



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

Отчет о функционировании ЕЭС России в 2014 году

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



ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ	3
2. УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	8
2.1. Вводы новой мощности, демонтаж, перемаркировка. Структура установленной мощности (ТЭС, ГЭС, АЭС).	8
2.2. Использование установленной мощности ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России	12
3. ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ОЭС И ЭНЕРГОСИСТЕМАМ.	13
4. БАЛАНСЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ.	18
4.1. Баланс электрической энергии.	18
4.2. Баланс электрической мощности	22
5. СЕТЕВОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО (ПЕРЕЧЕНЬ ЛЭП 220 КВ И ВЫШЕ, ВВЕДЕННЫХ В РАБОТУ И РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ).	27
6. ПЛАНИРОВАНИЕ И ВЫПОЛНЕНИЕ РЕМОНТОВ	30
6.1. Планирование и выполнение ремонтов генерирующего оборудования	30
6.2. Планирование и выполнение ремонтов сетевого оборудования (ЛЭП 220 кВ и выше)	33
7. ГОТОВНОСТЬ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ОРЭ К ВЫРАБОТКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА 2014 ГОД.	35
7.1. Участие в общем первичном регулировании частоты электрического тока (ОПРЧ)	35
7.2. Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности.	35
7.3. Участие ГЭС в автоматическом и оперативном вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной мощности (АВРЧМ).	35
8. ПАРАМЕТРЫ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	35
9. ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ БАЛАНСИРУЮЩЕГО РЫНКА ЗА 2014 ГОД.	36

1. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ

На конец 2014 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 2014 года параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Белоруссии, Эстонии, Латвии, Литвы, Грузии, Азербайджана, Казахстана, Украины и Монголии. Через энергосистему Казахстана в течение 2014 года параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Центральной Азии – Узбекистана, Киргизии. Через энергосистему Украины – Крымская энергосистема и энергосистема Молдавии. По линиям электропередачи переменного тока осуществлялся обмен электроэнергией с энергосистемой Абхазии и передача электроэнергии в энергосистему Южной Осетии.

Совместно с ЕЭС России через преобразовательные устройства постоянного тока работали энергосистемы Финляндии и Китая. Кроме этого с энергосистемой Финляндии параллельно работали отдельные генераторы Северо-Западной ТЭЦ и ГЭС Ленинградской энергосистемы, с энергосистемой Норвегии - отдельные генераторы ГЭС Кольской энергосистемы, по линиям электропередачи переменного тока осуществлялась передача электрической энергии в Китай в островном режиме.

Во исполнение установленных Федеральным законом № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» функций по организации и управлению режимами параллельной работы российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств в 2014 году ОАО «СО ЕЭС» проведена значительная работа по расширению и качественному совершенствованию правового, нормативно-технического, технологического и информационного обеспечения совместной работы ЕЭС России и энергосистем иностранных государств.

В 2014 году были подписаны следующие документы:

1) Межсистемный договор по трансграничным электрическим связям 400 кВ между Россией и Финляндией от 07.11.2014, Соглашение по использованию пропускной способности и осуществлению трансграничной торговли по трансграничным электрическим связям 400 кВ ПС Выборгская (Россия) – ПС Юлликьяля/ ПС Кюми (Финляндия) от 07.11.2014 и Дополнительное соглашение №5 к Соглашению по эксплуатации трансграничных электрических связей 400 кВ между ПС Выборгская (Россия) – ПС Юлликьяля/ПС Кюми (Финляндия) от 07.11.2014, определяющие структуру договорных отношений, вопросы технической эксплуатации и технические характеристики электропередачи Россия – Финляндия, взаимодействие участников рынка по вопросам использования пропускной способности и осуществления трансграничной торговли по трансграничным электрическим

связям 400 кВ с учётом возможности реверсивных перетоков электрической энергии и мощности по электропередаче.

2) Временный регламент актуализации расчетной модели энергосистем электрического кольца Белоруссии, России, Эстонии, Латвии и Литвы – ЭК БРЭЛЛ (3-й этап суточного планирования), позволяющий учитывать результаты торговли на рынке электроэнергии Nord Pool Spot при организации суточного планирования режимов параллельной работы энергосистем ЭК БРЭЛЛ.

3) Положение по планированию режимов параллельной работы ЭС Грузии и ЕЭС России от 10.06.2014, регламентирующее порядок суточного, недельного и годового планирования электрических режимов параллельной работы ЭС Грузии и ЕЭС России.

В рамках Электроэнергетического совета СНГ были утверждены разработанные Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем СНГ и Балтии:

1) Общие требования к разработке и содержанию программ и бланков переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств РЗА;

2) Общие технические требования к противоаварийной автоматике в энергообъединении ЕЭС/ОЭС.

Единая энергосистема России в 2014 году 100% календарного времени работала с нормативной частотой электрического тока, определенной ГОСТ 13109-97. Кроме того, в 2014 году частота электрического тока в ЕЭС России поддерживалась в пределах, установленных Стандартом ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования» (далее – Стандарт) и национальным стандартом Российской Федерации ГОСТ Р 55890–2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования».

В 2014 году зафиксирован один случай (21.06.2014) выхода частоты электрического тока за пределы $(50,00 \pm 0,05)$ Гц в 1-ой синхронной зоне ЕЭС России, нарушающий требования Стандарта (продолжительность выхода превышала нормируемые Стандартом 15 минут). Отклонение от требований Стандарта было обусловлено отсутствием резервов на загрузку в южной части ОЭС Урала, в ОЭС Сибири и отклонением сальдо перетоков ЕЭС Казахстана на прием от заданного графиком

Максимальные и минимальные значения частоты в 1-ой синхронной зоне ЕЭС России составили соответственно 50,112 Гц и 49,872 Гц. Максимальная продолжительность периода выхода частоты за пределы $(50,00 \pm 0,05)$ Гц составила 15 мин. 34 сек (21.06.2014).

В 2014 году суммарная продолжительность работы 1-ой синхронной зоны ЕЭС России с частотой электрического тока более 50,05 Гц составила 01 час 48 минут, а с частотой менее 49,95 Гц – 05 часов 56,5 минут.

На конец 2014 года общая установленная мощность электростанций **ЕЭС России** составила **232451,81** МВт.

Выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России в 2014 году составила 1024,9 млрд. кВтч. Потребление электроэнергии в 2014 году составило 1013,9 млрд. кВтч.

Годовой максимум потребления мощности ЕЭС России зафиксирован в 10:00 (UTC+4) 31.01.2014 при частоте электрического тока 50,006 Гц и составил **154709 МВт**. При этом **нагрузка электростанций ЕЭС России составила 156125 МВт**.

В 2014 году в 6-ти энергосистемах были установлены новые значения исторического максимума потребления мощности.

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

Таблица 1.1.

Наименование энергосистемы	Достигнутый исторический максимум потребления мощности в 2014 году		Предыдущее значение исторического максимума потребления мощности		Величина превышения МВт
	потребление, МВт	дата	потребление, МВт	дата	
Калужская	1126	23.01.2014	1068	16.12.2013	+58
Тюменская	12391	29.12.2014	12025	12.12.2013	+366
Калининградская	843	31.01.2014	807	06.02.2012	+36
Ингушская	137	31.12.2014	132	08.02.2012	+5
Кубанская	4129	15.08.2014	3990	12.12.2013	+139
Приморская	2263	15.12.2014	2258	26.12.2012	+5

В 2014 году в 49 энергосистемах зафиксировано превышение максимума потребления мощности над достигнутыми в 2013 году значениями.

Динамика изменения потребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России представлена на рисунке 1.1. Основные показатели работы ОЭС и ЕЭС России за 2014 год приведены в табл. 1.2.

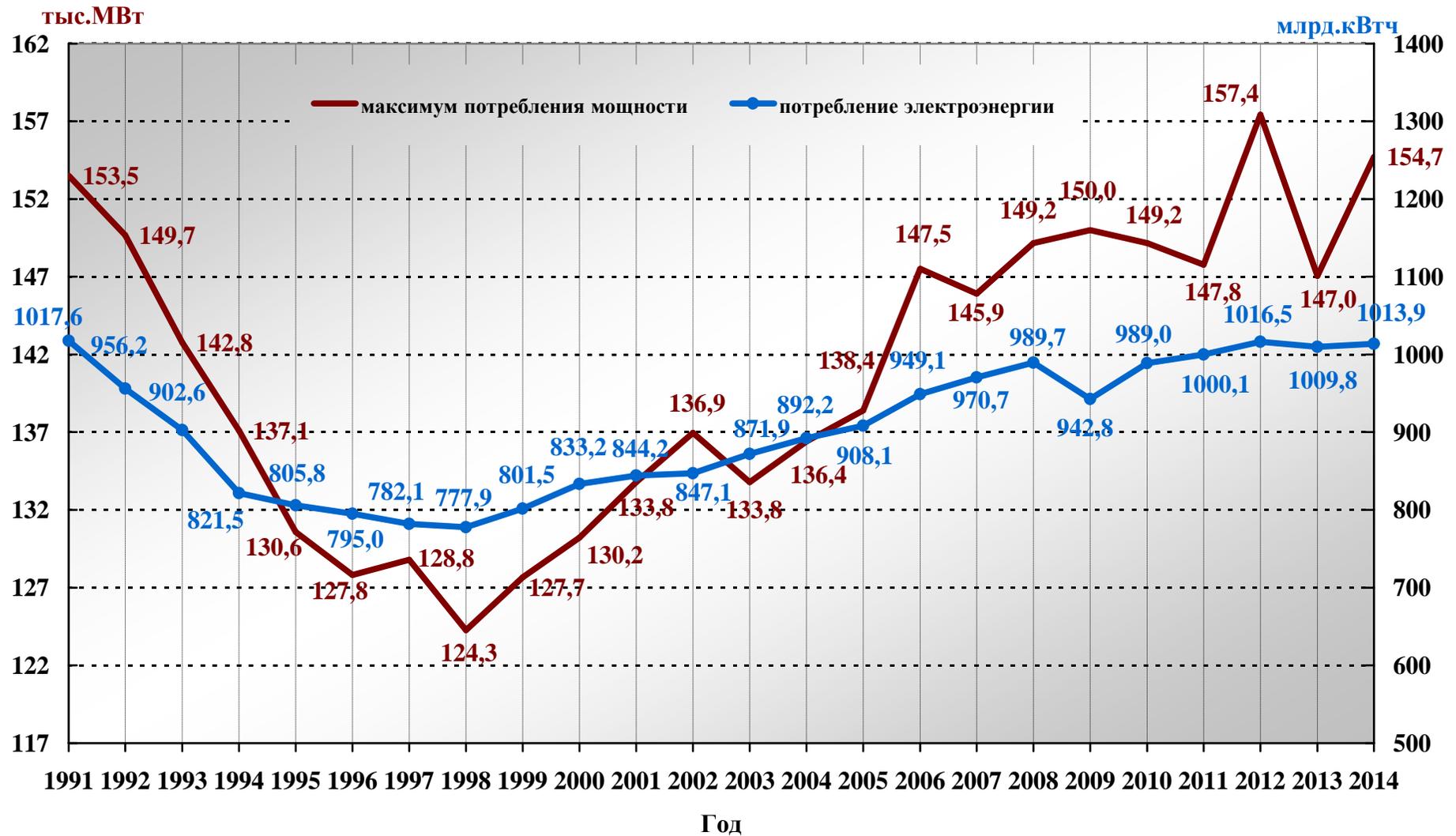


Рис.1.1. Динамика изменения потребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России

Таблица 1.2.

Основные показатели работы ОЭС и ЕЭС России в 2014 году

Показатель	Энергообъединения							
	ЕЭС России	в том числе:						
		ОЭС Центра	ОЭС Средней Волги	ОЭС Урала	ОЭС Северо-Запада	ОЭС Юга	ОЭС Сибири	ОЭС Востока
Установленная мощность на 01.01.2015, МВт	232451,81	52891,72	26932,82	49165,89	23286,00	20169,95	50947,73	9057,70
± к 2013 г., %	+2,6	+2,3	+2,8	+3,3	-0,4	+4,5	+3,5	-0,04
Располагаемая мощность эл.станций на годовой максимум потребления 2014 г., МВт	213356	51206	24248	46173	21646	18045	43173	8866
± к 2013 г., %	+2,4	+1,9	+1,8	+2,1	-0,6	+5,0	+4,9	-1,2
Нагрузка эл.станций на годовой максимум потребления 2014 г., МВт	156125	40239	17161	37568	15188	11944	29080	4946
± к 2013 г., %	+4,6	+11,9	-0,5	+2,5	-0,4	-1,2	+7,8	-2,7
Выработка ЭЭ, млрд. кВтч	1024,9	239,2	105,0	259,8	102,5	84,7	198,3	35,4
± к 2013 г., %	+0,1	+1,4	-7,4	+0,6	+1,4	+2,3	+0,7	+0,4
Потребление ЭЭ, млрд. кВтч	1013,9	232,9	106,7	260,7	90,8	86,9	204,1	31,8
± к 2013 г., %	+0,4	+1,1	-1,9	+1,1	+0,5	+1,6	-0,6	+0,6

2. УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

2.1. Вводы новой мощности, демонтаж, перемаркировка.

Структура установленной мощности (ТЭС, ГЭС, АЭС).

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.01.2015 составила **232451,81 МВт**.

Увеличение установленной мощности электростанций ЕЭС России за счет вводов нового, а также модернизации действующего генерирующего оборудования электростанций составило 7694,83 МВт, в том числе:

- ввод новой мощности в 2014 году на электростанциях ЕЭС России с учетом электростанций промышленных предприятий составил **7296,31 МВт**;
- увеличение установленной мощности действующего генерирующего оборудования за счёт его модернизации – **398,53 МВт**.

Выведено из эксплуатации генерирующее оборудование электростанций ЕЭС России суммарной мощностью **1762,6 МВт**.

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

Таблица 2.1.1.

Энергообъединение	На 01.01.2014, МВт	Изменение мощности, МВт					На 01.01.2015, МВт
		Вводы	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка		Прочие изменения (уточнение и др.)	
				Увеличение	Снижение		
ЕЭС РОССИИ	226470,18	7296,31	1762,6	398,53	26,0	75,39	232451,81
ОЭС Центра	51681,75	1465,50	284,5	15,00	-	13,97	52891,72
ОЭС Средней Волги	26209,70	678,90	30,9	50,00	10,0	35,12	26932,82
ОЭС Урала	47587,47	2347,79	859,0	77,63	-	12,00	49165,89
ОЭС Северо-Запада	23386,26	5,48	66,7	5,00	3,0	-41,04	23286,00
ОЭС Юга	19302,35	1212,20	404,5	42,50	-	17,40	20169,95
ОЭС Сибири	49241,66	1586,44	117,0	208,40	13,0	41,23	50947,73
ОЭС Востока	9060,99	-	-	-	-	-3,29	9057,70

Структура установленной мощности электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России на 01.01.2015 приведена в табл. 2.1.2.

Таблица 2.1.2

Энергообъединение	Всего, МВт	ТЭС		ГЭС		АЭС	
		МВт	%	МВт	%	МВт	%
ЕЭС РОССИИ	232451,81	158403,42	68,2	47712,39	20,5	26336,0	11,3
ОЭС Центра	52891,72	38268,87	72,4	1788,85	3,4	12834,0	24,2
ОЭС Средней Волги	26932,82	16004,82	59,4	6856,00	25,5	4072,0	15,1
ОЭС Урала	49165,89	46711,95	95,0	1853,94	3,8	600,0	1,2
ОЭС Северо-Запада	23286,00	14570,35	62,6	2955,65	12,7	5760,0	24,7
ОЭС Юга	20169,95	11453,40	56,8	5646,55	28,0	3070,0	15,2
ОЭС Сибири	50947,73	25676,33	50,4	25271,40	49,6	-	0,0
ОЭС Востока	9057,70	5717,70	63,1	3340,00	36,9	-	0,0

Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России на начало 2015 года по видам генерирующего оборудования представлена на рис. 2.1.1.

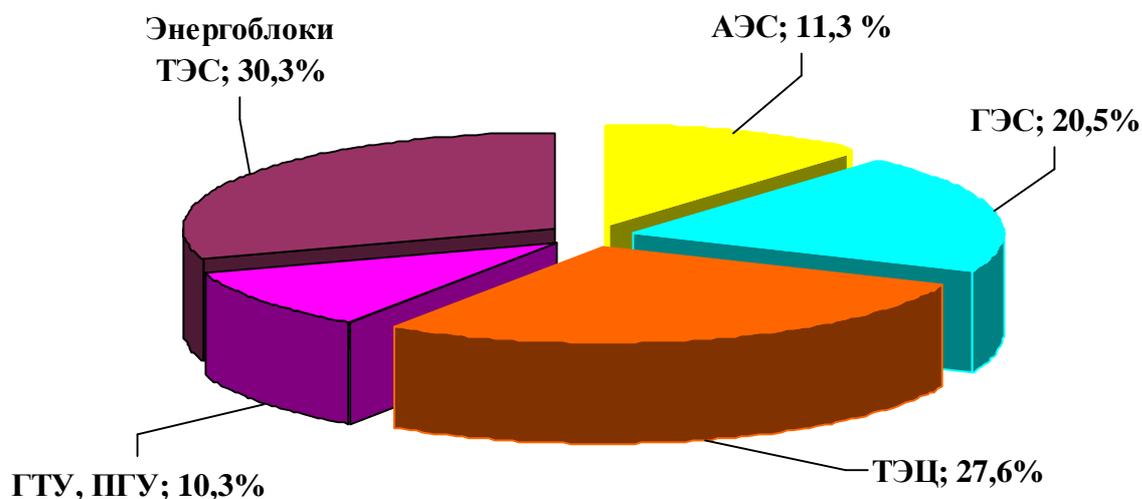


Рис.2.1.1. Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России

Таблица 2.1.3.

Вводы генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в 2014 году

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
ОЭС ЦЕНТРА			<u>1465,5</u>
ТЭЦ-9 Мосэнерго	№1	ГТЭ-65	64,8
Вологодская ТЭЦ	№4-5	ПГУ	102,1
Владимирская ТЭЦ	№7, №1	ПГУ	231,0
Череповецкая ГРЭС	№4	ПГУ	421,6
ТЭЦ-16 Мосэнерго	№8	ПГУ	421,0
Черепетская ГРЭС	№8	К-225-240	225,0
ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ			<u>678,9</u>
Новочебоксарская ТЭЦ-3	№7	ПТ-80/100-130/13	81,0
Казанская ТЭЦ-2	№1-4	ПГУ	219,6
Новокуйбышевская ТЭЦ-2	№6	Р-35/50-130	35,0
Новогорьковская ТЭЦ	№1	GT13E2	171,1
Новогорьковская ТЭЦ	№2	GT13E2	172,2
ОЭС УРАЛА			<u>2347,792</u>
Уфимская ТЭЦ-3	№4	Р-28/33-8,8/2,1	10,0
Южноуральская ГРЭС-2	№1	ПГУ	408,0
Южноуральская ГРЭС-2	№2	ПГУ	416,6
Нижневартовская ГРЭС	№3.1	ПГУ	388,0
Кировская ТЭЦ-4	№2	Тп-65/78-12,8	68,0
Ижевская ТЭЦ-1	№8-9	ПГУ	230,6
Кировская ТЭЦ-3	№ТГ-ГТ1	ПГУ	174,0
Кировская ТЭЦ-3	№ ТГ-ПТ1	ПГУ	62,0
Зауральская ТЭЦ	№5	ГПА	2,492

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
Няганская ГРЭС	№3	ПГУ	424,6
ГТЭС Юрхаровского НГМК	№4	ГПА	2,5
ГТЭС Федоровского месторождения	№1-3	НК-16СТ	36,0
Кировская ТЭЦ-4	№6	T-120/130-130-8М	125,0
ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА			5,475
ЭСН КС Микуньская	№4-6	Звезда ГП-1500BK02-М3	4,5
Каликоски ГЭС	№1	Каплан	0,975
ОЭС ЮГА			1212,2
ГТУ-ТЭС Туапсинского НПЗ	№1-3	SGT-800	141,0
Новокарачаевская МГЭС	№1-2	ZDK283-1,11-120	1,2
Ростовская АЭС	№3	ВВЭР	1070
ОЭС СИБИРИ			1586,44
ГТЭС "Двуреченская"	№№1-4	ГТД-6PM	24,0
Абаканская ТЭЦ	№4	КТ-136-12,8	136
Барнаульская ТЭЦ-2	№8	T-65-130	65,0
Богучанская ГЭС	№№7-9	PO75-B-750	999,0
ГТЭС "Новокузнецкая"	№№14-15	ГТЭ-145	297,44
Барнаульская ТЭЦ-2	№9	T-65-130-2M	65,0
ЕЭС РОССИИ			7296,307

Таблица 2.1.4.

**Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях
ЕЭС России в 2014 году**

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
ОЭС ЦЕНТРА			284,5
МГТЭС ПС Пушкино	№2-3	FN8-3 MOBILEPAC	45
МГТЭС ПС Игнатово	№1	FN8-3 MOBILEPAC	22,5
МГТЭС ПС Сырово	№1	FN8-3 MOBILEPAC	22,5
Брянская ГРЭС	№4	P-10/12-29/5M	10,0
Алексинская ТЭЦ	№4	П-40-90/7	40,0
Новомосковская ТЭЦ	№5	T-90-90/2,5	90,0
Владимирская ТЭЦ-2	№2	ПТ-54,5-120/13	54,5
ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ			30,9
ТЭЦ ОАО "КНПЗ"	№1	AP-6-11	6
Новочебоксарская ТЭЦ-3	№4	P-24,9-130/13	24,9
ОЭС УРАЛА			859,0
Верхнетагильская ГРЭС	№2	T-88/100-90/2,5	88
Верхнетагильская ГРЭС	№3	T-88/100-90/2,5	88
Нижнетуринская ГРЭС	№9	T-88-90-2,5	88
Троицкая ГРЭС	№7	K-300-240	278
Южноуральская ГРЭС	№2	K-50-90-2	50

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
Южноуральская ГРЭС	№3	К-50-90-2	50
Серовская ГРЭС	№1	К-50-90	50
Серовская ГРЭС	№2	К-50-90	50
Серовская ГРЭС	№4	К-50-90	50
Кировская ТЭЦ-4	№4	Т-50-130	50
Салаватская ТЭЦ	№8	Р-6-90/31	5
Березниковская ТЭЦ-10	№3	ПР-6-35/8/2,5	6
Уфимская ТЭЦ-2	№3	Р-12-29/1,2	6
ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА			<u>66,7</u>
Гусевская ТЭЦ	№1	Р-9,4-29/0,45	7
ТЭЦ АО Монди"	№1У	Р-12-35	12,0
Светловская ГРЭС-2	№2	Р-20,8-71/0,545	20,8
Центральная ТЭЦ-2	№1	Т-20,5-26	20,5
ТЭЦ ФГУП "НИТИ им Александра"	№2-3	ТМ-3200-ОВ-ОМ	6,4
ОЭС ЮГА			<u>404,5</u>
МГТЭС ПС Псоу	№1-4	FN8-3 MOBILEPAC	90
МГТЭС СУГ	№1-3	FN8-3 MOBILEPAC	67,5
Сочинская МГТЭС	№1-2	FN8-3 MOBILEPAC	45,0
ТЭЦ Северная	№3	Р-12/35/5	12
Волгоградская ТЭЦ-2	№3	Р-25/90	25
Волгоградская ТЭЦ-2	№4	Р-25/90	25
Волжская ТЭЦ	№3	Р-44/115	44
Каспийская ТЭЦ	№2	Р-6-35/5	6
Каспийская ТЭЦ	№3	ПТ-12-29/10-1	12
Волгоградская ТЭЦ-3	№3	Р-60-115/15	60
ГТУ-ТЭС Туапсинского НПЗ	№1-3	П-6-35	18
ОЭС СИБИРИ			<u>117,0</u>
Барнаулская ТЭЦ-2	№9	Т-55-130	55
Рубцовская ТЭЦ	№3	ПТ-12-29/8	12
Рубцовская ТЭЦ	№4	Т-12-29	12,0
Рубцовская ТЭЦ	№7	Р-6-29/10	6,0
Новосибирская ТЭЦ-3	№5	Р-15-90/31	15,0
Барабинская ТЭЦ	№1	К-17-90-1	17,0
ИТОГО ЕЭС:			<u>1762,6</u>

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

Число часов использования установленной мощности электростанций в целом по ЕЭС России в 2014 году составило 4478 часов.

При этом число часов использования установленной мощности составляет:

- тепловых электростанций 4256 часов или 48,6 % календарного времени (коэффициент использования установленной мощности);
- атомных электростанций – 7149 часов (81,6 % календарного времени);
- гидроэлектростанций – 3550 часов (40,5 % календарного времени);
- электростанций промпредприятий – 5289 часа (60,4 % календарного времени).

Данные, характеризующие использование установленной мощности электростанций ЕЭС России в разрезе ОЭС за период 2013-2014 гг., приведены в табл. 2.2.1.

Таблица 2.2.1.

Коэффициенты использования установленной мощности электростанций по ЕЭС России и ОЭС в 2014 и 2013 годах

%

	2014 г.				2013 г.			
	ТЭС	ГЭС	АЭС	Эл.станции пром.пред.	ТЭС	ГЭС	АЭС	Эл.станции пром.пред.
ЕЭС России	48,6	40,5	81,6	60,4	49,9	43,1	77,9	60,4
ОЭС Центра	41,9	19,0	84,0	68,3	43,8	21,9	77,8	69,8
ОЭС Средней Волги	39,1	35,4	85,1	57,1	41,6	39,5	96,1	56,8
ОЭС Урала	60,1	36,0	86,1	77,8	62,9	33,9	78,4	76,8
ОЭС Северо-Запада	41,9	44,6	71,9	49,8	46,2	46,6	58,7	47,9
ОЭС Юга	51,0	38,4	88,7	21,3	45,6	45,0	97,8	23,5
ОЭС Сибири	47,0	43,5	-	47,5	46,8	45,3	-	48,2
ОЭС Востока	45,6	42,7	-	-	43,5	46,0	-	-

3. ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ЕЭС И ЭНЕРГОСИСТЕМАМ.

Фактическое потребление электроэнергии по ЕЭС России в 2014 году составило 1 013 858,2 млн. кВтч, что выше факта 2013 года на 4 042,5 млн. кВтч (+0,4%).

Относительно фактического объема потребления электроэнергии 2012 года снижение составило 1 886,0 млн. кВтч (-0,2%). При этом без учета влияния дополнительного дня високосного года в 2014 году зафиксировано увеличение объема потребления электроэнергии по ЕЭС России относительно приведенного показателя 2012 года, которое составило 1 269,3 млн. кВтч (+0,1%).

Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России по месяцам 2014 года в сравнении с 2012 и 2013 годами представлена на рис. 3.1.

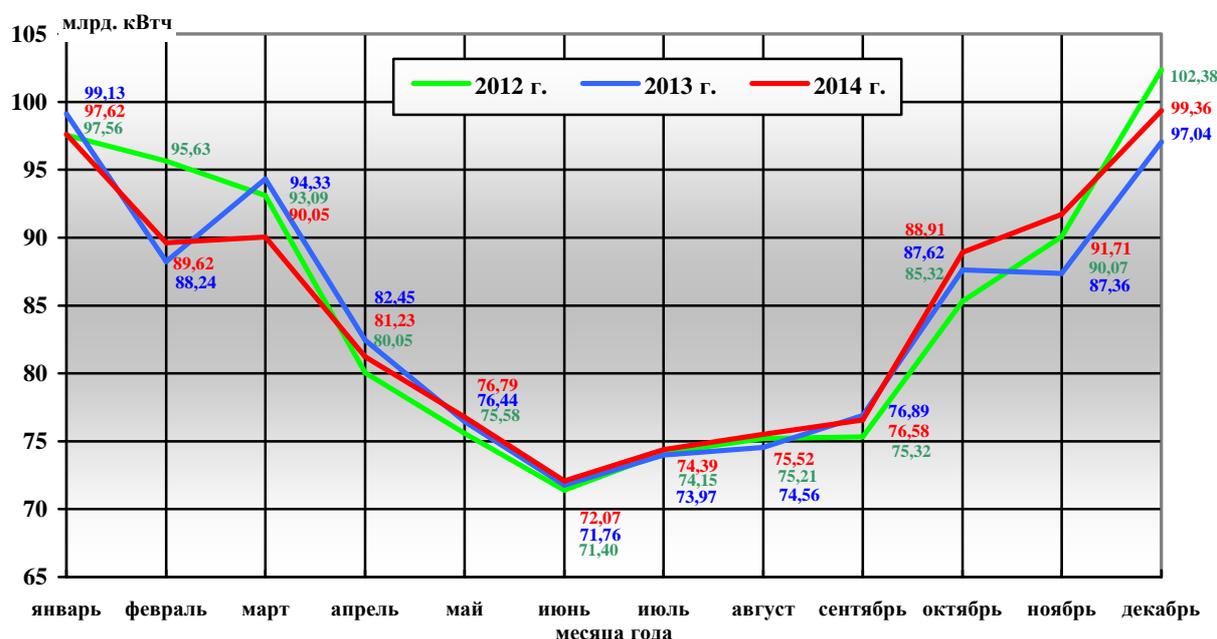


Рис. 3.1. Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России по месяцам 2012 – 2014 годов.

С начала года отмечалось снижение потребления электроэнергии относительно соответствующих показателей 2013 года. Так в 1 квартале 2014 года снижение объема потребляемой электроэнергии составило -1,6%. В мае-сентябре объемы потребления электроэнергии сохранялись на уровне прошлого года. В 4 квартале был отмечен значительный прирост потребления (+2,9%) относительно аналогичного периода 2013 года.

Одним из факторов, оказавших влияние на изменение динамики электропотребления, является температура наружного воздуха. Начало года характеризовалось повышенным температурным фоном. В 4 квартале зафиксированы сниженные относительно аналогичного периода прошлого года температуры практически во всех регионах России.

В марте 2014 года повышение температуры наружного воздуха в ЕЭС России относительно прошлого года составило 6,4 °С, что повлияло на снижение потребления электроэнергии в энергосистеме относительно предыдущего года на 4,5%.

В ноябре 2014 года в ЕЭС России наблюдалось снижение среднемесячной температуры наружного воздуха на 5,8 °С относительно аналогичного периода прошлого года, при этом прирост объема потребляемой электроэнергии в энергосистеме составил 5,0%.

Помимо влияния температурного фактора на снижение уровня потребления электроэнергии в ЕЭС России в течение 2014 года в значительной степени повлияло снижение объемов потребления электроэнергии рядом промышленных предприятий.

Во второй половине 2013 года в связи со снижением объемов производства произошло снижение электропотребления на ряде алюминиевых заводов. В 2014 году объемы потребления электроэнергии на производство алюминия сохранялись на уровне конца 2013 года. В результате за 2014 год относительно показателей предыдущего года потребление электроэнергии алюминиевых заводов снизилось на 4,3 млрд. кВтч, что составляет 0,4% от годового объема потребления электроэнергии ЕЭС России в 2013 году.

Так же в течение всего года наблюдалось значительное снижение электропотребления ООО «Газпром Трансгаз», в первую очередь в Республике Марий Эл и Нижегородской области. Суммарное за 2014 год снижение потребления указанного потребителя на территории ОЭС Средней Волги составило 2,1 млрд. кВтч, что составляет 0,2% от потребления электроэнергии ЕЭС России за 2013 год.

В 2014 году по сравнению с показателями 2013 года в ряде региональных энергосистемах наблюдалось значительное изменение объемов потребляемой электроэнергии, обусловленное изменением электропотребления промышленных предприятий:

- Калужская энергосистема (+10,4%) – ввод новых потребителей ОАО «НЛМК-Калуга» и ООО «Лафарж Цемент»;
- Тюменская энергосистема (+2,6%) – рост потребления предприятий нефте- и газодобычи;
- Кубанская энергосистема (+6,3%) – рост потребления Сочинского энергорайона в связи с вводом Олимпийских объектов, новых гостиничных и торговых площадей, набор нагрузки Абинского ЭМЗ;
- Хабаровская энергосистема (+2,8%) – рост потребления ОАО «РЖД», ОАО «Амурметалл» и ОАО «Хабаровский НПЗ»;
- Ярославская энергосистема (-2,5%) – снижение потребления ООО «Балтнефтепровод», ОАО «Славнефть-ЯНОС», ОАО «Газпром Трансгаз Ухта»;
- Марийская энергосистема (-17,0%) – снижение потребления ООО «Газпром Трансгаз Нижний Новгород» и ООО «Верхневолжскнефтепровод»;
- Нижегородская энергосистема (-6,8%) – снижение потребления ООО «Газпром Трансгаз Нижний Новгород», предприятия группы ОАО «ГАЗ», ООО «Верхневолжскнефтепровод», ОАО «Волга»;
- Свердловская энергосистема (-2,1%) – снижение потребления ОАО «БАЗ-СУАЛ» и ОАО «УАЗ-СУАЛ»;
- Новгородская энергосистема (-2,1%) – снижение потребления ООО «Балтнефтепровод»;
- Волгоградская энергосистема (-9,9%) – консервация производства на ОАО «ВГАЗ-СУАЛ»;

– Кузбасская энергосистема (-2,8%) – снижение потребления ОАО «РУСАЛ-Новокузнецк»

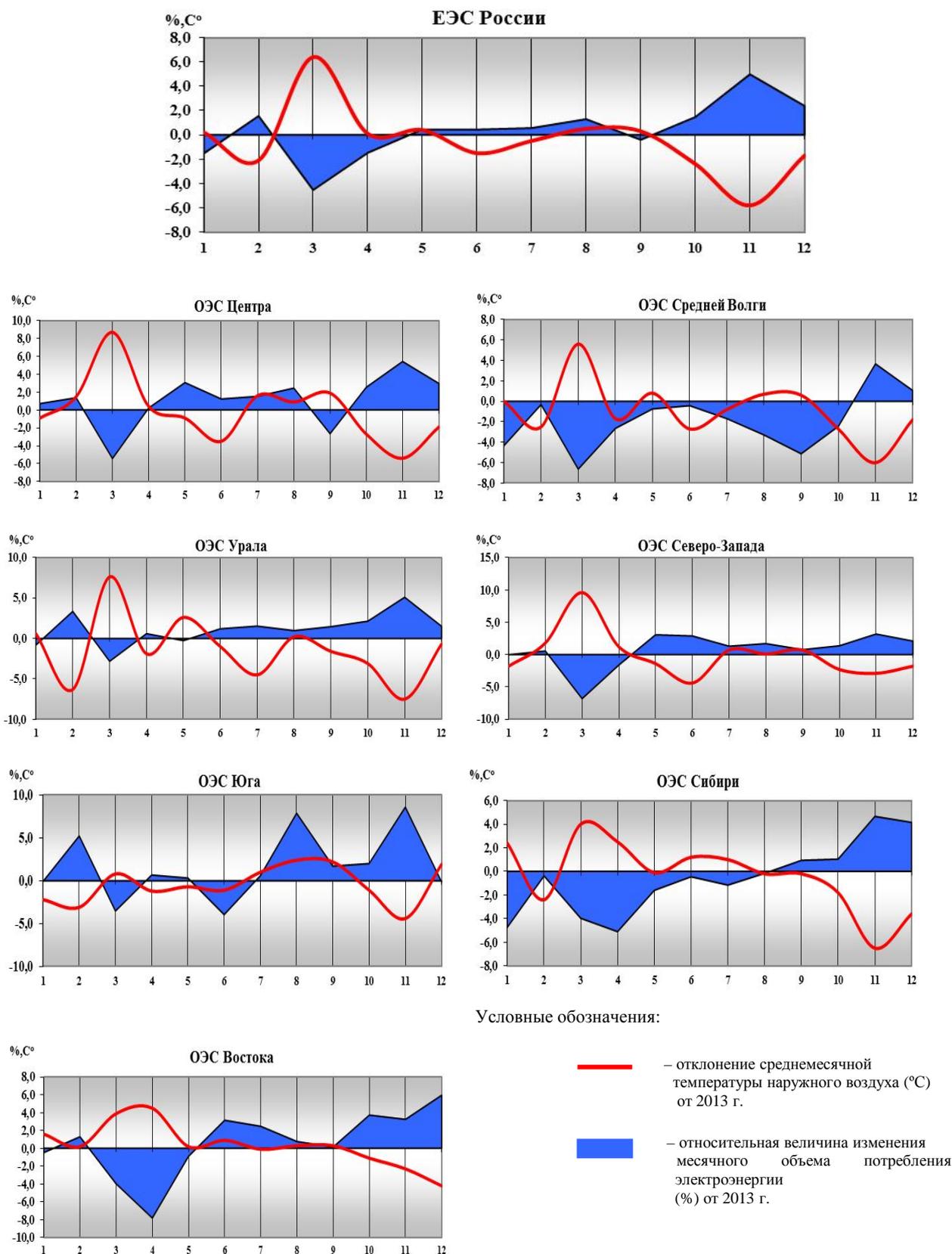


Рис. 3.2. Динамика изменения относительной величины потребления электроэнергии и отклонения фактической температуры наружного воздуха по месяцам 2014 года.

В таблице 3.1 приведены данные о фактических годовых объемах потребления электроэнергии по ЕЭС России, ОЭС и региональным энергосистемам в 2014 году в сравнении с фактическими объемами потребления электроэнергии в 2013 году.

Таблица 3.1.
млн. кВтч

Энергообъединение, энергосистема субъекта РФ	Потребление электроэнергии			
	2013	2014	Откл. (+,-) к 2013	% к 2013
ЕЭС РОССИИ	1 009 815,7	1 013 858,2	4 042,5	0,4
ОЭС Центра	230 433,0	232 929,9	2 496,9	1,1
Белгородской области	14 807,5	14 906,1	98,6	0,7
Брянской области	4 488,7	4 508,6	19,9	0,4
Владимирской области	6 989,3	6 904,1	-85,2	-1,2
Вологодской области	13 422,7	13 531,5	108,8	0,8
Воронежской области	10 335,6	10 540,3	204,7	2,0
Ивановской области	3 671,5	3 583,7	-87,8	-2,4
Калужской области	5 727,8	6 322,0	594,2	10,4
Костромской области	3 602,1	3 617,3	15,2	0,4
Курской области	8 063,0	8 502,8	439,8	5,5
Липецкой области	11 937,2	12 104,5	167,3	1,4
г. Москвы и Московской области	102 093,5	103 197,4	1 103,9	1,1
Орловской области	2 792,5	2 798,4	5,9	0,2
Рязанской области	6 495,1	6 629,4	134,3	2,1
Смоленской области	6 242,2	6 304,1	61,9	1,0
Тамбовской области	3 459,3	3 430,2	-29,1	-0,8
Тверской области	8 249,8	8 208,9	-40,9	-0,5
Тульской области	9 882,6	9 868,6	-14,0	-0,1
Ярославской области	8 172,6	7 972,0	-200,6	-2,5
ОЭС Средней Волги	108 791,8	106 682,8	-2 109,0	-1,9
Нижегородской области	22 034,4	20 525,7	-1 508,7	-6,8
Республики Марий Эл	3 175,9	2 634,9	-541,0	-17,0
Республики Мордовии	3 448,6	3 463,6	15,0	0,4
Пензенской области	4 856,5	4 972,8	116,3	2,4
Самарской области	24 309,9	23 901,1	-408,8	-1,7
Саратовской области	12 820,7	12 960,3	139,6	1,1
Республики Татарстан	26 761,4	27 120,3	358,9	1,3
Ульяновской области	6 123,5	6 009,7	-113,8	-1,9
Чувашской Республики	5 260,9	5 094,4	-166,5	-3,2
ОЭС Урала	257 788,6	260 670,4	2 881,8	1,1
Республики Башкортостан	25 708,6	26 368,1	659,5	2,6
Кировской области	7 402,4	7 507,9	105,5	1,4
Курганской области	4 518,2	4 601,2	83,0	1,8
Оренбургской области	15 582,1	15 625,0	42,9	0,3
Пермского края	23 477,4	23 560,7	83,3	0,4
Свердловской области	44 770,3	43 819,3	-951,0	-2,1
Удмуртской Республики	9 396,6	9 518,0	121,4	1,3
Челябинской области	35 756,8	36 141,1	384,3	1,1
Тюменской области, Ханты-Мансийского АО-Югра и Ямало-Ненецкого АО	91 176,2	93 529,1	2 352,9	2,6
ОЭС Северо-Запада	90 289,6	90 770,1	480,5	0,5
Архангельской области и Ненецкого АО	7 462,8	7 390,4	-72,4	-1,0
Калининградской области	4 412,3	4 414,6	2,3	0,1

Энергообъединение, энергосистема субъекта РФ	Потребление электроэнергии			
	2013	2014	Откл. (+,-) к 2013	% к 2013
Республики Карелия	7 645,0	7 689,8	44,8	0,6
Мурманской области	12 295,2	12 225,0	-70,2	-0,6
Республики Коми	8 899,3	8 952,9	53,6	0,6
Новгородской области	4 169,9	4 080,9	-89,0	-2,1
Псковской области	2 221,7	2 162,5	-59,2	-2,7
г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области	43 183,4	43 854,0	670,6	1,6
ОЭС Юга	85 584,8	86 938,5	1 353,7	1,6
Астраханской области	4 213,7	4 376,5	162,8	3,9
Волгоградской области	17 529,7	15 785,9	-1 743,8	-9,9
Чеченской Республики	2 379,1	2 540,3	161,2	6,8
Республики Дагестан	5 474,0	5 860,3	386,3	7,1
Республики Ингушетия	625,7	655,4	29,7	4,7
Кабардино-Балкарской Республики	1 559,8	1 603,8	44,0	2,8
Республики Калмыкия	476,1	499,6	23,5	4,9
Карачаево-Черкесской Республики	1 280,2	1 275,6	-4,6	-0,4
Краснодарской края и Республики Адыгея	23 286,0	24 750,0	1 464,0	6,3
Ростовской области	17 247,4	17 849,7	602,3	3,5
Республики Северная Осетия-Алания	2 047,8	2 138,6	90,8	4,4
Ставропольского края	9 465,3	9 602,8	137,5	1,5
ОЭС Сибири	205 320,1	204 064,6	-1 255,5	-0,6
Алтайского края и Республики Алтай	10 841,2	10 934,7	93,5	0,9
Республики Бурятия	5 484,0	5 408,5	-75,5	-1,4
Иркутской области	53 412,4	52 819,6	-592,8	-1,1
Красноярского края	42 142,1	41 942,5	-199,6	-0,5
Республики Тыва	709,3	730,0	20,7	2,9
Новосибирской области	15 343,7	15 785,9	442,2	2,9
Омской области	10 888,1	10 992,5	104,4	1,0
Томской области	8 900,4	8 923,6	23,2	0,3
Забайкальского края	7 972,9	7 835,5	-137,4	-1,7
Республики Хакасия	16 525,5	16 508,6	-16,9	-0,1
Кемеровской области	33 100,5	32 183,2	-917,3	-2,8
ОЭС Востока	31 607,8	31 801,9	194,1	0,6
Амурской области	7 979,3	7 983,9	4,6	0,1
Приморского края	12 577,0	12 544,6	-32,4	-0,3
Хабаровского края и Еврейской автономной области	9346,5	9606,1	259,6	2,8
Южно-Якутский энергорайон	1 705,0	1 667,3	-37,7	-2,2

4. БАЛАНСЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ.

4.1. Баланс электрической энергии.

Баланс электрической энергии по ЕЭС России за 2013 и 2014 годы представлен в табл. 4.1.1.

Таблица 4.1.1.

Баланс электрической энергии по ЕЭС России за 2013 и 2014 годы.

Показатель	2013 год, млн. кВтч	2014 год	
		млн. кВтч	2014/2013 г., %
Выработка электроэнергии, всего	1 023 537,3	1 024 943,4	100,1
в т.ч.: ТЭС	622 538,3	621 123,0	99,8
ГЭС	174 740,2	167 063,1	95,6
АЭС	172 001,9	180 255,2	104,8
Электростанции промышленных предприятий	54 256,9	56 502,1	104,1
Потребление электроэнергии	1 009 815,7	1 013 858,2	100,4
Сальдо перетоков электроэнергии «+» – прием, «-» – выдача	-13 721,6	-11 085,2	

Фактический баланс электроэнергии по ЕЭС России за 2014 год с учетом межсистемных и экспортно-импортных сальдо-перетоков электроэнергии представлен на рис. 4.1.1.

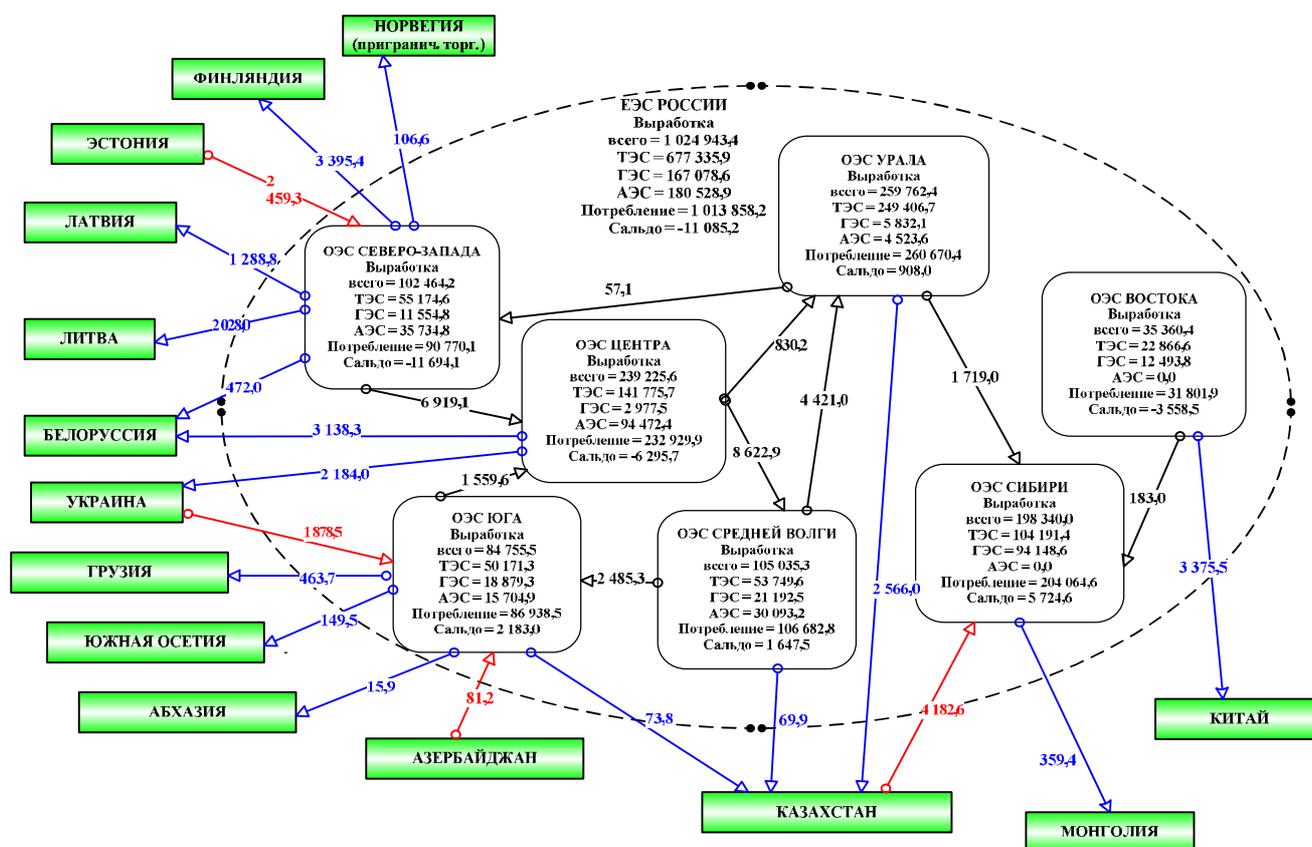


Рис.4.1.1 Фактический баланс электроэнергии по ЕЭС России за 2014 год.

Балансы электрической энергии по ОЭС за 2014 год в сравнении с балансовыми показателями 2013 года представлены в табл. 4.1.2.

Таблица 4.1.2.

Балансы электрической энергии по ОЭС за 2013 и 2014 годы.

Показатели	2013 год, млн. кВтч	2014 год	
		млн. кВтч	2014/2013 г., %
ОЭС Центра			
Выработка электроэнергии, всего:	235 807,9	239 225,6	101,4
в т.ч.: ТЭС	134 807,2	131 125,7	97,3
ГЭС	3 453,8	2 977,5	86,2
АЭС	87 433,0	94 472,4	108,1
Электростанции промышленных предприятий	10 113,9	10 650,0	105,3
Потребление электроэнергии	230 433,0	232 929,9	101,1
Сальдо перетоков электроэнергии*	-5 374,9	-6 295,7	
ОЭС Средней Волги			
Выработка электроэнергии, всего:	113 380,4	105 035,3	92,6
в т.ч.: ТЭС	53 718,4	51 392,2	95,7
ГЭС	23 556,8	21 192,5	90,0
АЭС	33 690,8	29 819,5	88,5
Электростанции промышленных предприятий	2 414,4	2 631,1	109,0
Потребление электроэнергии	108 791,8	106 682,8	98,1
Сальдо перетоков электроэнергии*	-4 588,6	1 647,5	
ОЭС Урала			
Выработка электроэнергии, всего:	258 177,6	259 762,4	100,6
в т.ч.: ТЭС	225 542,8	225 352,4	99,9
ГЭС	5 473,3	5 832,1	106,6
АЭС	4 120,3	4 523,6	109,8
Электростанции промышленных предприятий	23 041,2	24 054,3	104,4
Потребление электроэнергии	257 788,6	260 670,4	101,1
Сальдо перетоков электроэнергии*	-389,0	908,0	
ОЭС Северо-Запада			
Выработка электроэнергии, всего:	101 076,3	102 464,2	101,4
в т.ч.: ТЭС	51 205,0	46 549,6	90,9
ГЭС	12 036,3	11 554,8	96,0
АЭС	29 622,1	35 734,8	120,6
Электростанции промышленных предприятий	8 212,9	8 625,0	105,0
Потребление электроэнергии	90 289,6	90 770,1	100,5
Сальдо перетоков электроэнергии*	-10 786,7	-11 694,1	
ОЭС Юга			
Выработка электроэнергии, всего:	82 842,0	84 755,5	102,3
в т.ч.: ТЭС	42 617,4	49 043,6	115,1
ГЭС	22 048,6	18 877,0	85,6
АЭС	17 135,7	15 704,9	91,7
Электростанции промышленных предприятий	1 040,3	1 130,0	108,6
Потребление электроэнергии	85 584,8	86 938,5	101,6
Сальдо перетоков электроэнергии*	2 742,8	2 183,0	

Показатели	2013 год, млн. кВтч	2014 год	
		млн. кВтч	2014/2013 г., %
ОЭС Сибири			
Выработка электроэнергии, всего:	197 019,8	198 340,0	100,7
в т.ч.: ТЭС	92 858,7	94 792,9	102,1
ГЭС	94 726,9	94 135,4	99,4
АЭС	0,0	0,0	-
Электростанции промышленных предприятий	9 434,2	9 411,7	99,8
Потребление электроэнергии	205 320,1	204 064,6	99,4
Сальдо перетоков электроэнергии*	8 300,3	5 724,6	
ОЭС Востока			
Выработка электроэнергии, всего:	35 233,3	35 360,4	100,4
в т.ч.: ТЭС	21 788,8	22 866,6	104,9
ГЭС	13 444,5	12 493,8	92,9
АЭС	0,0	0,0	-
Электростанции промышленных предприятий	0,0	0,0	-
Потребление электроэнергии	31 607,8	31 801,9	100,6
Сальдо перетоков электроэнергии*	-3 625,5	-3 558,5	

(*) – «+» – прием, «-» – выдача

Структура выработки электроэнергии по ЕЭС России.

В 2014 году выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России, включая производство электроэнергии на электростанциях промышленных предприятий, составила 1 024,9 млрд. кВтч (увеличение к объему производства электроэнергии в 2013 году составило 0,1%), в том числе:

ТЭС – 677,3 млрд. кВтч (увеличение производства на 0,1%);

ГЭС – 167,1 млрд. кВтч (снижение производства на 4,4%);

АЭС – 180,5 млрд. кВтч (увеличение производства на 4,8%).

Выработка электроэнергии электростанциями оптовых и территориальных генерирующих компаний (ОГК, ТГК) составила:

электростанции ТЭС ОГК – 263,4 млрд. кВтч (снижение к 2013 году 2,2%);

электростанции Федеральной гидрогенерирующей компании (ФГГК) 80,0 млрд. кВтч (снижение производства электроэнергии относительно 2013 года на 12,4%);

электростанции ТГК – 225,1 млрд. кВтч (снижение на 7,2%).

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций ЕЭС России в 2014 году приведена на рис. 4.1.2.

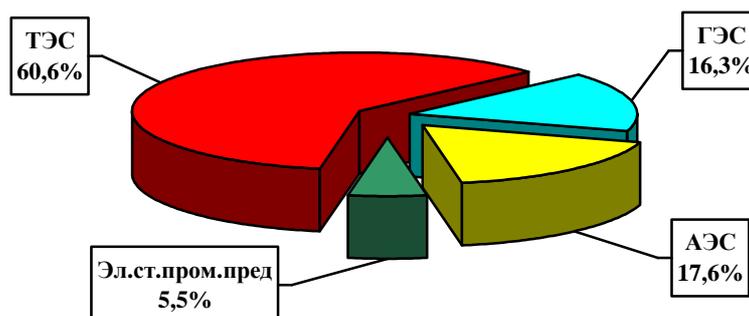


Рис. 4.1.2. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций ЕЭС России.

Доля выработки электроэнергии по типам электростанций от общей выработки ОЭС в 2014 году представлена на рис. 4.1.3.

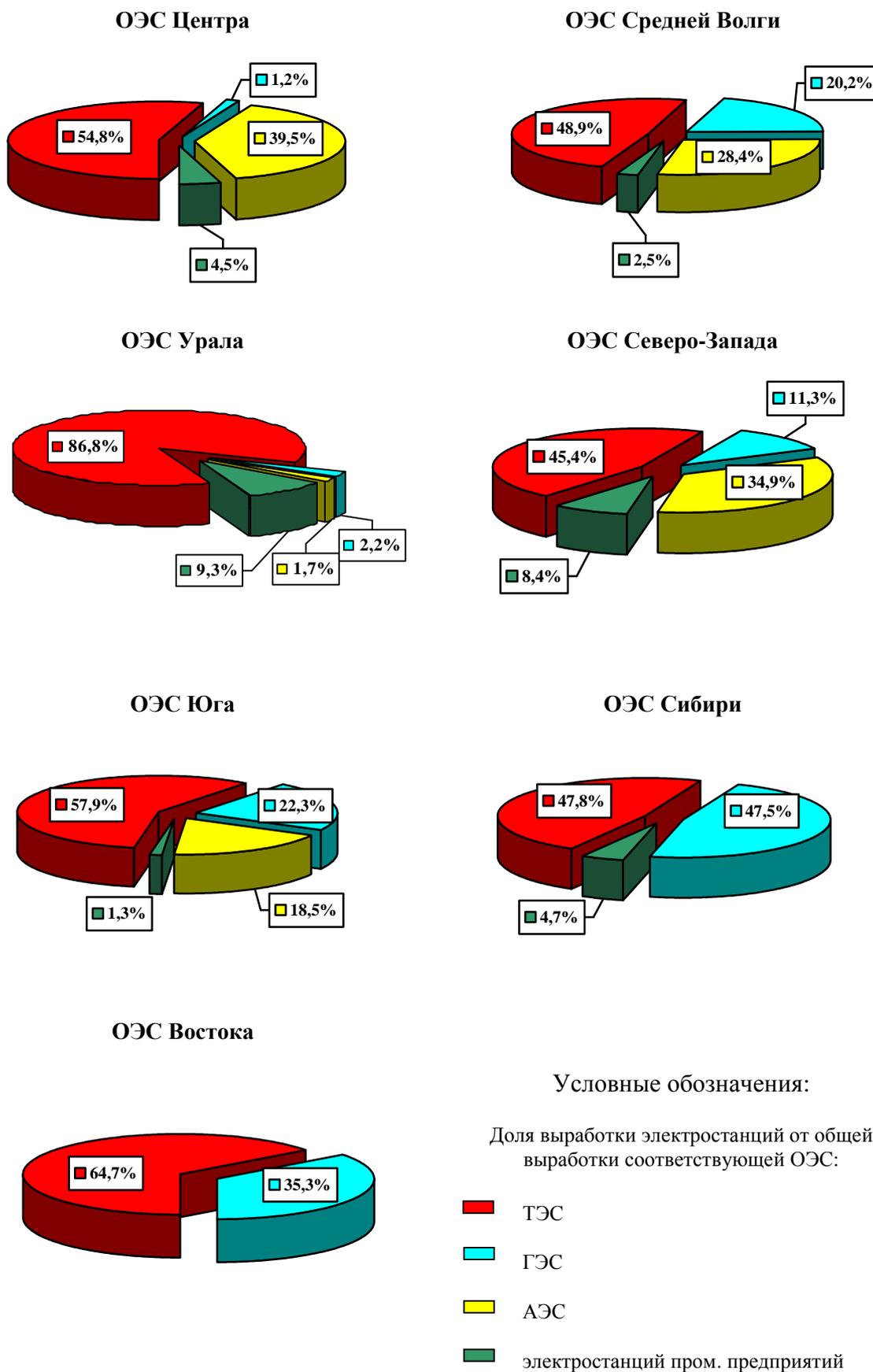


Рис. 4.1.3. Доля выработки электроэнергии по типам электростанций от общей выработки ОЭС в 2014 году.

4.2. Баланс электрической мощности

Годовой максимум потребления мощности ЕЭС России зафиксирован 31.01.2014 в 10:00 (UTC+4) при частоте электрического тока 50,006 Гц, среднесуточной температуре наружного воздуха -23,2 °С (на 11,4°С ниже климатической нормы и на 7,1 °С ниже среднесуточной температуры при прохождении годового максимума 2013 года) и составил 154,7 ГВт, что на 7,7 ГВт выше годового максимума 2013 года (147,0 ГВт).

Максимальная нагрузка электростанций ЕЭС России на час прохождения максимума потребления мощности составила 156,1 ГВт, что на 6,8 ГВт (6,1%) выше аналогичного показателя 2013 года. Величина экспорта мощности с территории ЕЭС России составила 1,4 ГВт и снизилась на 0,8 ГВт по сравнению с 2013 годом.

Балансы мощности на час прохождения годового максимума потребления в 2013 и 2014 году представлены на рис. 4.2.1.

Объемы ремонтной мощности электростанций ЕЭС России в сравнении с объемами аналогичного периода прошлого года снизились на 1,4 ГВт и составили 21,1 ГВт, при этом аварийные ремонты возросли на 0,7 ГВт.

Резервы мощности на 10:00 (UTC+4) 31.01.2014 на ТЭС ЕЭС России составили 29,1 ГВт, в том числе холодный резерв – 23,8 ГВт, вращающийся резерв – 5,3 ГВт.

Величина невыпускаемого резерва, обусловленного ограничениями пропускной способности электрических сетей в ОЭС Востока, ОЭС Северо-Запада и ОЭС Сибири, составила 14,8 ГВт.

Фактическая среднесуточная температура наружного воздуха и отклонение температуры от климатической нормы по энергообъединениям в день прохождения годового максимума потребления ЕЭС России в 2014 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 мощности в 2014 году

Энергообъединения	Среднесуточная температура (°С)	
	31 января 2014 года	
	Факт	Отклонение от климатической нормы
ЕЭС России	-23,2	-11,4
ОЭС Центра	-21,2	-12,7
ОЭС Средней Волги	-21,4	-11,1
ОЭС Урала	-25,6	-11,6
ОЭС Северо-Запада	-17,6	-7,4
ОЭС Юга	-18,8	-16,2
ОЭС Сибири	-27,8	-11,0
ОЭС Востока	-21,5	-2,6

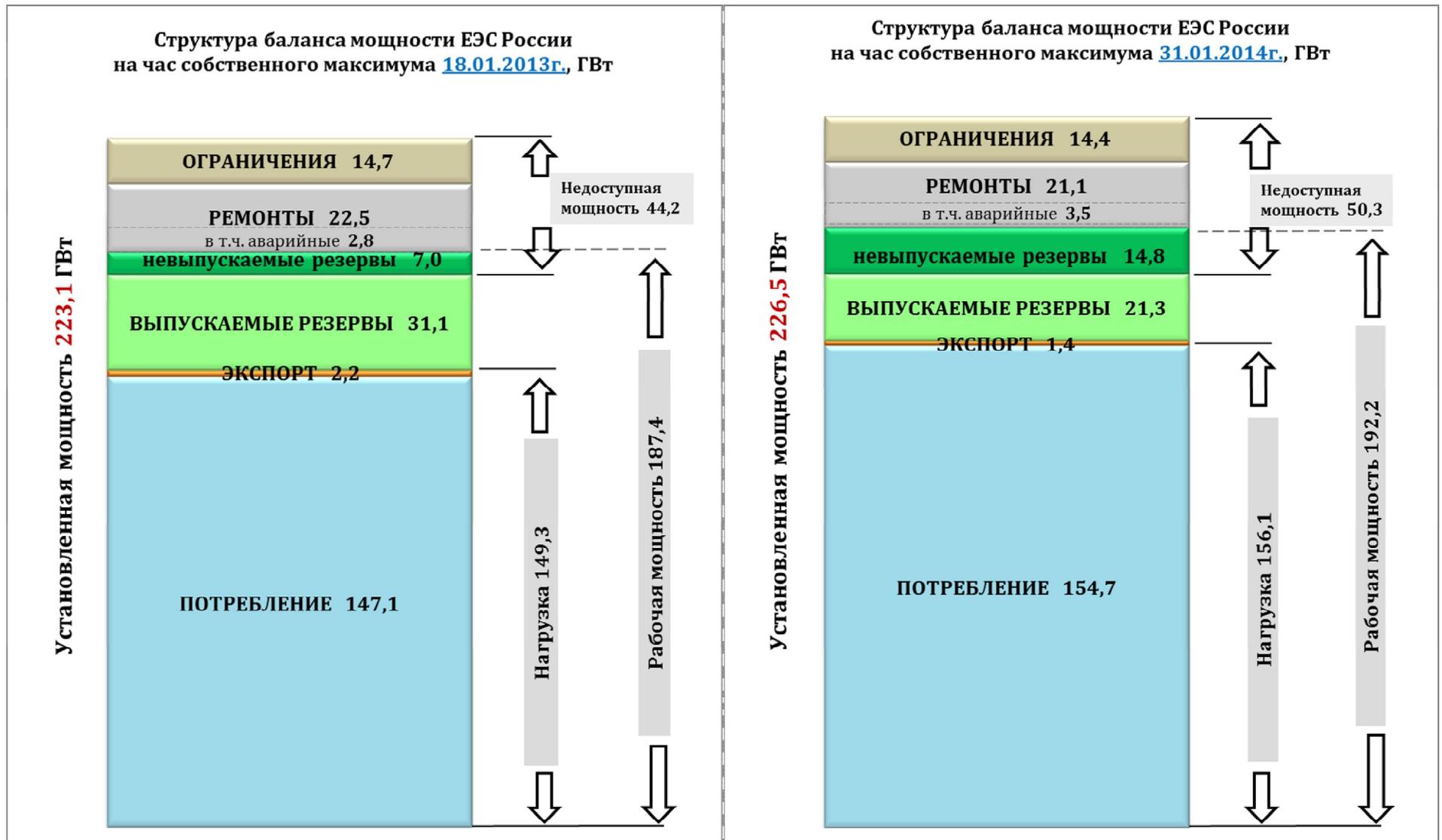


Рис.4.2.1. Балансы мощности на час прохождения годового максимума потребления в 2013 и 2014 годах.

Балансы мощности по ОЭС на час годового максимума потребления ЕЭС России в 2014 году представлены в табл. 4.2.2.

Таблица 4.2.2.

Баланс мощности на час годового максимума ЕЭС России 31.01.2014.

Энергообъединения	Установлен ная мощность	Располагае мая мощность	Ремонтная мощность	Резерв	Нагрузка	Совмещен- ный максимум потребления	Экспорт (-), импорт (+)
ЕЭС России	226498	213356	21130	36101	156125	154709	1416
ОЭС Центра	51682	51206	3392	7575	40239	38119	
ОЭС Средней Волги	26210	24248	2875	4212	17161	17288	
ОЭС Урала	47615	46173	4306	4299	37568	36563	
ОЭС Северо- Запада	23386	21646	1168	5290	15188	14695	
ОЭС Юга	19302	18045	2727	3374	11944	14123	
ОЭС Сибири	49242	43173	6562	7531	29080	29234	
ОЭС Востока	9061	8866	100	3820	4946	4687	

Информация о собственных годовых максимумах потребления мощности энергосистем в 2014 году представлена в табл. 4.2.3.

Таблица 4.2.3.

МВт

Энергообъединение, энергосистема субъекта РФ	Собственные максимумы потребления мощности			
	2014 г.	2013 г.	Отклонение (+,-) к 2013г.	% к 2013г.
ЕЭС РОССИИ	154709	147046	+7663	5,21
ОЭС Центра	38230	35942	+2288	6,4
Белгородской области	2179	2116	+63	3,0
Брянской области	793	798	-5	-0,6
Владимирской области	1209	1251	-42	-3,4
Вологодской области	2025	1950	+75	3,8
Воронежской области	1826	1715	+111	6,5
Ивановской области	691	655	+36	5,5
Калужской области	1126	1068	+58	5,4
Костромской области	645	655	-10	-1,5
Курской области	1258	1214	+44	3,6
Липецкой области	1798	1704	+94	5,5
г. Москвы и Московской области	17620	16793	+827	4,9
Орловской области	507	480	+27	5,6
Рязанской области	1155	1011	+144	14,2
Смоленской области	1102	1039	+63	6,1
Тамбовской области	636	609	+27	4,4

Энергообъединение, энергосистема субъекта РФ	Собственные максимумы потребления мощности			
	2014 г.	2013 г.	Отклонение (+,-) к 2013г.	% к 2013г.
Тверской области	1316	1302	+14	1,1
Тульской области	1660	1556	+104	6,7
Ярославской области	1430	1373	+57	4,2
ОЭС Средней Волги	17493	17127	+366	2,1
Нижегородской области	3591	3698	-107	-2,9
Республики Марий Эл	528	587	-59	-10,1
Республики Мордовии	572	580	-8	-1,4
Пензенской области	889	866	+23	2,7
Самарской области	3765	3691	+74	2,0
Саратовской области	2104	2059	+45	2,2
Республики Татарстан	4214	4011	+203	5,1
Ульяновской области	1052	1066	-14	-1,3
Чувашской Республики	934	874	+60	6,9
ОЭС Урала	37525	36236	+1289	3,6
Республики Башкортостан	4049	3857	+192	5,0
Кировской области	1244	1241	+3	0,2
Курганской области	763	765	-2	-0,3
Оренбургской области	2327	2308	+19	0,8
Пермского края	3702	3526	+176	5,0
Свердловской области	6629	6733	-104	-1,5
Удмуртской Республики	1555	1515	+40	2,6
Челябинской области	5249	5150	+99	1,9
Тюменской области, Ханты-Мансийского АО-Югра и Ямало-Ненецкого АО	12391	12025	+366	3,0
ОЭС Северо-Запада	14721	14220	+501	3,5
Архангельской области и Ненецкого АО	1168	1184	-16	-1,4
Калининградской области	843	799	+44	5,5
Республики Карелия	1192	1148	+44	3,8
Мурманской области	1852	1815	+37	2,0
Республики Коми	1340	1307	+33	2,5
Новгородской области	675	676	-1	-0,1
Псковской области	418	419	-1	-0,2
г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области	7514	7146	+368	5,1
ОЭС Юга	14586	13963	623	4,5
Астраханской области	806	751	+55	7,3
Волгоградской области	2599	2757	-158	-5,7
Чеченской Республики	499	455	+44	9,7

Энергообъединение, энергосистема субъекта РФ	Собственные максимумы потребления мощности			
	2014 г.	2013 г.	Отклонение (+,-) к 2013г.	% к 2013г.
Республики Дагестан	1171	1096	+75	6,8
Республики Ингушетия	137	125	+12	9,6
Кабардино-Балкарской республики	305	289	+16	5,5
Республики Калмыкия	98	92	+6	6,5
Карачаево-Черкесской республики	216	214	+2	0,9
Краснодарской края и республики Адыгея	4129	3990	+139	3,5
Ростовской области	3024	2857	+167	5,8
Республики Северная Осетия-Алания	407	396	+11	2,8
Ставропольского края	1641	1583	+58	3,7
ОЭС Сибири	30123	30418	-295	-1,0
Алтайского края и Республики Алтай	1969	1869	+100	5,4
Республики Бурятия	972	969	+3	0,3
Забайкальского края	1242	1292	-50	-3,9
Иркутской области	7670	7918	-248	-3,1
Красноярского края	6069	6135	-66	-1,1
Республики Тыва	154	150	+4	2,7
Кемеровской области	4606	4711	-105	-2,2
Новосибирской области	2778	2623	+155	5,9
Омской области	1802	1812	-10	-0,6
Томской области	1363	1368	-5	-0,4
Республики Хакасия	2141	2252	-111	-4,9
ОЭС Востока	5398	5382	+16	0,3
Амурской области	1373	1400	-27	-1,9
Приморского края	2263	2210	+53	2,4
Хабаровского края и Еврейской автономной области	1657	1620	+37	2,3
Южно-Якутский энергорайон	276	271	+5	1,8

5. СЕТЕВОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО (ПЕРЕЧЕНЬ ЛЭП 220 кВ И ВЫШЕ, ВВЕДЕННЫХ В РАБОТУ И РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ).

В течение 2014 года введены в работу 69 линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше (включая заходы), в том числе:

ЛЭП 500 кВ – 12;

ЛЭП 330 кВ – 6;

ЛЭП 220 кВ – 51.

Перечень ЛЭП 220 кВ и выше, введенных в работу в 2014 году, представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1.

Название ЛЭП	Операционная зона	Дата ввода в работу
1 квартал 2014 г.		
ОЭС Центра		
ВЛ 220 кВ Стекольная – Мячково	Московское РДУ	19.02.2014
ВЛ 220 кВ Пахра – Стекольная	Московское РДУ	19.02.2014
ОЭС Урала		
ВЛ 220 кВ Тарко-Сале – Арсенал 2 цепь	Тюменское РДУ	31.03.2014
ОЭС Сибири		
ВЛ 500 кВ Озерная – Тайшет №2	Иркутское РДУ	08.03.2014
2 квартал 2014 г.		
ОЭС Центра		
КВЛ 220 кВ Владимирская ТЭЦ-2 – Заря	Владимирское РДУ	13.05.2014
КВЛ 220 кВ Владимирская ТЭЦ-2 – Владимирская с отпайкой на ПС 220 кВ Районная	Владимирское РДУ	13.05.2014
ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Донская	Воронежское РДУ	05.06.2014
ВЛ 220 кВ Донская – Лиски №1	Воронежское РДУ	05.06.2014
ОЭС Северо-Запада		
КВЛ 330 кВ Южная – Пулковская 1 цепь	Ленинградское РДУ	30.06.2014
КВЛ 330 кВ Западная – Пулковская	Ленинградское РДУ	30.06.2014
ОЭС Урала		
ВЛ 220 кВ Каменская – КУМЗ	Свердловское РДУ	07.06.2014
ВЛ 220 кВ Травянская - КУМЗ	Свердловское РДУ	07.06.2014
ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея №2	Тюменское РДУ	26.06.2014
ОЭС Центра		
Перемышка 220 кВ 1 СШ на Череповецкой ГРЭС	Вологодское РДУ	12.06.2014
Перемышка 220 кВ 2 СШ на Череповецкой ГРЭС	Вологодское РДУ	12.06.2014
3 квартал 2014 г.		
ОЭС Урала		
ВЛ 220 кВ Няганская ГРЭС – Картопля	Тюменское РДУ	08.07.2014

Название ЛЭП	Операционная зона	Дата ввода в работу
ВЛ 500 кВ Курчатовская – Южная	Свердловское РДУ	04.08.2014
ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол	Свердловское РДУ	05.08.2014
ВЛ 220 кВ Удмуртская – Свобода	Удмуртское РДУ	31.08.2014
ВЛ 220 кВ Цинковая-220 – Новометаллургическая	Челябинское РДУ	21.08.2014
ВЛ 220 кВ Шагол – Новометаллургическая	Челябинское РДУ	29.08.2014
ОЭС Центра		
КЛ 220 кВ ТЭЦ-16 – Мневники №1	Московское РДУ	04.07.2014
КЛ 220 кВ ТЭЦ-16 – Мневники №2	Московское РДУ	04.07.2014
КВЛ 220 кВ Кедрово – Котово	Московское РДУ	02.08.2014
КВЛ 220 кВ Котово – Бугры	Московское РДУ	02.08.2014
КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Золотаревская №1	Московское РДУ	20.09.2014
КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Золотаревская №2	Московское РДУ	20.09.2014
ОЭС Сибири		
КВЛ 220 кВ ГТЭС Новокузнецкая – НКАЗ	Кузбасское РДУ	19.07.2014
КВЛ 220 кВ ГТЭС Новокузнецкая – Ферросплавная №1	Кузбасское РДУ	19.07.2014
ВЛ 220 кВ Енисей – КИСК	Красноярское РДУ	16.08.2014
ВЛ 220 кВ Енисей – Новокрасноярская 1 цепь	Красноярское РДУ	16.08.2014
ВЛ 220 кВ Енисей – Новокрасноярская 2 цепь	Красноярское РДУ	16.08.2014
ВЛ 220 кВ Енисей – ЦРП	Красноярское РДУ	16.08.2014
ВЛ 220 кВ Кодинская ГПП – Имбинская 2 цепь	Красноярское РДУ	25.08.2014
КВЛ 220 кВ ГТЭС Новокузнецкая – Еланская	Кузбасское РДУ	17.08.2014
КВЛ 220 кВ ГТЭС Новокузнецкая – Ферросплавная №2	Кузбасское РДУ	17.08.2014
ОЭС Юга		
ВЛ 220 кВ Заливская - ГОК	Волгоградское РДУ	28.08.2014
ОЭС Востока		
КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында 1 цепь с отпайкой на ПС НПС-19	Амурское РДУ	31.08.2014
ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында 2 цепь с отпайкой на ПС НПС-19	Амурское РДУ	11.09.2014
ОЭС Северо-Запада		
КВЛ 220 кВ Восточная – Чесменская с отпайкой на ПС Южная (Л-206)	Ленинградское РДУ	17.09.2014
4 квартал 2014 г.		
ОЭС Востока		
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №2 с отпайкой на ПС НПС-16	Амурское РДУ	22.10.2014
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1 с отпайкой на ПС НПС-16	Амурское РДУ	20.11.2014

Название ЛЭП	Операционная зона	Дата ввода в работу
ОЭС Центра		
КЛ 220 кВ Чагино – Капотня №2	Московское РДУ	07.11.2014
КЛ 220 кВ Капотня – Крекинг №2	Московское РДУ	07.11.2014
КЛ 220 кВ Чагино – Капотня №1	Московское РДУ	25.12.2014
КЛ 220 кВ Капотня – Крекинг №1	Московское РДУ	26.12.2014
КЛ 220 кВ Гражданская – Ваганьковская №1	Московское РДУ	16.12.2014
КЛ 220 кВ Гражданская – Ваганьковская №2	Московское РДУ	29.12.2014
КЛ 220 кВ ТЭЦ-16 – Ваганьковская №1	Московское РДУ	16.12.2014
КЛ 220 кВ ТЭЦ-16 – Ваганьковская №2	Московское РДУ	29.12.2014
ОЭС Северо-Запада		
КЛ 330 кВ Северная – Василеостровская	Ленинградское РДУ	26.11.2014
КЛ 330 кВ Завод Ильич – Василеостровская	Ленинградское РДУ	26.11.2014
КВЛ 330 кВ Северная – Парнас	Ленинградское РДУ	26.12.2014
КВЛ 330 кВ Восточная – Парнас	Ленинградское РДУ	26.12.2014
ОЭС Средней Волги		
КВЛ 220 кВ Новогорьковская ТЭЦ – Зелецино	Нижегородское РДУ	19.11.2014
КВЛ 220 кВ Новогорьковская ТЭЦ – Нижегородская	Нижегородское РДУ	19.11.2014
ВЛ 500 кВ Красноармейская – Газовая	Самарское РДУ	20.12.2014
ОДУ Сибири		
ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная	Красноярское РДУ	22.11.2014
ВЛ 500 кВ Красноярская ГЭС – Енисей №1	Красноярское РДУ	26.11.2014
ВЛ 500 кВ Енисей – Красноярская №1	Красноярское РДУ	29.11.2014
КВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озерная	Красноярское РДУ	30.11.2014
ВЛ 500 кВ Березовская ГРЭС – Итатская №3	Красноярское РДУ	29.12.2014
ВЛ 220 кВ Кузбасская – ЗСМК 2 цепь с отпайкой на ПС Увальная	Кузбасское РДУ	27.11.2014
ВЛ 220 кВ Кузбасская – ЗСМК 1 цепь с отпайкой на ПС Увальная	Кузбасское РДУ	05.12.2014
КВЛ 220 кВ Шушенская опорная – Означенно-районная 1 цепь с отпайкой на Майнскую ГЭС	Хакасское РДУ	07.12.2014
КВЛ 220 кВ Шушенская опорная – Означенно-районная 2 цепь с отпайкой на Майнскую ГЭС	Хакасское РДУ	07.12.2014
ОЭС Урала		
ВЛ 500 кВ Исеть – Козырево	Свердловское РДУ	01.12.2014
ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Исеть	Свердловское РДУ	03.12.2014
ВЛ 500 кВ Курчатовская – Исеть	Свердловское РДУ	05.12.2014

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, утвержденными постановлением Правительства от 26.07.2007 № 484 ОАО «СО ЕЭС» разработан и утвержден сводный годовой график ремонтов основного энергетического оборудования электростанций (ТЭС, ГЭС, АЭС) ЕЭС России на 2014 год.

При реализации сводного годового графика ремонтов 2014 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 2014 году фактический объем мощности выведенных в **капитальный и средний ремонт** турбо- и гидроагрегатов ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России составил 63,0 тыс. МВт, что ниже запланированного **сводным годовым графиком ремонтов** на 2,4 тыс. МВт и выше факта прошлого года на 4,6 тыс. МВт.

Выполнен **капитальный и средний ремонт** энергооборудования ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России суммарной мощностью 60,7 тыс. МВт, что ниже запланированного **сводным годовым графиком ремонтов** на 4,5 тыс. МВт и выше факта прошлого года на 3,5 тыс. МВт.

Ход выполнения капитальных и средних ремонтов турбоагрегатов и гидроагрегатов электростанций ЕЭС России по месяцам 2014 года в сравнении с плановыми показателями представлен на рис.6.1.1 - 6.1.2.

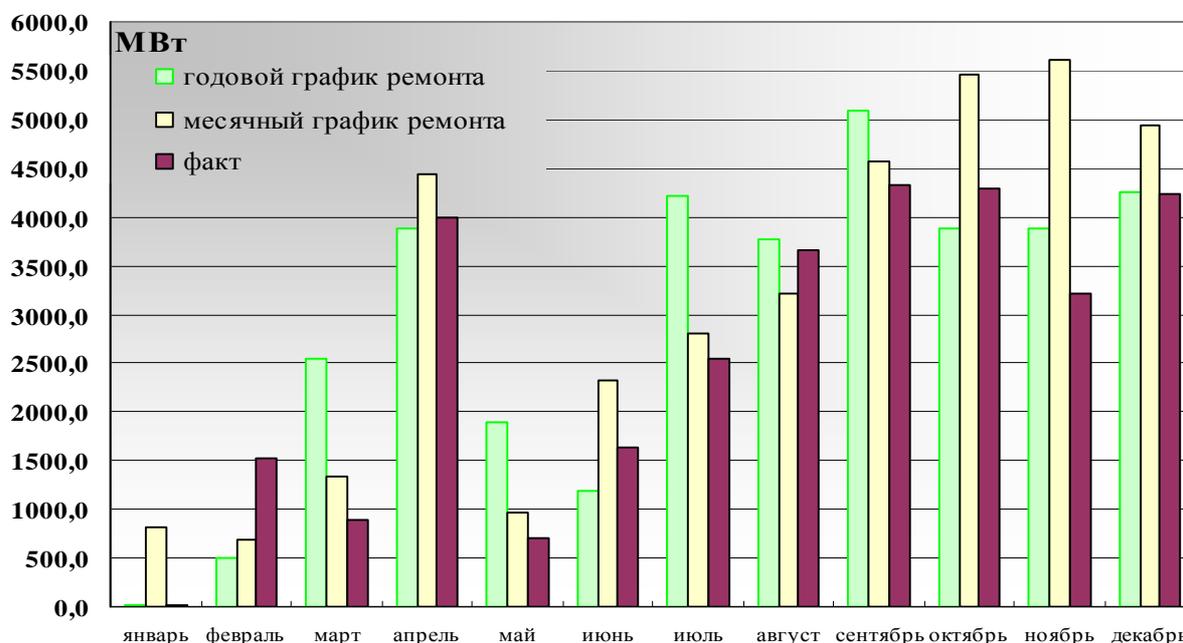


Рис.6.1.1. Объем завершённых капитальных ремонтов турбо- и гидроагрегатов электростанций ЕЭС России по месяцам 2014 г.

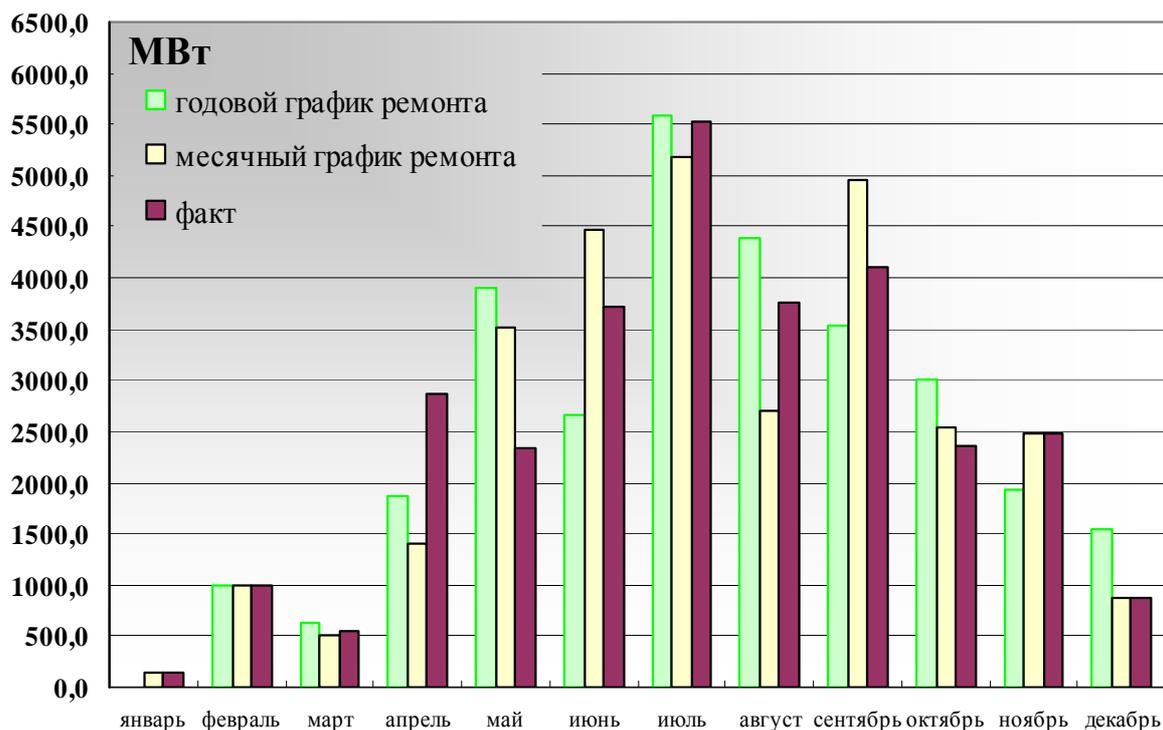


Рис.6.1.2. Объем завершенных средних ремонтов турбо-и гидроагрегатов электростанций ЕЭС России по месяцам 2014 г.

Динамика изменения суммарной ремонтной мощности энергетического оборудования на электростанциях ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России (без учета электростанций промышленных предприятий) по месяцам 2014 года (в МВт и в % от установленной мощности) и в целом за год в сравнении с аналогичными периодами за 2013 год приведена в табл. 6.1.3. Указанные значения ремонтной мощности являются среднеарифметическими величинами за календарные дни каждого месяца.

Данные, приведенные в табл. 6.1.3, показывают, что в 2014 году:

- максимальное значение ремонтной мощности энергетического оборудования, находящегося в капитальном, среднем и текущем ремонте составило 15,9% (июль);
- среднегодовое значение суммарной ремонтной мощности составило 13,6% от установленной мощности, что выше уровня прошлого года на 0,5%. Данное увеличение произошло за счет роста объемов капитальных ремонтов с 3,7% до 3,9%, текущих ремонтов с 5,5% до 6,2% и аварийных ремонтов с 1,3% до 1,5%. При этом объем средних ремонтов уменьшился с 2,7% до 2,0%.

Таблица 6.1.3.

Динамика изменения ремонтной мощности ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России в 2014 году

(среднеарифметические значения за календарные дни месяца)

Месяц, год	Мощность ТЭС, ГЭС и АЭС, находившаяся в ремонте												
	Среднее значение установ- ленной мощности*, тыс. МВт	Все виды ремонт ов		Виды ремонтов									
				капитальный		средний		текущий		Суммарные значения ремонт ов (КР, СР, ТР)		аварийный	
				МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
Январь	215,8	13351	6,2	3626	1,7	1524	0,7	5740	2,7	10890	5,0	2461	1,1
Февраль	216,2	18536	8,6	4569	2,1	1464	0,7	8138	3,8	14171	6,6	4365	2,0
Март	216,7	24574	11,3	6822	3,1	3461	1,6	11021	5,1	21304	9,8	3270	1,5
Апрель	216,9	31371	14,5	7445	3,4	5700	2,6	16891	7,8	30036	13,8	1335	0,6
Май	217,1	34991	16,1	8725	4,0	8152	3,8	16168	7,4	33045	15,2	1946	0,9
Июнь	217,2	36124	16,6	11043	5,1	7659	3,5	14880	6,8	33582	15,5	2542	1,2
Июль	217,8	37878	17,4	12175	5,6	5692	2,6	16687	7,7	34554	15,9	3324	1,5
Август	218,4	38158	17,5	12843	5,9	5899	2,7	15026	6,9	33768	15,5	4390	2,0
Сентябрь	219,5	38743	17,6	12403	5,6	4787	2,2	17222	7,8	34412	15,7	4331	2,0
Октябрь	220,0	34142	15,5	9988	4,5	4265	1,9	17203	7,8	31456	14,3	2686	1,2
Ноябрь	220,8	27033	12,2	8041	3,6	2281	1,0	12498	5,7	22820	10,3	4213	1,9
Декабрь	221,7	19723	8,8	4990	2,3	1945	0,9	9469	4,2	16404	7,3	3319	1,5
2014	218,2	29601	13,6	8576	3,9	4419	2,0	13434	6,2	26428	12,1	3173	1,5
2013	213,9	27975	13,1	7816	3,7	5684	2,7	11680	5,5	25180	11,8	2795	1,3

* без учета электростанций пром. предприятий

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.

	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			
			ЛЭП/ дни		ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни		
			Г		М	П				Р					
январь	98	338	345	1178				349	818				835	242	69
				188	655	275	60		136	452	172	58			
февраль	353	804	228	1535				191	1141				323	142	74
				540	856	82	57		404	609	71	57			
март	1468	1931	132	3177				165	2558				174	132	81
				1415	1522	100	140		1199	1143	79	137			
апрель	2043	2648	130	4435				167	3643				178	138	82
				2088	2184	81	82		1768	1716	92	67			
май	2270	2757	121	3814				138	3123				138	113	82
				2056	1610	78	70		1779	1206	68	70			
июнь	2636	3311	126	4820				146	3781				143	114	78
				2501	2121	75	123		2125	1458	79	119			
июль	2800	3450	123	4606				134	3632				130	105	79
				2357	2061	78	110		1969	1503	67	93			
август	2692	3737	139	5163				138	3777				140	101	73
				2615	2319	111	118		2096	1489	86	106			
сентябрь	2716	3677	135	5290				144	4077				150	111	77
				2557	2524	77	132		2115	1795	40	127			
октябрь	1925	3545	184	5424				153	4080				212	115	75
				2151	3040	83	150		1742	2104	88	146			
ноябрь	800	2480	310	4014				162	2874				359	116	72
				1233	2555	111	115		942	1728	94	110			
декабрь	61	1368	2243	2892				211	1968				322 6	144	68
				630	1989	143	130		505	1214	127	122			
12 месяцев 2014 года	19862	30046	151	46348				154	35472				179	118	77
				20331	23436	1294	1287		16780	16417	1063	1212			

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 2014 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 171 460 МВт, не готового к участию в ОПРЧ в среднем по году – 20 819 МВт, мощность генерирующего оборудования, не имеющего технической возможности участия в ОПРЧ – 23 194 МВт.

7.2. Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности.

На объекты управления системным оператором отданы 12 267 диспетчерских команд на регулирование реактивной мощности, из них признано невыполненными 132 (1,1 % от общего количества), при этом по 156 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 18 580 диспетчерских команд, из них 324 команды (1,7 % от общего количества) признано невыполненными. Не подтверждена возможность участия в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности для 167 ГТПГ ГЭС.

8. ПАРАМЕТРЫ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

На конец 2014 года расчетная модель оптового рынка электроэнергии включала в себя:

- узлов – 8610;
- ветвей – 13323;
- сечений – 846;
- агрегатов (режимных генерирующих единиц) – 1270;
- электростанций – 652;
- энергоблоков – 2432.

9. ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ БАЛАНСИРУЮЩЕГО РЫНКА ЗА 2014 ГОД.

В табл. 9.1. представлены ценовые показатели балансирующего рынка

Таблица 9.1.

Ценовые показатели за 2014 г.	руб./МВт ч	% к 2013 году
Европейская зона:		
— средний индикатор БР	1110	5
Сибирская зона:		
— средний индикатор БР	723	22

В табл. 9.2. представлены предварительные объемы отклонений по внешней инициативе.

Таблица 9.2.

Предварительные объемы отклонений по внешней инициативе за 2014 г., тыс. МВт·ч	АЭС	ГЭС	ТЭС	Итого
1-ая ценовая зона:				
— ИВ1-	-924,1	-2 389,1	-9 611,9	-12 925,1
— ИВ1+	503,9	1 126,1	11 167,0	12 797,0
— ИВ01-	-69,8	-1 858,3	-3 209,7	-5 137,8
— ИВ01+	68,7	1 857,7	3 207,0	5 133,4
— ИВ0-	-52,3	-2 190,3	-5 164,0	-7 406,6
— ИВ0+	9,0	3 578,2	5 559,7	9 146,9
2-ая ценовая зона:				
— ИВ1-	0,0	-1 288,7	-2 832,9	-4 121,6
— ИВ1+	0,0	1 559,6	2 480,8	4 040,4
— ИВ01-	0,0	-717,1	-455,7	-1 172,8
— ИВ01+	0,0	717,7	454,1	1 171,8
— ИВ0-	0,0	-3 385,6	-248,3	-3 633,9
— ИВ0+	0,0	1 627,1	218,1	1 845,2
Неценовые зоны Европейской части:				
— ИВ0-	0,0	0,0	-109,9	-109,9
— ИВ0+	0,0	0,0	97,9	97,9
ОЭС Востока:				
— ИВ0-	0,0	-816,9	-168,7	-985,6
— ИВ0+	0,0	633,6	219,4	853,0

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

* показатели ТЭС приведены без учета электростанций промышленных предприятий.