило 6 мин. 36 сек.¹

В 2011 году суммарная продолжительность работы 1 синхронной зоны ЕЭС России с частотой электрического тока более 50,05 Гц составила 43,5 минуты, а с частотой менее 49,95 Гц – 33,5 минуты.

На конец 2011 года общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила **218 235,8 МВт**.

Выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России в 2011 году составила **1 019,4** млрд. кВтч. **Потребление электроэнергии** в 2011 году составило **1 000,1** млрд. кВтч.

Годовой максимум потребления ЕЭС России зафиксирован в 18:00 20.01.2011 при частоте электрического тока 50,00 Гц и составил **147 769 МВт**. При этом **нагрузка электростанций ЕЭС России** составила **149 603 МВт**.

По ряду энергообъединений и энергосистем уровень потребления мощности 2011 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 2011 году		Исторический максимум		Превышение максимума 2011 над историческим максимумом МВт
	потребление, МВт	дата	потребление, МВт	дата	
Белгородская ЭС	2 100	14.12.2011	2 088	28.12.2010	12
Ингушская ЭС	120	24.11.2011	113	06.01.2010	7
Дагестанская ЭС	1 072	24.11.2011	1 013	28.01.2010	59
Кубанская ЭС	3 658	25.11.2011	3 558	30.12.2008	100
ЭС Приморского края	2 198	31.12.2011	2 195	22.01.1990	3

Динамика изменения потребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России представлена на рисунке 1.1. Основные показатели работы ОЭС и ЕЭС России за 2011 год приведены в табл. 1.2.

¹ За исключением случаев продолжительного (каждый в пределах 15 минут) выхода частоты за $50 \pm 0,05$ Гц в период проведения натуральных системных испытаний 2011 года.

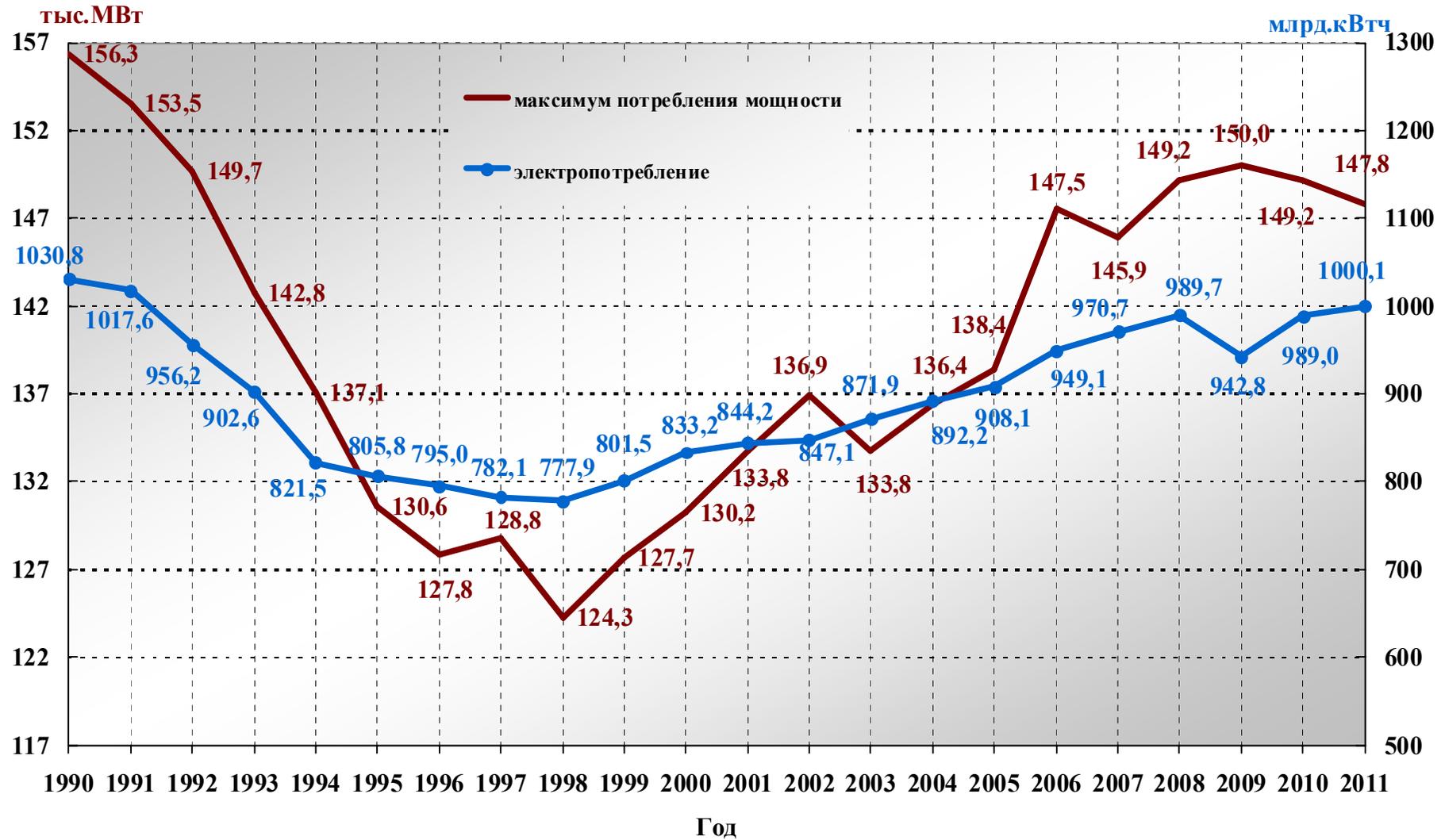


Рис.1.1 Динамика изменения потребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России

Таблица 1.2.

Основные показатели работы ОЭС и ЕЭС России в 2011 году

Показатель	Энергообъединения							
	ЕЭС России	в том числе:						
		Центра	Средней Волги	Урала	Северо- Запада	Юга	Сибири	Востока
Установленная мощность на 01.01.2012, МВт	218 235,8	50 322,9	25 817,7	45 720,9	22 466,7	17 773,0	46 925,0	9 209,6
прирост к 2010 г., %	1,57	0,91	-2,29	5,63	4,15	1,15	0,05	-0,40
Располагаемая мощность эл.станций на максимум января 2011 г., МВт	200 997	49 131	23 700	42 374	20 104	16 427	40 148	9 113 *
прирост к максимуму 2010 г., %	3,97	1,20	1,16	1,76	5,56	7,14	10,58	1,05
Нагрузка эл.станций на максимум января 2010 г., МВт	149 603	37 924	15 729	36 012	15 104	12 344	28 121	4 369 *
прирост к максимуму 2010 г., %	-1,10	-4,31	-10,65	3,33	2,75	-1,92	1,69	2,98
Выработка ЭЭ, млрд. кВтч	1 019,4	239,3	110,3	255,8	105,9	78,9	197,4	31,8
прирост к 2010 г., %	1,45	1,18	0,72	2,13	4,38	4,85	-1,57	2,28
Потребление ЭЭ, млрд. кВтч	1000,1	223,7	108,0	254,6	92,6	85,7	205,0	30,5
прирост к 2010 г., %	1,13	0,83	2,87	2,36	-0,13	3,99	-1,61	1,97

* Располагаемая мощность и нагрузка на час максимума по ОЭС Востока без учета Николаевской ТЭЦ.

2. УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

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

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.01.2012 составила **218 235,8 МВт**.

Увеличение установленной мощности электростанций ЕЭС России за счет вводов нового, а также модернизации действующего генерирующего оборудования электростанций составило 4 907,3 МВт, в том числе:

- ввод новой мощности в 2011 году на электростанциях ЕЭС России с учетом электростанций промышленных предприятий составил 4 688,3 МВт;
- увеличение мощности в связи с модернизацией - 219 МВт.

Выведено из эксплуатации генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России суммарной мощностью 1 507,2 МВт.

Установленная мощность электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России приведена в табл. 2.1.1.

Таблица 2.1.1

Энергообъединения	На 01.01.2011, МВт	Изменение мощности, МВт					На 01.01.2012, МВт
		Вводы	Вывод из эксплуатации (демонтаж, длит. консервация)	Перемарки- ровка		Прочие изменения (уточнение, присоеди- нение и др.)	
				Увели- чение	Сниже- ние		
ЕЭС РОССИИ	214 868,6	4 688,3	1 507,2	219,0	65,0	32,1	218 235,8
ОЭС Центра	49 871,4	718,3	220,0	10,0	57,0	0,2	50 322,9
ОЭС Средней Волги	26 422,2	6,0	621,0	10,5	0,0	0,0	25 817,7
ОЭС Урала	43 285,3	2 447,1	41,9	38,4	8,0	0,0	45 720,9
ОЭС Северо-Запада	21 572,1	932	44,1	13,2	0,0	-6,5	22 466,7
ОЭС Юга	17 571,2	543,9	404,0	23,5	0,0	38,4	17 773,0
ОЭС Сибири	46 899,8	41,0	139,2	123,4	0,0	0,0	46 925,0
ОЭС Востока	9 246,6	0,0	37	0,0	0,0	0,0	9 209,6

Структура установленной мощности электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России на 01.01.2012 приведена в табл. 2.1.2.

Таблица 2.1.2

Энергообъединения	Всего, МВт	ТЭС		ГЭС		АЭС	
		МВт	%	МВт	%	МВт	%
ЕЭС РОССИИ	218 235,8	149 373,6	68,4	44 596,2	20,4	24 266,0	11,2
ОЭС Центра	50 322,9	36 650,3	72,8	1 838,6	3,7	11 834,0	23,5
ОЭС Средней Волги	25 817,7	14 949,5	57,9	6 796,2	26,3	4 072,0	15,8
ОЭС Урала	45 720,9	43 287,3	94,7	1 833,6	4,0	600,0	1,3
ОЭС Северо-Запада	22 466,7	13 771,9	61,3	2 934,8	13,1	5 760,0	25,6
ОЭС Юга	17 773,0	10 189,4	57,3	5 583,6	31,4	2 000,0	11,3
ОЭС Сибири	46 925,0	24 655,6	52,5	22 269,4	47,5	-	-
ОЭС Востока	9 209,6	5 869,6	63,7	3 340,0	36,3	-	-

Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России на начало 2012 года по видам генерирующего оборудования представлена на рис. 2.1.1.

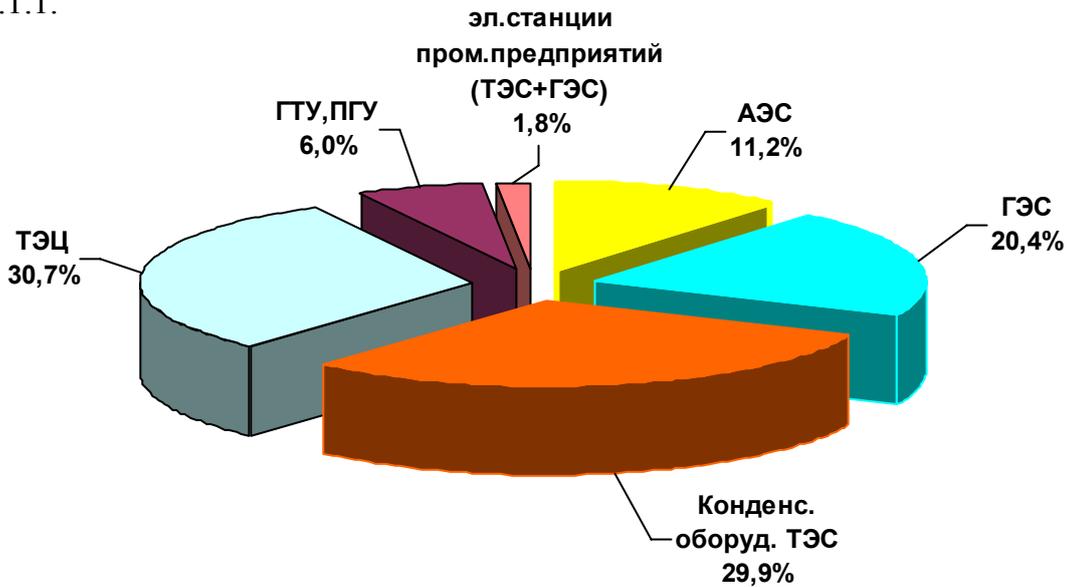


Рис.2.1.1. Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России

Таблица 2.1.3

Вводы генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в 2011 году

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
ОЭС ЦЕНТРА			718,3
Мини-ТЭС Курьяновские очистные сооруж.	№5	JMS 620	2,73
ТЭЦ-26 Мосэнерго	№8	ПГУ	420,9
Курская ТЭЦ СЗР	№1	ПГУ	116,9
Калужская ТЭЦ	№2	ГТУ	29,8
ГТ-ТЭЦ г.Щелково	№1-2	ГТУ	18,0
ГТЭС Лыково	№1	ПГУ	130,0
ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ			6,0
Ромодановская ТЭЦ-4	№2	P-6-35/5M	6,0
ОЭС УРАЛА			2 447,1
Тюменская ТЭЦ-1	№2	ПГУ	190,0
Уфимская ТЭЦ-1		ГТУ	18,7
Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2 (Сургутнефтегаз)	№1-3	ГТУ	36,0
Челябинская ТЭЦ-3	№3	ПГУ	206,3
Сургутская ГРЭС-2	№7	ПГУ	396,9
Сургутская ГРЭС-2	№8	ПГУ	400,2
Яйвинская ГРЭС	№5	ПГУ	424,6
Уфимская ТЭЦ-2	№1	ГТУ	49,0
Тобольская ТЭЦ	№3, №5	P-100-130/15, K-110-1,6	213,3
Среднеуральская ГРЭС	№12	ПГУ	419,0
Сургутнефтегаз (ГПЭС при ДНС-2)	№5,6	ГТУ	3,1
Приобская ГТЭС	№5,6	ГТУ	90,0
ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА			932,0
Южная ТЭЦ-22	№4	ПГУ	425,0
ДЭС Коми			1,5

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
ТЭЦ Сыктывкарского лесопромышленного комплекса	№5У	ГТУ	87,7
ТЭС-1 ОАО "Кондопога"	№1-3	ПР 13/15,8-3,4/1,5/0,6	48,0
Первомайская ТЭЦ-14	№2	ПГУ	180,0
МГЭС "Ляскеля"	№1-6	СГ-800-16В2 УХЛЗ	4,8
Юго-Западная ТЭЦ	№1	ПГУ	185,0
ОЭС ЮГА			543,9
Новочеркасская ГТ-ТЭЦ	№1-2	ГТ-009	18,0
Егорлыкская ГЭС-2	№1-4	РО 45-В-190	14,2
Астраханская ГРЭС	№1	ПГУ	101,5
Невинномысская ГРЭС	№14	ПГУ	410,2
ОЭС СИБИРИ			41,0
Игольско-Таловая ГТЭС	№1-2	ГТУ	12,0
ТЭЦ Новокузнецкого металлургического комбината	№ 4	ПТ-29/35-2,9/1	29,0
ВСЕГО			4 688,3

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

Число часов использования установленной мощности электростанций в целом по ЕЭС России в 2011 году составило 4702 часа.

При этом число часов использования установленной мощности составляет:

- тепловых электростанций около 4635 часов или 52,9 % календарного времени (коэффициент использования установленной мощности);
- атомных электростанций – 7131 час (81,4 % календарного времени);
- гидроэлектростанций – 3492 часа (39,9 % календарного времени);
- электростанций промпредприятий – 5050 часов (57,6 % календарного времени).

Данные, характеризующие использование установленной мощности электростанций ЕЭС России в разрезе ОЭС за период 2010-2011 гг., приведены в табл. 2.2.1.

Таблица 2.2.1

Коэффициенты использования установленной мощности электростанций по ЕЭС России и ОЭС в 2010 и 2011 годах

%

	2010 г.				2011 г.			
	ТЭС	ГЭС	АЭС	Эл.станции пром.пред.	ТЭС	ГЭС	АЭС	Эл.станции пром.пред.
ЕЭС России	52,9	40,8	81,6	56,0	52,9	39,9	81,4	57,6
ОЭС Центра	47,3	23,6	80,7	54,7	47,3	21,7	78,5	58,9
ОЭС Средней Волги	42,1	33,4	90,5	48,8	43,3	32,9	92,5	46,7
ОЭС Урала	66,9	28,7	74,8	77,2	66,2	29,7	80,9	77,7
ОЭС Северо-Запада	46,4	50,8	75,8	46,3	47,2	47,1	76,6	48,3
ОЭС Юга	50,4	40,6	89,3	32,0	50,7	37,1	90,2	36,8
ОЭС Сибири	53,5	44,4	-	51,0	51,4	44,7	0,0	47,6
ОЭС Востока	37,7	39,2	-	19,2	42,0	34,5	0,0	21,0

3. ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ЕЭС И ЭНЕРГОСИСТЕМАМ

Фактическое потребление электроэнергии по ЕЭС России в 2011 году составило 1 000 069,5 млн. кВтч, что выше факта 2010 года на 1,1% и выше факта 2009 года на 5,7%.

В течение девяти месяцев 2011 года среднее увеличение объемов потребляемой электроэнергии по ЕЭС России по сравнению с аналогичным периодом 2010 года составило 1,4%. В четвертом квартале произошло изменение динамики потребления электроэнергии, обусловленное в основном температурным фактором.

В октябре 2011 года температура наружного воздуха превышала температурную норму на 3,5°C и на 1,7°C среднемесячную аналогичного периода прошлого года. В связи с этим в октябре 2011 года электропотребление в целом по ЕЭС России снизилось на 0,8%.

По сравнению с теплым ноябрем 2010 года (отклонение среднемесячной температуры по ЕЭС России от нормы составило +5,4°C) прирост электропотребления в 2011 году составил 4,5%.

В декабре 2010 года среднемесячная температура по ЕЭС России соответствовала норме -11,9°C, в декабре 2011 года наблюдалось значительное повышение температуры, так среднемесячная температура по ЕЭС России на 5,4°C превысила температурную норму. Снижение объема электропотребления в декабре 2011 года по ЕЭС России в сравнении с аналогичным периодом 2010 года составило 1,8%.

Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России по месяцам 2011 года в сравнении с 2010 и 2009 годами представлена на рис. 3.1.

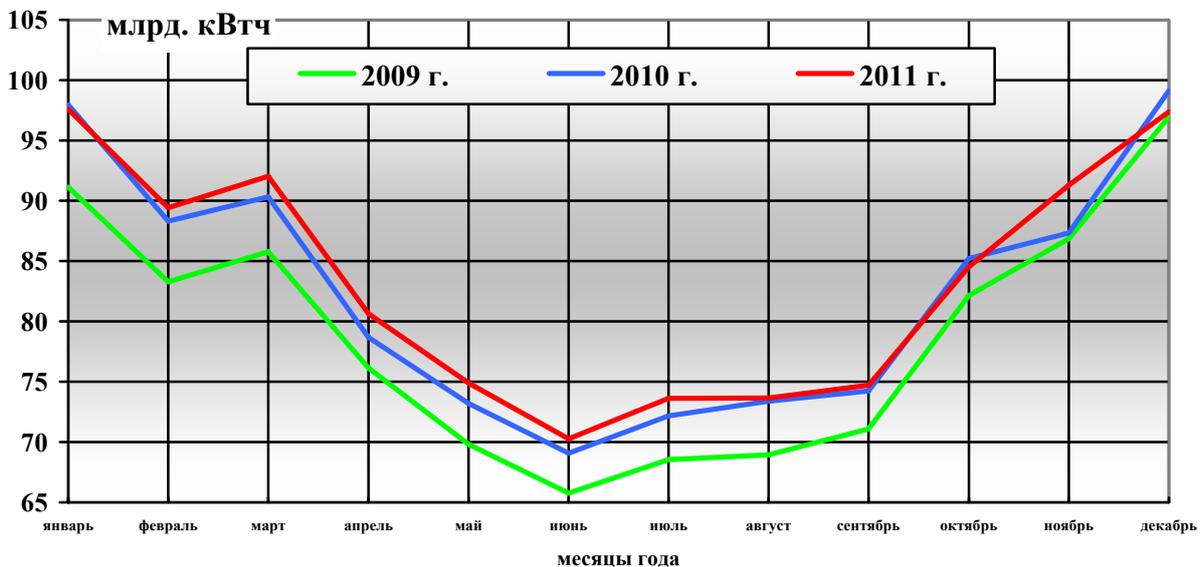


Рис. 3.1. Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России по месяцам 2009 – 2011 годов

На рисунке 3.2. представлена динамика изменения относительной величины потребления электроэнергии (в % к 2010 году) и динамика отклонения среднемесячной температуры наружного воздуха от 2010 года по месяцам 2011 года по ЕЭС России и ОЭС.

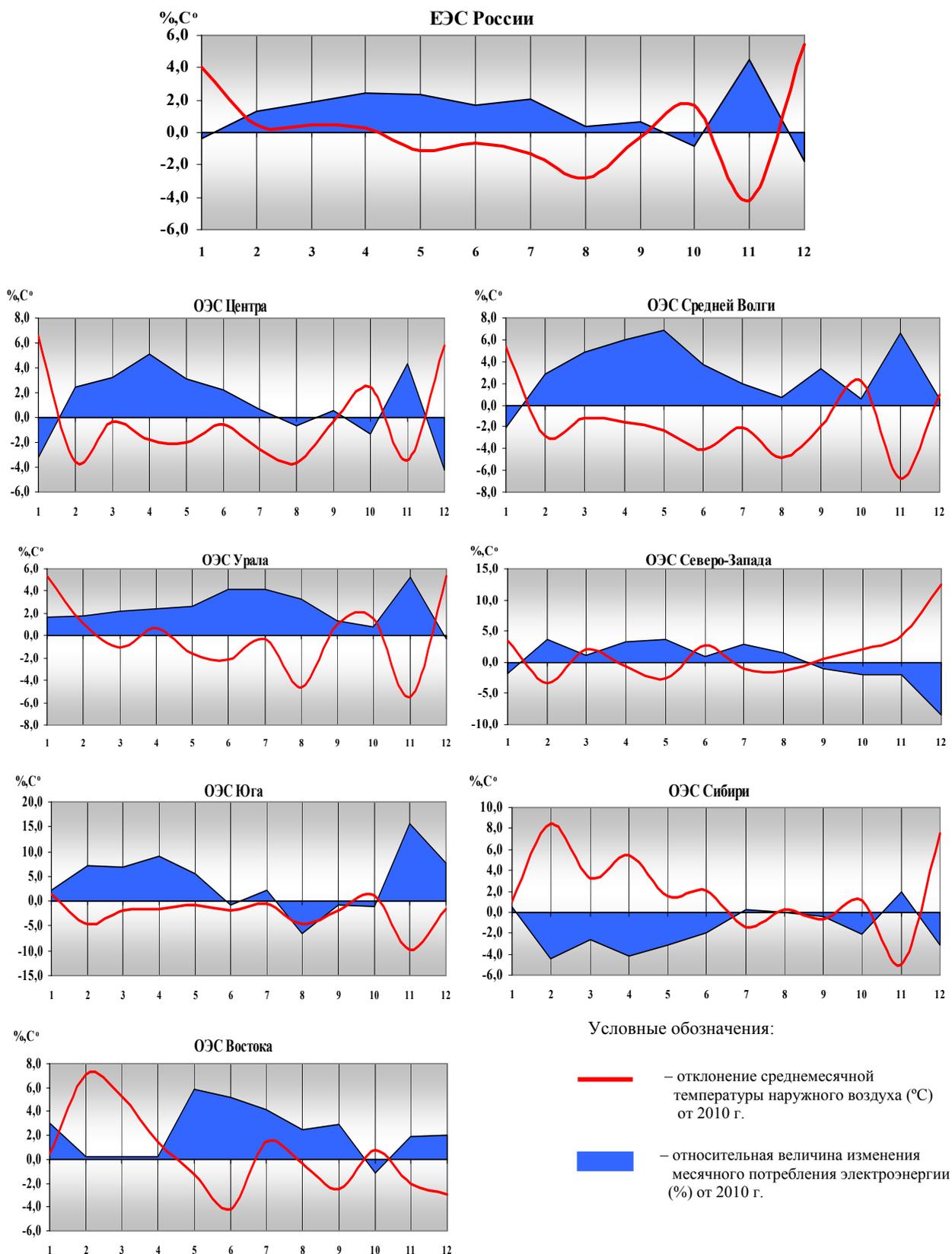


Рис. 3.2. Динамика изменения относительной величины потребления электроэнергии и отклонения фактической температуры наружного воздуха по месяцам 2011 года

В таблице 3.1 приведены данные о фактических годовых объемах потребления электроэнергии по ЕЭС России, ОЭС и субъектам РФ в 2011 году в сравнении с фактами 2010 и 2009 годов.

Таблица 3.1.
млн. кВтч

Наименование энергосистемы, субъекта РФ	Потребление электроэнергии						
	2009	2010	2011	Откл. (+,-) к 2009	Откл. (+,-) к 2010	% к 2009	% к 2010
ЕЭС РОССИИ	946454,2	988960,6	1000069,5	53615,3	11108,9	5,7	1,1
ОЭС Центра	211709,0	221847,2	223676,6	11967,6	1829,4	5,7	0,8
Белгородская область	13046,9	14143,7	14754,8	1707,9	611,1	13,1	4,3
Брянская область	4083,7	4290,4	4333,7	250,0	43,3	6,1	1,0
Владимирская область	6678,8	6946,9	6964,8	286,0	17,9	4,3	0,3
Вологодская область	12863,8	13606,4	13599,2	735,4	-7,2	5,7	-0,1
Воронежская область	9122,0	9651,5	9757,6	635,6	106,1	7,0	1,1
Ивановская область	3707,6	3811,6	3697,5	-10,1	-114,1	-0,3	-3,0
Калужская область	4787,3	5040,8	5119,1	331,8	78,3	6,9	1,6
Костромская область	3558,9	3681,5	3611,5	52,6	-70,0	1,5	-1,9
Курская область	7716,1	7995,6	8120,7	404,6	125,1	5,2	1,6
Липецкая область	9494,9	10400,3	10990,7	1495,8	590,4	15,8	5,7
Москва и Московская область	93998,6	97730,1	98223,1	4224,5	493,0	4,5	0,5
Орловская область	2628,6	2694,5	2705,5	76,9	11,0	2,9	0,4
Рязанская область	6063,5	6368,0	6338,5	275,0	-29,5	4,5	-0,5
Смоленская область	6142,0	6288,1	6204,5	62,5	-83,6	1,0	-1,3
Тамбовская область	3169,7	3381,4	3445,7	276,0	64,3	8,7	1,9
Тверская область	7382,4	7675,6	7688,6	306,2	13,0	4,1	0,2
Тульская область	9492,7	10007,6	9936,0	443,3	-71,6	4,7	-0,7
Ярославская область	7771,5	8133,2	8185,1	413,6	51,9	5,3	0,6
ОЭС Средней Волги	99344,2	104992,0	108005,0	8660,8	3013,0	8,7	2,9
Нижегородская область	19994,0	22205,3	22764,7	2770,7	559,4	13,9	2,5
Республика Марий Эл	2785,8	3164,8	3252,3	466,5	87,5	16,7	2,8
Республика Мордовия	2938,0	3046,8	3237,3	299,3	190,5	10,2	6,3
Пензенская область	4379,5	4469,6	4567,7	188,2	98,1	4,3	2,2
Самарская область	22382,5	23439,3	24066,2	1683,7	626,9	7,5	2,7
Саратовская область	12368,1	12906,1	13279,6	911,5	373,5	7,4	2,9
Республика Татарстан	24006,0	24852,8	25531,7	1525,7	678,9	6,4	2,7
Ульяновская область	5681,1	5899,7	6038,6	357,5	138,9	6,3	2,4
Чувашская Республика	4809,2	5007,6	5266,9	457,7	259,3	9,5	5,2
ОЭС Урала	239320,4	248730,5	254597,5	15277,1	5867,0	6,4	2,4
Республика Башкортостан	23602,5	24162,1	24982,9	1380,4	820,8	5,8	3,4
Кировская область	7042,6	7279,6	7388,7	346,1	109,1	4,9	1,5
Курганская область	4177,8	4310,7	4492,8	315,0	182,1	7,5	4,2
Оренбургская область	15168,8	15976,5	16460,1	1291,3	483,6	8,5	3,0
Пермский край	21924,7	22881,8	23557,4	1632,7	675,6	7,4	3,0
Свердловская область	42073,0	44713,9	46188,2	4115,2	1474,3	9,8	3,3
Удмуртская республика	8357,8	8636,7	9114,3	756,5	477,6	9,1	5,5
Челябинская область	32317,0	35047,6	36192,2	3875,2	1144,6	12,0	3,3
Тюменская область	84656,2	85721,6	86220,9	1564,7	499,3	1,8	0,6
ОЭС Северо-Запада	88811,6	92722,7	92554,1	3742,5	-168,6	4,2	-0,2
Архангельская область	7534,3	7745,9	7631,5	97,2	-114,4	1,3	-1,5

Наименование энергосистемы, субъекта РФ	Потребление электроэнергии						
	2009	2010	2011	Откл. (+,-) к 2009	Откл. (+,-) к 2010	% к 2009	% к 2010
Калининградская область	3864,1	4093,3	4157,1	293,0	63,8	7,6	1,6
Республика Карелия	8633,3	9127,0	8989,4	356,1	-137,6	4,1	-1,5
Мурманская область	13122,5	13269,5	13113,2	-9,3	-156,3	-0,1	-1,2
Республика Коми	8713,9	8747,3	8865,6	151,7	118,3	1,7	1,4
Новгородская область	3914,8	4164,1	4174,0	259,2	9,9	6,6	0,2
Псковская область	2084,8	2182,6	2137,0	52,2	-45,6	2,5	-2,1
Санкт-Петербург и Ленинградская область	40943,9	43393,0	43486,3	2542,4	93,3	6,2	0,2
ОЭС Юга	78099,3	82408,5	85748,6	7649,3	3340,1	9,8	4,1
Астраханская область	3987,3	4202,8	4285,5	298,2	82,7	7,5	2,0
Волгоградская область	17549,5	18714,4	19090,8	1541,3	376,4	8,8	2,0
Чеченская республика	2088,4	2146,5	2331,1	242,7	184,6	11,6	8,6
Республика Дагестан	4714,1	5018,9	5446,7	732,6	427,8	15,5	8,5
Республика Ингушетия	531,0	553,1	614,2	83,2	61,1	15,7	11,0
Кабардино-Балкарская республика	1463,2	1491,5	1531,1	67,9	39,6	4,6	2,7
Республика Калмыкия	463,3	483,0	476,0	12,7	-7,0	2,7	-1,4
Карачаево-Черкесская республика	1184,9	1231,7	1296,7	111,8	65,0	9,4	5,3
Краснодарский край	19639,6	20681,6	21960,9	2321,3	1279,3	11,8	6,2
Ростовская область	15650,1	16651,3	17034,0	1383,9	382,7	8,8	2,3
Республика Северная Осетия-Алания	2140,8	2166,2	2301,1	160,3	134,9	7,5	6,2
Ставропольский край	8687,1	9067,5	9380,5	693,4	313,0	8,0	3,5
ОЭС Сибири	200924,1	208353,9	204966,3	4042,2	-3387,6	2,0	-1,6
Алтайский край	10471,8	10920,7	10812,4	340,6	-108,3	3,3	-1,0
Республика Бурятия	5233,0	5489,8	5349,9	116,9	-139,9	2,2	-2,5
Иркутская область	52529,7	54422,3	53179,5	649,8	-1242,8	1,2	-2,3
Красноярский край (*)	41932,4	43261,1	42395,0	462,6	-866,1	1,1	-2,0
Республика Тыва	676,9	710,1	710,4	33,5	0,3	4,9	0,0
Новосибирская область	14237,5	14949,2	14758,4	520,9	-190,8	3,7	-1,3
Омская область	10183,6	10391,5	10479,6	296,0	88,1	2,9	0,8
Томская область	8740,5	9051,1	8859,9	119,4	-191,2	1,4	-2,1
Забайкальский край	7418,1	7568,5	7562,6	144,5	-5,9	1,9	-0,1
Республика Хакасия	17503,5	17609,5	16809,9	-693,6	-799,6	-4,0	-4,5
Кемеровская область	31997,1	33980,1	34048,7	2051,6	68,6	6,4	0,2
ОЭС Востока	28245,6	29905,8	30521,4	2275,8	615,6	8,1	2,1
Амурская область	6665,8	7217,8	7391,6	725,8	173,8	10,9	2,4
Приморский край	11463,4	12135,7	12426,0	962,6	290,3	8,4	2,4
Хабаровский край (**)	8738,9	9063,7	9111,7	372,8	48,0	4,3	0,5
Южно-Якутский энергорайон	1377,5	1488,6	1592,1	214,6	103,5	15,6	7,0

(*) – 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 2009 году – 10002,5 млн. кВтч, в 2010 году – 9100,5 млн. кВтч, в 2011 году – 9569,6 млн. кВтч.

(**) – в таблице представлен фактический годовой объем электропотребления по энергосистеме Хабаровского края без учёта объема потребляемой электроэнергии Николаевского энергорайона: в 2009 году – 248,2 млн. кВтч, в 2010 году – 242,0 млн. кВтч, в 2011 году – 243,2 млн.кВтч.

4. БАЛАНСЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

4.1. Баланс электрической энергии

Баланс электрической энергии по ЕЭС России за 2010 и 2011 годы представлен в табл. 4.1.1.

Таблица 4.1.1.

Баланс электрической энергии по ЕЭС России за 2010 и 2011 годы

Показатель	2010 год, млн. кВтч	2011 год	
		млн. кВтч	2011/2010 г., %
Выработка электроэнергии, всего	1004729,6	1019375,3	101,5
в т.ч.: ТЭС	620798,9	633865,1	102,1
ГЭС	158035,4	154536,4	97,8
АЭС	169967,4	172528,2	101,5
Электростанции промышленных предприятий	55927,9	58445,6	104,5
Электропотребление	988960,6	1000069,5	101,1
Сальдо перетоков электроэнергии «+» – прием, «-» – выдача	-15769,0	-19305,8	122,4

Фактический баланс электроэнергии по ЕЭС России за 2011 год с учетом межсистемных и экспортно-импортных перетоков электроэнергии представлен на рис. 4.1.1.

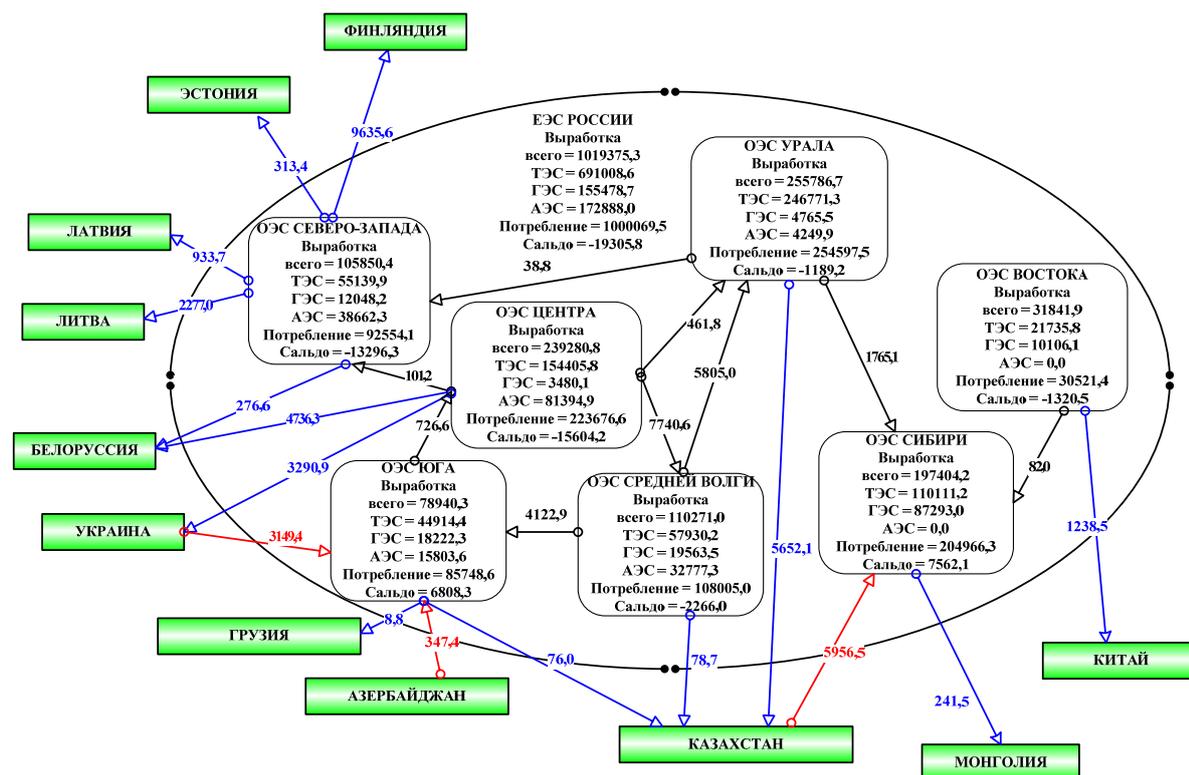


Рис.4.1.1 Фактический баланс электроэнергии по ЕЭС России за 2011 год.

Баланс электрической энергии по ОЭС за 2011 год в сравнении с балансовыми показателями 2010 года представлены в табл. 4.1.2.

Таблица 4.1.2.

Баланс электрической энергии по ОЭС за 2010 и 2011 годы

Показатели	2010 год, млн. кВтч	2011 год	
		млн. кВтч	2011/2010 г., %
ОЭС Центра			
Выработка электроэнергии, всего:	236513,9	239280,8	101,2
в т.ч.: ТЭС	136154,2	140495,0	103,2
ГЭС	3421,6	3158,5	92,3
АЭС	83676,6	81394,9	97,3
Электростанции промышленных предприятий	13261,5	14232,4	107,3
Электропотребление	221847,2	223676,6	100,8
Сальдо перетоков электроэнергии*	-14666,7	-15604,2	106,4
ОЭС Средней Волги			
Выработка электроэнергии, всего:	109510,0	110271,0	100,7
в т.ч.: ТЭС	56390,0	56710,3	100,6
ГЭС	19849,9	19563,5	98,6
АЭС	31715,8	32417,5	102,2
Электростанции промышленных предприятий	1554,3	1579,7	101,6
Электропотребление	104992,0	108005,0	102,9
Сальдо перетоков электроэнергии*	-4518,0	-2266,0	50,2
ОЭС Урала			
Выработка электроэнергии, всего:	250471,0	255786,7	102,1
в т.ч.: ТЭС	223108,1	226614,8	101,6
ГЭС	4574,6	4740,8	103,6
АЭС	3932,6	4249,9	108,1
Электростанции промышленных предприятий	18855,7	20181,2	107,0
Электропотребление	248730,5	254597,5	102,4
Сальдо перетоков электроэнергии*	-1740,5	-1189,2	68,3
ОЭС Северо-Запада			
Выработка электроэнергии, всего:	101360,0	105850,4	104,4
в т.ч.: ТЭС	42383,6	46926,8	110,7
ГЭС	12949,0	12048,2	93,0
АЭС	38227,8	38662,3	101,1
Электростанции промышленных предприятий	7799,6	8213,1	105,3
Электропотребление	92722,7	92554,1	99,8
Сальдо перетоков электроэнергии*	-8637,3	-13296,3	153,9
ОЭС Юга			
Выработка электроэнергии, всего:	75246,7	78940,3	104,9
в т.ч.: ТЭС	41996,2	43587,2	103,8
ГЭС	19511,3	18044,4	92,5
АЭС	12414,6	15803,6	127,3
Электростанции промышленных предприятий	1324,6	1505,1	113,6
Электропотребление	82408,5	85748,6	104,1
Сальдо перетоков электроэнергии*	7161,8	6808,3	95,1
ОЭС Сибири			
Выработка электроэнергии, всего:	200538,3	197404,2	98,4
в т.ч.: ТЭС	101146,9	97804,4	96,7
ГЭС	86267,6	86874,9	100,7

Показатели	2010 год,	2011 год	
	млн. кВтч	млн. кВтч	2011/2010 г., %
АЭС	–	0,0	
Электростанции промышленных предприятий	13123,8	12724,9	97,0
Электропотребление	208353,9	204966,3	98,4
Сальдо перетоков электроэнергии*	7815,6	7562,1	96,8
ОЭС Востока			
Выработка электроэнергии, всего:	31089,7	31841,9	102,4
в т.ч.: ТЭС	19619,9	21726,6	110,7
ГЭС	11461,4	10106,1	88,2
АЭС	–	0,0	
Электростанции промышленных предприятий	8,4	9,2	109,5
Электропотребление	29905,8	30521,4	102,1
Сальдо перетоков электроэнергии*	-1183,9	-1320,5	111,5

(*) – «+» – прием, «-» – выдача

Структура выработки электроэнергии по ЕЭС России

Выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России, включая производство электроэнергии на электростанциях промышленных предприятий, составила 1 019,4 млрд. кВтч (прирост к 2010 году составил 1,5%), в том числе:

ТЭС – 691,4 млрд. кВтч (прирост на 2,3%);

ГЭС – 155,5 млрд. кВтч (снижение на 2,2%);

АЭС – 172,5 млрд. кВтч (прирост на 1,5%).

Выработка электроэнергии электростанциями оптовых и территориальных генерирующих компаний составила:

Электростанции ОГК – 350,1 млрд. кВтч (прирост к 2010 году 3,7%)

Электростанции ТГК – 253,0 млрд. кВтч (снижение на 0,4%)

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций ЕЭС России в 2011 году приведена на рис. 4.1.2.

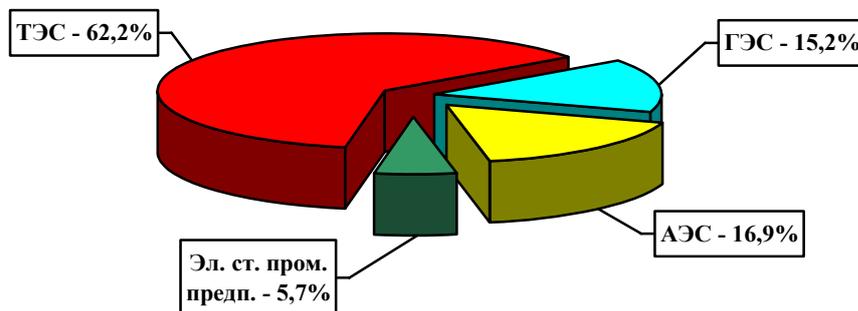


Рис. 4.1.2. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций ЕЭС России

Доля выработки электроэнергии по типам электростанций от общей выработки ОЭС в 2011 году представлена на рис. 4.1.3.

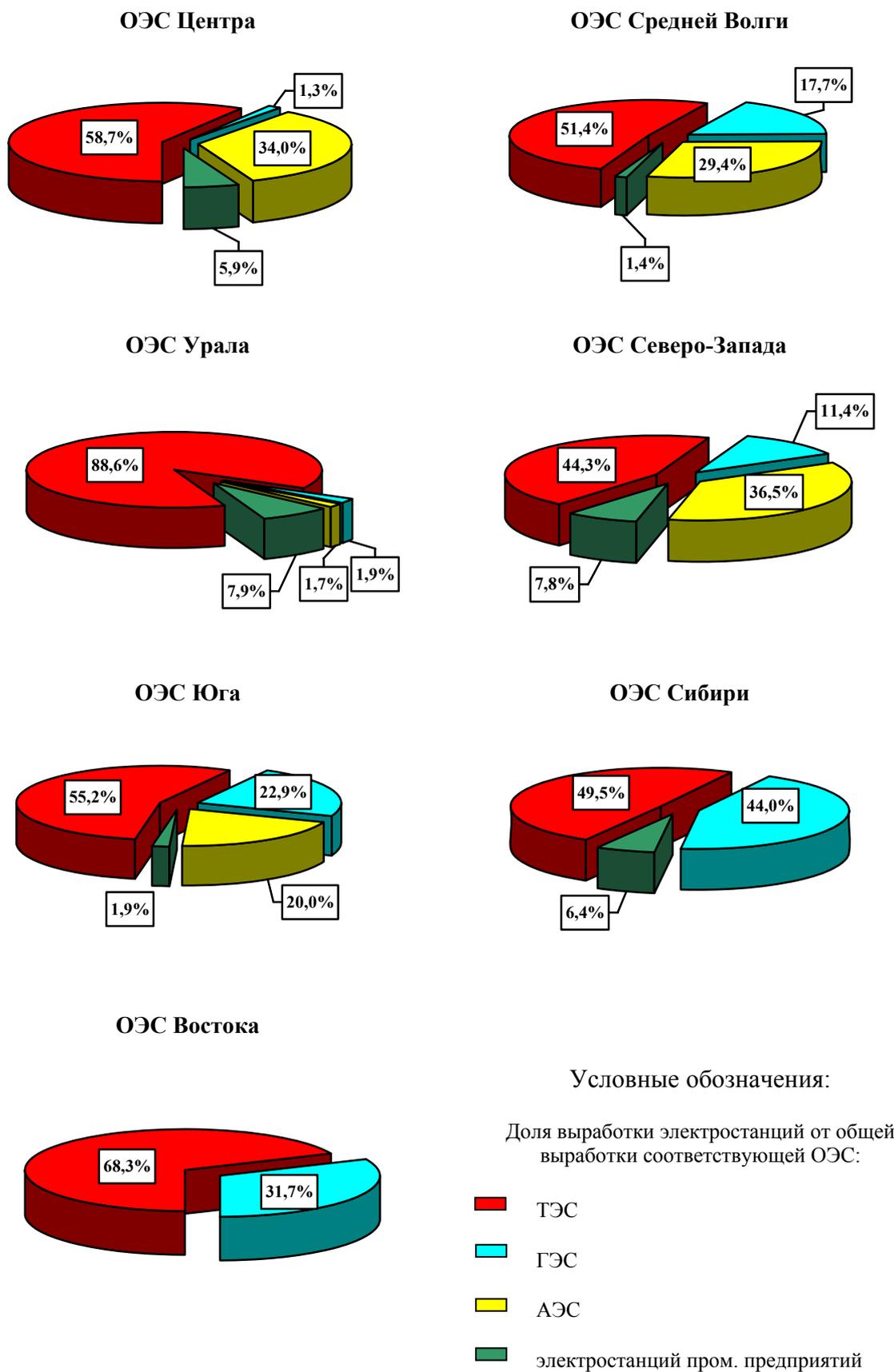


Рис. 4.1.3. Доля выработки электроэнергии по типам электростанций от общей выработки ОЭС в 2011 году

4.2. Баланс электрической мощности

Годовой максимум нагрузки потребителей ЕЭС России зафиксирован 20 января 2011 года в 18:00 (мск) при частоте электрического тока 50,001 Гц, среднесуточной температуре наружного воздуха $-18,3^{\circ}\text{C}$ (на $3,7^{\circ}\text{C}$ ниже климатической нормы и на $3,0^{\circ}\text{C}$ выше 2010 года) и составил 147,8 ГВт, что на 0,9% ниже абсолютного годового максимума 2010 года.

Балансы мощности на час прохождения годового максимума потребления в 2010 и 2011 году представлены на рис. 4.2.1.

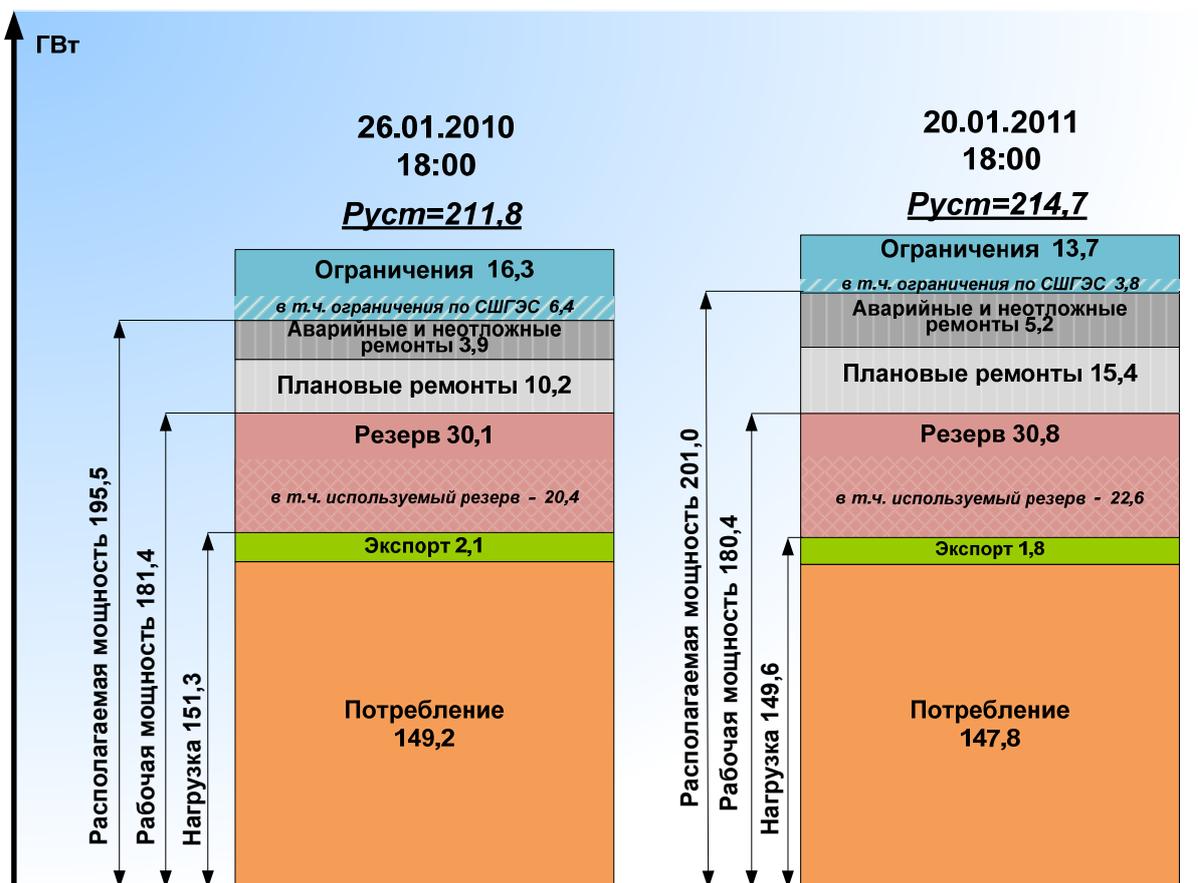


Рис.4.2.1. Балансы мощности на час прохождения годового максимума потребления в 2010 и 2011 году.

Максимальная нагрузка электростанций ЕЭС России в час прохождения максимума потребителей мощности составила 149,6 ГВт, что на 1,7 ГВт (1,1%) ниже аналогичного показателя 2010 года. Сальдо внешних перетоков при этом составило 1,8 ГВт на выдачу из ЕЭС России, что на 0,3 ГВт ниже, чем в 2010 году. По сравнению с прошлым годом на час прохождения годового максимума потребления увеличился объём оборудования находящегося в ремонте (плановых - на 5,2 ГВт, аварийных и неотложных - на 1,3 ГВт). Суммарный объём резервов остался на уровне прошлого года и составил 30,8 ГВт. При этом невыпускаемый резерв, обусловленный ограничениями пропускной способности электрических сетей в ОЭС Востока, ОЭС Северо-Запада и ОЭС Сибири, составил 8,2 ГВт.

Фактическая среднесуточная температура наружного воздуха и отклонение температуры от климатической нормы по энергообъединениям в день прохождения годового максимума потребления ЕЭС России в 2011 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 2011 году

Энергообъединения	Среднесуточная температура (°С)	
	20 января 2011 года	
	Факт	Отклонение от климатической нормы
ЕЭС России	-18,3	-3,7
ОЭС Центра	-13,0	-2,7
ОЭС Средней Волги	-20,2	-6,8
ОЭС Урала	-22,1	-5,6
ОЭС Северо-Запада	-7,8	+1,7
ОЭС Юга	-9,5	-5,7
ОЭС Сибири	-26,1	-4,0
ОЭС Востока	-17,6	+3,7

Балансы мощности по ОЭС на час годового максимума потребления ЕЭС России в 2011 году представлены в табл. 4.2.2.

Таблица 4.2.2.

Баланс мощности на час годового максимума ЕЭС России 20.01.2011

Энергообъединения	Располагаемая мощность	Ремонтная мощность	Резерв	Нагрузка	Совмещенный максимум потребления	Экспорт (-), импорт (+)
ЕЭС России	200997	20578	30818	149603	147769	-1834
ОЭС Центра	49131	4685	6522	37924	35149	
ОЭС Средней Волги	23700	2302	5669	15729	16149	
ОЭС Урала	42374	4443	1919	36012	35737	
ОЭС Северо-Запада	20104	2139	2862	15104	13640	
ОЭС Юга	16427	1083	3000	12344	13452	
ОЭС Сибири	40148	5779	6248	28121	29442	
ОЭС Востока*	9113	146	4597	4369	4200	

* Показатели баланса мощности по ОЭС Востока без учета Николаевской ТЭЦ.

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

В течение 2011 года введены в работу и реконструированы 132 линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше, из них:

- ВЛ 500 кВ – 11 ЛЭП;
- ВЛ 330 кВ – 16 ЛЭП;
- ВЛ 220 кВ – 105 ЛЭП.

Перечень ЛЭП 220 кВ и выше, введенных в работу в 2011 году представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Название ЛЭП	Операционная зона	Дата ввода в эксплуатацию или завершения реконструкции
1 квартал 2011 г.		
ОДУ Средней Волги		
ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Красноармейская №2	Самарское РДУ Саратовское РДУ	30.01.2011
ВЛ 500 кВ Красноармейская – Куйбышевская №2	Самарское РДУ Саратовское РДУ	30.01.2011
ВЛ 220 кВ Заинская ГРЭС – Нижнекамская I цепь	РДУ Татарстана	18.02.2011
ОДУ Урала		
ВЛ 220 кВ Демьянская – Снежная №2	Тюменское РДУ	16.01.2011
ОДУ Центра		
ВЛ 220 кВ Липецкая – Северная I цепь	Липецкое РДУ	26.01.2011
ВЛ 220 кВ Липецкая – Северная II цепь	Липецкое РДУ	26.01.2011
ВЛ 220 кВ Северная – Новая I цепь	Липецкое РДУ	25.02.2011
ВЛ 220 кВ Северная – Новая II цепь	Липецкое РДУ	25.02.2011
КЛ 220 кВ Очаково – Магистральная №1	Московское РДУ	26.02.2011
КЛ 220 кВ Очаково – Магистральная №2	Московское РДУ	26.02.2011
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Шипово	Тульское РДУ	02.02.2011
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Алексинская ТЭЦ	Тульское РДУ	02.02.2011
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Тула	Тульское РДУ	29.03.2011
2 квартал 2011 г.		
ОДУ Востока		
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах №2 с отпайкой на ПС 220 кВ НПС-17	Амурское РДУ	23.04.2011
ОДУ Северо-Запада		
КВЛ 330 кВ Восточная – Ржевская I цепь	Ленинградское РДУ	14.05.2011
ВЛ 330 кВ Чудово-Окуловская	Новгородское РДУ	07.05.2011
ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС-Чудово	Новгородское РДУ Ленинградское РДУ	07.05.2011
ВЛ 330 кВ Новгородская - Юго-Западная	Новгородское РДУ	24.06.2011
ОДУ Сибири		
ВЛ 220 кВ Богучанская ГЭС – Приангарская № 1 с отпайкой на ПС 220 кВ Кодинская ГПП	Красноярское РДУ	21.06.2011
ОДУ Урала		

ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Магистральная	Тюменское РДУ	07.05.2011
ВЛ 220 кВ Тобольская ТЭЦ – Иртыш I цепь	Тюменское РДУ	07.06.2011
ВЛ 220 кВ Тобольская ТЭЦ – Иртыш II цепь	Тюменское РДУ	07.06.2011
ВЛ 220 кВ Пыть-Ях – Правдинская	Тюменское РДУ	10.06.2011
ОДУ Юга		
ВЛ 220 кВ Кубанская – Восточная II цепь	Кубанское РДУ	11.06.2011
ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Кирилловская с отпайками	Кубанское РДУ	11.06.2011
ВЛ 220 кВ Р-20-Ростовская I цепь	Ростовское РДУ	24.06.2011
ВЛ 220 кВ Р-20-Ростовская II цепь	Ростовское РДУ	24.06.2011
ОДУ Центра		
ВЛ 220 кВ Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская	Вологодское РДУ	01.06.2011
ВЛ 220 кВ Пошехонье – ГПП-1 с отпайкой на ПС Зашекснинская	Вологодское РДУ	10.06.2011
ВЛ 220 кВ Пошехонье – Ростилово	Вологодское РДУ	24.06.2011
ВЛ 220 кВ Рыбинская ГЭС – Пошехонье №1	Ярославское РДУ	09.06.2011
ВЛ 220 кВ Рыбинская ГЭС – Пошехонье №2	Ярославское РДУ	17.06.2011
3 квартал 2011 г.		
ОДУ Востока		
ВЛ 220 кВ Владивосток –Зелёный угол	Приморское РДУ	25.08.2011
КВЛ 220кВ Зелёный угол – Русская	Приморское РДУ	25.09.2011
КЛ 220кВ Патрокл – Русская	Приморское РДУ	27.09.2011
КВЛ 220 кВ Зеленый Угол-Патрокл	Приморское РДУ	29.09.2011
ОДУ Северо-Запада		
ВЛ 330 кВ Колпино – Восточная	Ленинградское РДУ	07.07.2011
ВЛ 330 кВ Чудово - Юго-Западная	Новгородское РДУ	08.07.2011
КВЛ 330 кВ Восточная - Волхов-Северная №1	Ленинградское РДУ	18.09.2011
ВЛ 330 кВ Чудово-Новгородская	Новгородское РДУ	28.09.2011
ОДУ Сибири		
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Означенное-районная с отпайкой на Майнскую ГЭС II цепь	Хакасское РДУ	20.07.2011
ВЛ 220 кВ Означенное – Означенное-районная II цепь	Хакасское РДУ	19.07.2011
ВЛ 220 кВ Шушенская опорная – Туран с отпайкой на ПС 220 кВ Ергаки	Красноярское РДУ	27.09.2011
ВЛ 500 кВ Беловская ГРЭС – Кузбасская	Кузбасское РДУ	29.09.2011
ВЛ 500 кВ Кузбасская – Новокузнецкая	Кузбасское РДУ	29.09.2011
ОДУ Средней Волги		
ВЛ 220 кВ Нижегородская – Борская	Нижегородское РДУ	31.08.2011
ОДУ Урала		
КВЛ 220 кВ Яйва – Северная 3	Пермское РДУ	25.07.2011
КВЛ 220 кВ Яйва – Северная 4	Пермское РДУ	25.07.2011
ВЛ 500 кВ Северная - БА3	Пермское РДУ	31.08.2011
ОДУ Юга		
ВЛ 220 кВ Кубанская – АЭМЗ II цепь	Кубанское РДУ	07.07.2011
ВЛ 500 кВ Шахты-Ростовская	Ростовское РДУ	29.07.2011
ВЛ 220 кВ Ростовская-Т-15	Ростовское РДУ	08.07.2011

ВЛ 220 кВ Р-40-Ростовская	Ростовское РДУ	08.07.2011
ВЛ 330 кВ Южная-Ростовская	Ростовское РДУ	21.09.2011
ОДУ Центра		
КВЛ 220 кВ Баскаково - Парковая	Московское РДУ	01.07.2011
КВЛ 220 кВ Парковая – Гольяново II цепь	Московское РДУ	01.07.2011
КВЛ 220 кВ Парковая – Восточная	Московское РДУ	07.08.2011
КВЛ 220 кВ Парковая – Гольяново I цепь	Московское РДУ	07.08.2011
КВЛ 220 кВ Ильинская – Герцево II цепь	Московское РДУ	08.08.2011
КВЛ 220 кВ Перерва – Баскаково	Московское РДУ	18.09.2011
КВЛ 220 кВ Сабурово - Перерва	Московское РДУ	18.09.2011
4 квартал 2011 г.		
ОДУ Востока		
ВЛ 220 кВ Волна-Зеленый угол	Приморское РДУ	08.10.2011
ВЛ 500 кВ Амурская-Хэйхэ	Амурское РДУ	02.12.2011
ВЛ 220 кВ Ключевая - Магдагачи	Амурское РДУ	22.12.2011
ВЛ 220 НПС-38 – Лесозаводск	Приморское РДУ	21.12.2011
ВЛ 220 Приморская ГРЭС - НПС-38	Приморское РДУ	15.12.2011
КВЛ 220 Владивостокская ТЭЦ-2-Зеленый Угол	Приморское РДУ	11.12.2011
ВЛ 220 Приморская ГРЭС - НПС - 36	Приморское РДУ	21.12.2011
ВЛ 220 Дальневосточная - НПС - 40	Приморское РДУ	27.12.2011
ВЛ 220 Дальневосточная - НПС - 41	Приморское РДУ	27.12.2011
ВЛ 220 НПС-40 - НПС - 41	Приморское РДУ	27.12.2011
ОДУ Северо-Запада		
КЛ 330 кВ Волхов-Северная – Завод Ильич №2	Ленинградское РДУ	26.10.2011
ВЛ 220 кВ Приморская – Завод Ильич	Ленинградское РДУ	26.11.2011
ВЛ 330 кВ Новгородская ТЭЦ- Новгородская	Новгородское РДУ	03.11.2011
ВЛ 330 кВ Новгородская ТЭЦ- Юго-Западная	Новгородское РДУ	03.11.2011
КВЛ 330 кВ Восточная - Волхов-Северная №2	Ленинградское РДУ	28.12.2011
КВЛ 220 кВ Проспект Испытателей – Завод Ильич	Ленинградское РДУ	12.12.2011
КВЛ 220 кВ Южная – Чесменская I цепь	Ленинградское РДУ	05.12.2011
КВЛ 220 кВ Южная – Чесменская II цепь	Ленинградское РДУ	20.12.2011
КВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС-Восточная II цепь	Ленинградское РДУ	18.12.2011
КВЛ 330 кВ Восточная-Ржевская II цепь	Ленинградское РДУ	17.12.2011
ОДУ Сибири		
ВЛ 220 кВ Чита-1 – Маккавеево	Забайкальское РДУ	30.10.2011
ВЛ 220 кВ Маккавеево – Карымская с отпайкой на ПС Дарасун	Забайкальское РДУ	30.10.2011
ВЛ 220 кВ Новая - Маккавеево	Забайкальское РДУ	11.11.2011
ВЛ 220 кВ Маккавеево - Урульга с отпайкой на ПС Дарасун	Забайкальское РДУ	11.11.2011
ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС – Маккавеево I цепь	Забайкальское РДУ	25.11.2011
ВЛ 220 кВ Красноярская ТЭЦ-3 – ЦРП-220 I цепь	Красноярское РДУ	13.10.2011
ВЛ 220 кВ Красноярская ТЭЦ-3 – ЦРП-220 II цепь	Красноярское РДУ	13.10.2011
ВЛ 220 кВ Красноярская ТЭЦ-3 – Енисей	Красноярское РДУ	15.10.2011
ВЛ 220 кВ Кузбасская – Новокузнецкая I цепь	Кузбасское РДУ	02.11.2011
ВЛ 220 кВ Кузбасская – Новокузнецкая II цепь	Кузбасское РДУ	24.11.2011
ОДУ Средней Волги		
ВЛ 220 кВ Нагорная – Борская-1	Нижегородское РДУ	01.10.2011
ВЛ 220 кВ Нижегородская – Зелецино	Нижегородское РДУ	26.10.2011

ВЛ 220 кВ ТЭЦ ВАЗа – Азот	Самарское РДУ	10.11.2011
ВЛ 220 кВ Красноармейская-Просвет	Самарское РДУ	16.11.2011
ВЛ 220 кВ Красноармейская-Томыловская	Самарское РДУ	16.11.2011
ОДУ Урала		
ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Кирилловская	Тюменское РДУ	12.10.2011
ВЛ 500 кВ Кирилловская - Холмогорская	Тюменское РДУ	12.10.2011
ВЛ 220 кВ Рябина - Южная	Свердловское РДУ	02.11.2011
ВЛ 220 кВ Среднеуральская ГРЭС - Рябина	Свердловское РДУ	02.11.2011
ВЛ 220 кВ Няганская ГРЭС – Вандмтор I цепь	Тюменское РДУ	24.11.2011
ВЛ 220 кВ Няганская ГРЭС – Вандмтор II цепь	Тюменское РДУ	24.11.2011
ВЛ 220 кВ Васильев – ГПП-2	Тюменское РДУ	30.11.2011
ВЛ 220 кВ Трачуковская – Васильев	Тюменское РДУ	30.11.2011
ВЛ 220 кВ В.Моховая – Кирилловская	Тюменское РДУ	30.11.2011
ВЛ 220 кВ Кирилловская – Когалым	Тюменское РДУ	30.11.2011
ВЛ 220 кВ Росляковская – Югра II цепь	Тюменское РДУ	10.12.2011
ВЛ 220 кВ Росляковская – Югра I цепь	Тюменское РДУ	10.12.2011
ВЛ 220 кВ Пермская ГРЭС – Соболи I цепь с отпайкой на ПС Искра	Пермское РДУ	27.12.2011
ВЛ 220 кВ Пермская ГРЭС – Соболи II цепь с отпайкой на ПС Искра	Пермское РДУ	27.12.2011
ОДУ Юга		
ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС - Ростовская	Ростовское РДУ	12.10.2011
ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты	Ростовское РДУ	31.10.2011
ОДУ Центра		
КЛ 220 кВ Восточная – Абрамово №1	Московское РДУ	31.10.2011
КЛ 220 кВ Восточная – Абрамово №2	Московское РДУ	31.10.2011
ВЛ 220 кВ Калужская – Метзавод	Смоленское РДУ	11.10.2011
ВЛ 220 кВ Метзавод – Латышская	Смоленское РДУ	11.10.2011
ВЛ 220 кВ Мирная – Метзавод	Смоленское РДУ	11.10.2011
ВЛ 220 кВ Метзавод – Кедрово	Смоленское РДУ	11.10.2011
ВЛ 220 кВ Калужская – Созвездие	Смоленское РДУ	29.10.2011
ВЛ 220 кВ Созвездие – Метзавод	Смоленское РДУ	29.10.2011
ВЛ 220 кВ Тула – Приокская	Тульское РДУ	11.10.2011
ВЛ 220 кВ Приокская – Бугры	Тульское РДУ	11.10.2011
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Электрон	Тульское РДУ	04.10.2011
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Цементная	Тульское РДУ	04.10.2011
ВЛ 220 кВ Белозерская – РПП-2	Вологодское РДУ	16.11.2011
ВЛ 220 кВ Черепецкая ГРЭС - Мценск	Тульское РДУ	21.11.2011
ВЛ 220 кВ Черепецкая ГРЭС – Литейная	Тульское РДУ	20.12.2011
ВЛ 220 кВ Белозерская – Первомайская	Вологодское РДУ	20.12.2011
ВЛ 220 кВ Белозерская – Пошехонье с отпайкой на ПС Зашексинская	Вологодское РДУ	22.12.2011
ВЛ 220 кВ Белозерская – РПП-1	Вологодское РДУ	23.12.2011
ВЛ 220 кВ Белозерская – ГПП-1	Вологодское РДУ	24.12.2011
ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская №2	Воронежское РДУ	20.12.2011

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 2011 год.

При реализации сводного годового графика плановых ремонтов 2011 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);

В 2011 году фактический объем мощности выведенного в **капитальный и средний ремонт** турбо- и гидроагрегатов ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России составил 62,08 тыс. МВт, что ниже запланированного **сводным годовым графиком плановых ремонтов** на 5,79 тыс. МВт и выше факта прошлого года на 0,8 тыс. МВт.

Выполнен **капитальный и средний ремонт** энергооборудования ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России суммарной мощностью 65,0 тыс. МВт, что ниже запланированного **сводным годовым графиком плановых ремонтов** на 5,74 тыс. МВт и выше факта прошлого года на 6,25 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 2011 года в сравнении с плановыми показателями представлен на рис.6.1.1.-6.1.2.

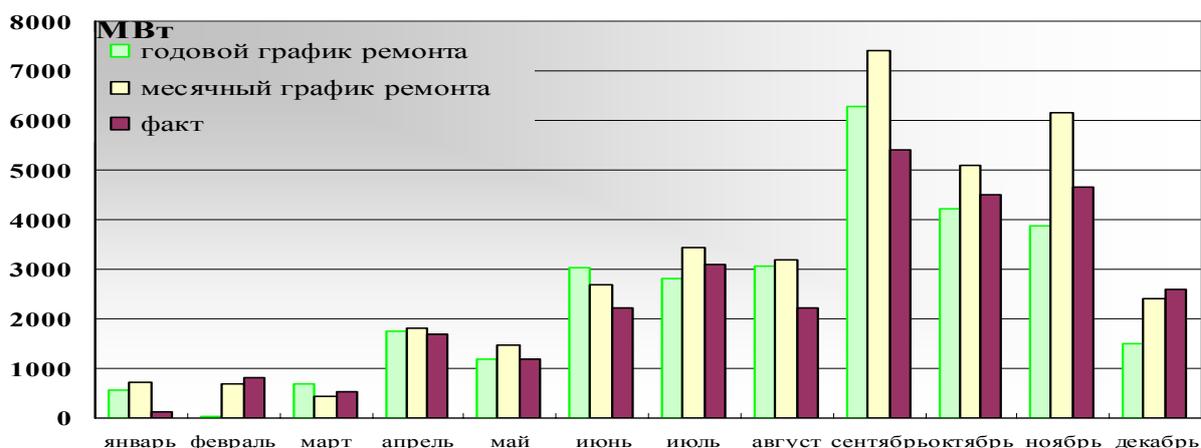


Рис.6.1.1. Объем завершённых капитальных ремонтов турбо-и гидроагрегатов электростанций ЕЭС России по месяцам 2011 г.

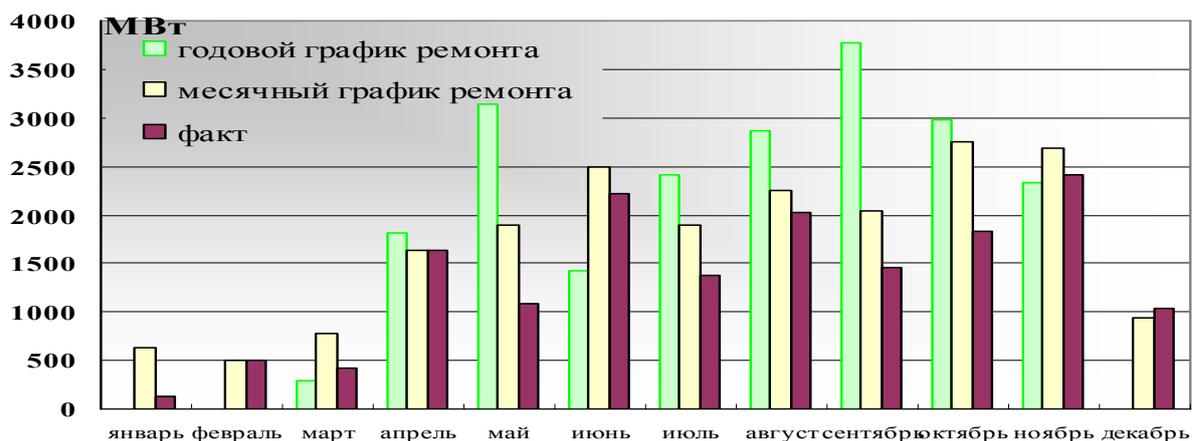


Рис.6.1.2. Объем завершенных средних ремонтов турбо-и гидроагрегатов электростанций ЕЭС России по месяцам 2011 г.

Динамика изменения ремонтной мощности турбоагрегатов ТЭС и АЭС ЕЭС России по месяцам 2011 года (в % от установленной мощности) в сравнении с аналогичным периодом прошлого года показана в табл. 6.1.3. Указанные значения ремонтной мощности являются среднемесячными значениями по календарным дням соответствующего месяца.

Данные, приведенные в табл. 6.1.3., показывают, что в 2011 году:

- максимальное значение ремонтного снижения составило 20,3% (июнь);
- среднегодовое значение ремонтной мощности составило 14,3% и увеличилось относительно уровня прошлого года на 0,2 процентных пункта. Увеличение произошло за счет роста объемов капитальных ремонтов с 4,8% в 2010 году до 5,4% в 2011 году, средних ремонтов с 2,2% до 2,3%, при уменьшении объемов текущих ремонтов с 5,3% до 5,0%, неотложных ремонтов с 1,0% до 0,9% и равенстве аварийных ремонтов (0,8%).

Таблица 6.1.3

Динамика изменения ремонтной мощности ТЭС и АЭС ЕЭС России в 2011 году
(средние значения за календарные 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 ремонтов (КР,СР,ТР)		неотложные		аварийные		суммарные значения неотложных и аварийных ремонтов	
тыс.МВт	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	
Январь	159,3	10093	6,3	3447	2,2	675	0,4	2693	1,7	6815	4,3	1823	1,1	1456	0,9	3278	2,1
Февраль	159,3	11196	7,0	4356	2,7	73	0,0	3741	2,3	8169	5,1	1566	1,0	1461	0,9	3026	1,9
Март	159,8	16536	10,3	5240	3,3	1743	1,1	7537	4,7	14519	9,1	1121	0,7	895	0,6	2016	1,3
Апрель	159,8	27056	16,9	9127	5,7	3647	2,3	11679	7,3	24453	15,3	1408	0,9	1195	0,7	2603	1,6
Май	160,0	30036	18,8	11966	7,5	4207	2,6	12216	7,6	28389	17,7	951	0,6	696	0,4	1647	1,0
Июнь	161,1	32687	20,3	12559	7,8	6472	4,0	11539	7,2	30570	19,0	935	0,6	1182	0,7	2117	1,3
Июль	161,8	29682	18,3	12538	7,7	6225	3,8	8153	5,0	26916	16,6	1021	0,6	1745	1,1	2765	1,7
Август	161,7	30328	18,8	12562	7,8	5140	3,2	9073	5,6	26775	16,6	1284	0,8	2269	1,4	3553	2,2
Сентябрь	161,9	30448	18,8	12451	7,7	5604	3,5	9779	6,0	27834	17,2	1569	1,0	1045	0,6	2613	1,6
Октябрь	162,0	26380	16,3	9186	5,7	4463	2,8	9464	5,8	23113	14,3	2087	1,3	1180	0,7	3266	2,0
Ноябрь	162,3	19084	11,8	5754	3,5	3774	2,3	6289	3,9	15817	9,7	1761	1,1	1506	0,9	3267	2,0
Декабрь	162,2	8643	5,3	2474	1,5	1014	0,6	2543	1,6	6031	3,7	1726	1,1	886	0,5	2612	1,6
2011	161,0	23060	14,3	8624	5,4	3686	2,3	8028	5,0	20338	12,6	1428	0,9	1294	0,8	2722	1,7
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

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	130	263	202	921				350	656				505	249	71
				181	440	281	39		133	295	191	37			
Февраль	339	788	232	1426				181	963				284	122	68
				568	583	254	21		399	323	222	19			
Март	1209	1571	130	2469				157	1966				163	125	80
				1163	986	265	55		970	690	251	55			
Апрель	1847	2627	142	3597				137	2701				146	103	75
				2006	1211	332	48		1424	905	327	45			
Май	2128	3007	141	3900				130	3097				146	103	79
				2116	1389	350	45		1712	987	360	38			
Июнь	2245	3071	137	4170				136	3366				150	110	81
				2316	1411	359	84		1954	985	348	79			
Июль	2419	2998	124	4134				138	3155				130	105	76
				2260	1374	420	80		1858	849	373	75			
Август	2194	3125	142	4460				143	3407				155	109	76
				2238	1160	427	135		1799	1392	391	125			
Сентябрь	2216	3399	153	5137				151	4192				189	123	82
				2541	2001	494	101		2130	1480	494	88			
Октябрь	1709	3216	188	5029				156	3903				228	121	78
				2147	2286	563	33		1743	1535	595	30			
Ноябрь	793	2165	273	3551				164	2560				323	118	72
				1198	1930	388	35		861	1322	345	32			
Декабрь	232	859	370	2336				272	1802				777	210	77
				370	1429	461	76		284	970	475	73			
2011 год	17461	27089	155	41130				152	31768				182	117	77
				19104	16700	4574	752		15267	11433	4372	696			

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 ОРЭ к выработке электроэнергии за 2011 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 159 437 МВт, не готового к участию в ОПРЧ в среднем по году – 23 013 МВт, мощность генерирующего оборудования, не имеющего технической возможности участия в ОПРЧ – 23 194 МВт.

7.2. Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности.

В течение 2011 года количество групп точек поставки генерации (ГТПГ), в отношении которых системный оператор осуществляет контроль готовности к предоставлению диапазона регулирования реактивной мощности, увеличилось до 535 (на 56 единиц). При этом количество ГТПГ, по которым в 2011 году регистрировались команды на изменение реактивной мощности, снизилось со 101 до 90.

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

В 2011 году регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России осуществлялось с привлечением генерирующих мощностей на 87 ГЭС, из которых 12 ГЭС участвовали в автоматическом вторичном регулировании. За год выявлено 10 случаев неудовлетворительного участия ГЭС в автоматическом вторичном регулировании частоты.

8. Информация о технологических резервах мощности по производству электрической энергии за 2011 год

Данные представлены в табл.8.1.

Таблица 8.1.

Среднемесячные значения резервов активной мощности за 2011 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	12792	1522	1212	1731	1504	1630	5194
Резерв используемый	7807	1522	1163	1688	863	1175	1405

9. Параметры расчетной модели оптового рынка электроэнергии за месяц

По состоянию на 01.01.2012 расчетная модель оптового рынка электроэнергии включает в себя:

- узлов – 8038
- ветвей – 12 475
- сечений – 757
- агрегатов (режимных генерирующих единиц) – 1 061
- электростанций – 591
- энергоблоков – 2 339

10. Информация за 2011 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

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 2011 год (на час максимума 1-ой синхронной зоны ЕЭС России) — 13800 МВт.

11. Функционирование балансирующего рынка за 2011 год.

В табл. 11.1. представлены ценовые показатели балансирующего рынка

Таблица 11.1.

Ценовые показатели за 2011 г.	руб./МВт ч	% к 2010 году
Европейская зона:		
— средний индикатор БР	938,4	9,9
Сибирская зона:		
— средний индикатор БР	559,8	15,0

В табл. 11.2. представлены предварительные объемы отклонений по внешней инициативе.

Таблица 11.2.

Предварительные объемы отклонений по внешней инициативе за 2011 г., тыс. МВт·ч	АЭС	ГЭС	ТЭС	Итого
1-ая ценовая зона:				
— ИВ1-	-886,7	-4 586,6	-12 837,7	-18 311,0
— ИВ1+	341,3	3 891,4	14 425,2	18 658,0
— ИВ01-	-61,6	-1 826,4	-3 048,9	-5 083,2
— ИВ01+	60,4	1 826,7	3 053,0	5 087,0
— ИВ0-	-26,1	-2 074,3	-4 654,0	-6 869,2
— ИВ0+	8,8	2 545,0	3 313,9	5 926,4
2-ая ценовая зона:				
— ИВ1-	0,0	-1 957,5	-1 840,2	-3 797,7
— ИВ1+	0,0	2 156,0	6 318,3	8 474,2
— ИВ01-	0,0	-739,8	-405,1	-1 149,7
— ИВ01+	0,0	740,8	405,3	1 151,2
— ИВ0-	0,0	-2 666,0	-59,1	-2 725,2
— ИВ0+	0,0	1 918,7	218,9	2 138,0
Неценовые зоны Европейской части:				
— ИВ0-	0,0	0,0	-138,7	-138,7
— ИВ0+	0,0	0,0	74,3	74,3
ОЭС Востока:				
— ИВ0-	0,0	-898,3	-69,2	-967,7
— ИВ0+	0,0	744,7	223,3	969,9

* 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.

12. Ожидаемые вводы генерирующего оборудования в 2012 году

Всего в 2012 году ожидается увеличение установленной мощности на величину 9 588,05 МВт, в т.ч. за счет новых вводов – 9 432,55 МВт, за счет модернизации действующего оборудования – 155,5 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 2012 году предполагается ввод объектов генерации по Договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок (ДПМ) с увеличением установленной мощности на 4,8 ГВт.

Основные вводы генерирующих мощностей ожидаются на следующих электростанциях:

- Сызранская ТЭЦ – ПГУ-225 МВт;
- Уренгойская ГРЭС – ПГУ-450 МВт;
- Пермская ТЭЦ-6 – ПГУ-124 МВт;
- Няганьская ГРЭС – ПГУ-2*418 МВт;

- Киришская ГРЭС –540 МВт;
- Краснодарская ГРЭС – ПГУ-410 МВт;
- Правобережная ТЭЦ-5 – ПГУ-450 МВт;
- Адлерская ТЭС – 2*-180 МВт;
- Харанорская ГРЭС –К-200- 213,7МВт;
- Богучанская ГЭС – 6*333 МВт;
- Загорская ГАЭС – 2*210 МВт;
- Красноярская ТЭЦ-3 – Т-185 – 185 МВт.

В 2012 году ожидается ввод в эксплуатацию энергоблока № 4 1000 МВт на Калининской АЭС.

Перечень генерирующего оборудования, ожидаемый к вводу в работу в 2012 году, а также увеличение мощности действующих генерирующих мощностей в связи с проведением модернизации оборудования, приведён в табл. 12.1.

Таблица 12.1.

Наименование электростанции	Оборудование	Установленная мощность, МВт	Дата
Александровская ГТ-ТЭЦ	ГТУ	18,0	01.03.2012
Вологодская ГТ ТЭЦ-1	ГТЭ-009	18,0	01.04.2012
Вологодская ТЭЦ *	ПГУ	110,0	30.09.2012
ГТС «Череповецкий «АЗОТ»»	ПГУ	32,0	01.06.2012
Ивановские ПГУ *	ПГУ	325,0	29.02.2012
Ливенская ТЭЦ *	ПГУ	30,0	01.12.2012
РТЭС «Внуково» (Постниково)	ГТУ	90,0	01.03.2012
Касимовская ГТ ТЭЦ	ГТ-009	18,0	01.12.2012
ТЭС «Строгино»	ПГУ	130,0	01.10.2012
ГТЭС Терешково	ПГУ	180,4	01.03.2012
ГТЭС Кожухово	ПГУ	180,4	01.08.2012
ГТУ-ТЭЦ «РТС-4 г. Зеленоград»	ГТУ	72,0	01.03.2012
Калининская АЭС	ВВЭР	1000,0	01.04.2012
Новомосковская ГРЭС *	ПГУ	190,0	01.12.2012
Сызранская ТЭЦ *	ПГУ	225,0	01.04.2012
Саратовская ГТ ТЭЦ-1	ГТ-009М	18,0	01.03.2012
Саратовская ГТ ТЭЦ-2	ГТ-009М	18,0	01.03.2012
Пермская ТЭЦ-6 *	ПГУ	124,0	01.04.2012
Няганьская ГРЭС, Бл.1 *	ПГУ	418,9	01.05.2012
Няганьская ГРЭС, Бл.2 *	ПГУ	418,9	01.08.2012
Курганская ТЭЦ-2	ПГУ-1	111,0	01.01.2012
Курганская ТЭЦ-2	ПГУ-2	111,0	01.01.2012
Ревдинская ГТ-ТЭЦ-1	ГТ-009	36,0	01.12.2012
Уренгойская ГРЭС *	ПГУ	450,0	30.09.2012
Приобская ГТЭС	ГТУ	45	01.04.2012
Фаснальская ГЭС		6,4	01.12.2012
ТЭЦ Туапсинского НПЗ	ГТУ	141,0	01.12.2012
Малые ГЭС ОАО «РусГидро»		3,8	01.04.2012

Наименование электростанции	Оборудование	Установленная мощность, МВт	Дата
Краснодарская ТЭЦ *	ПГУ	410,0	01.04.2012
Шахтинская ГТЭС	ПГУ	25,0	01.04.2012
ПГУ-ТЭЦ г.Знаменск	ПГУ	44,0	01.01.2012
Адлерская ТЭС *	ПГУ	180,0	31.10.2012
Адлерская ТЭС *	ПГУ	180,0	31.12.2012
Новгородская ТЭЦ *	ПГУ	160,0	01.03.2012
Киришская ГРЭС *	ПГУ	540,0	01.02.2012
Правобережная ТЭЦ-5 *	ПГУ	450,0	31.12.2012
Красноярская ТЭЦ-3 *	Т-185-130	185,0	01.04.2012
Богучанская ГЭС	3 x РО75-В-750	999,0	01.04.2012
Богучанская ГЭС	РО75-В-750	333,0	01.08.2012
Богучанская ГЭС	РО75-В-750	333,0	01.10.2012
Богучанская ГЭС	РО75-В-750	333,0	31.12.2012
Харанорская ГРЭС *	К-200	213,75	01.10.2012
Омская ТЭЦ-3 *	ПГУ	90,0	31.12.2012
Пиковая резервная котельная, г. Томск *		16,0	31.12.2012
Загорская ГАЭС-2	ГА №7	210,0	31.12.2012
Загорская ГАЭС-2	ГА №8	210,0	31.12.2012
ВСЕГО ВВОДЫ		9 432,55	
Уфимская ТЭЦ-1	ГТУ	3,76	01.02.2012
Ново-Зиминская ТЭЦ		20,0	01.03.2012
Зауральская ТЭЦ	ПТ-65	12,5	01.12.2012
Цимлянская ГЭС	ПЛ-20	2,5	01.08.2012
Новочеркасская ГРЭС *		36,0	31.12.2012
Лесогорская ГЭС *	ПЛ-20	6,0	01.03.2012
Светогорская ГЭС *	ПЛ-20	7,25	31.12.2012
Омская ТЭЦ-3 *	ПТ-60	10,0	31.12.2012
Гусиноозерская ГРЭС *	К-200	19,5	01.11.2012
Камская ГЭС	ПЛ-510-ВБ-500	3,0	01.03.2012
Иркутская ТЭЦ-9	Р-65(100)-130/13	35,0	01.03.2012
ВСЕГО МОДЕРНИЗАЦИЯ		155,5	

* Вводы и модернизация в соответствии с ДПМ