



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Отчет о функционировании ЕЭС России в 2017 году

Подготовлен в соответствии с «Правилами
разработки и утверждения схем и программ
перспективного развития электроэнергетики»
(утверждены постановлением Правительства
Российской Федерации 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.	8
2.2. Использование установленной мощности электростанций ЕЭС России	12
3. ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ .	13
4. БАЛАНСЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ.	18
4.1. Баланс электрической энергии.	18
4.2. Баланс электрической мощности	21
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)	34
7. ГОТОВНОСТЬ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ОРЭ К ВЫРАБОТКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА 2017 ГОД.	36
7.1. Участие в общем первичном регулировании частоты электрического тока (ОПРЧ)	36
7.2. Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности.	36
7.3. Участие ГЭС в автоматическом и оперативном вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной мощности (АВРЧМ).	36
8. ПАРАМЕТРЫ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	36
9. ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ БАЛАНСИРУЮЩЕГО РЫНКА ЗА 2017 ГОД.	37

1. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ

На конец 2017 года в составе ЕЭС России работали семь Объединенных энергосистем (ОЭС): ОЭС Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга, Сибири и Востока.

В 2017 году параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Белоруссии, Эстонии, Латвии, Литвы, Грузии, Азербайджана, Казахстана, Украины и Монголии, а также энергосистемы Центральной Азии – Узбекистана, Киргизии (через энергосистему Казахстана) и Молдавии (через энергосистему Украины). По линиям электропередачи переменного тока осуществлялась передача электроэнергии в энергосистему Южной Осетии и энергосистему Абхазии.

Совместно с ЕЭС России через преобразовательные устройства постоянного тока работали энергосистема Финляндии и Китая. Кроме этого, параллельно с энергосистемой Финляндии работали отдельные генераторы Северо-Западной ТЭЦ и ГЭС Ленинградской и Кольской энергосистем, с энергосистемой Норвегии – отдельные генераторы ГЭС Кольской энергосистемы, по линиям электропередачи переменного тока осуществлялась передача электроэнергии 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 2017 году АО «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 части совместной работы ЕЭС России с энергосистемами иностранных государств в 2017 году продолжалась работа по созданию и актуализации регламентирующей документации:

Подписаны:

– Положение о порядке и условиях организации безопасного выполнения ремонтных работ на межгосударственных линиях электропередачи, связывающих энергосистемы Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы (БРЭЛЛ). Положение разработано в целях гармонизации с новыми Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденными приказом Минтруда России от 19.02.2016;

– Положение по планированию режимов параллельной работы ЕЭС России и энергосистемы Монголии,

Внесены изменения в действующие документы:

– Положение об организации оперативно-диспетчерского управления синхронной работой ОЭС Беларуси, ЕЭС России, ЭС Эстонии, ЭС Латвии и ЭС Литвы от 07 апреля 2011 года – в связи с созданием с 1 января 2018 года блока регулирования сальдо потоков электроэнергии и мощности энергосистем стран Балтии (блок Балтии), в рамках которого один из диспетчерских центров

(по принципу ротации) отвечает за поддержание заданного диспетчерского графика сальдо перетоков электроэнергии и мощности блока Балтии;

– Инструкцию по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в Электрическом Кольце энергосистем Беларусь, Россия, Эстония, Латвия, Литва (БРЭЛЛ) от 21 мая 2009 года – в связи с реконструкцией системообразующей сети энергосистем электрического кольца БРЭЛЛ;

– Соглашение о техническом обеспечении параллельной работы Единой энергетической системы России и электроэнергетической системы центрального региона Монголии от 26 февраля 2008 года.

В 2017 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» 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» 8760 часов или 100 % в пределах $50 \pm 0,2$ Гц и 8756 часов 49 минут или 99,964% в пределах $50 \pm 0,05$ Гц с восстановлением частоты при выходе до уровня $50 \pm 0,05$ Гц за время не более 15 минут.

Максимальное и минимальное мгновенные значения частоты в первой синхронной зоне ЕЭС России составили соответственно 50,112 Гц и 49,860 Гц. Максимальная продолжительность периода выхода частоты за пределы ($50,00 \pm 0,05$) Гц составила 07 минут 40 секунд (29.05.2017).

В 2017 году суммарная продолжительность работы 1-ой синхронной зоны ЕЭС России с частотой электрического тока более 50,05 Гц составила 37 минут, а с частотой менее 49,95 Гц – 02 часа 34 минуты.

На конец 2017 года общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 239 812,2 МВт.

Выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России в 2017 году составила 1 053,86 млрд. кВтч. Потребление электроэнергии в 2017 году составило 1 039,88 млрд. кВтч.

Годовой максимум потребления мощности ЕЭС России зафиксирован в 17:00 (мск) 09.01.2017 при частоте электрического тока 50,00 Гц и составил 151 170 МВт. При этом нагрузка электростанций ЕЭС России составила 152 103 МВт.

В 2017 году по ряду энергосистем были установлены новые значения исторического максимума потребления мощности.

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

Таблица 1.1.

Наименование энергосистемы	Достигнутый исторический максимум потребления мощности в 2017 году		Предыдущее значение исторического максимума потребления мощности		Величина превышения МВт
	МВт	дата	МВт	дата	
Белгородская ЭС	2 220	05.12.2017	2 219	16.12.2016	1
ОЭС Юга	16 235	01.02.2017	15 043	09.02.2012	1192
Дагестанская ЭС	1 270	01.02.2017	1 260	17.12.2016	10
Ингушская ЭС	140	31.01.2017	137	31.12.2016	3
Кубанская ЭС	5 037	09.08.2017	4 599	18.07.2016	438
Крымская ЭС	1 427	30.01.2017	1 419	1991	8
ОЭС Востока	5 506	13.12.2017	5 472	26.12.2012	34
Приморская ЭС	2 311	27.12.2017	2 263	17.12.2014	48
ЭС Хабаровского края без ЕАО	1 457	11.12.2017	1 446	21.12.2014	11
Энергорайон Еврейской АО	314	23.12.2017	304	03.03.2015	10
Южно-Якутский энергорайон	316	13.12.2017	310	1991	6

Динамика изменения потребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России представлена на рисунке 1.1. Основные показатели работы ОЭС и ЕЭС России за 2017 год приведены в табл. 1.2.

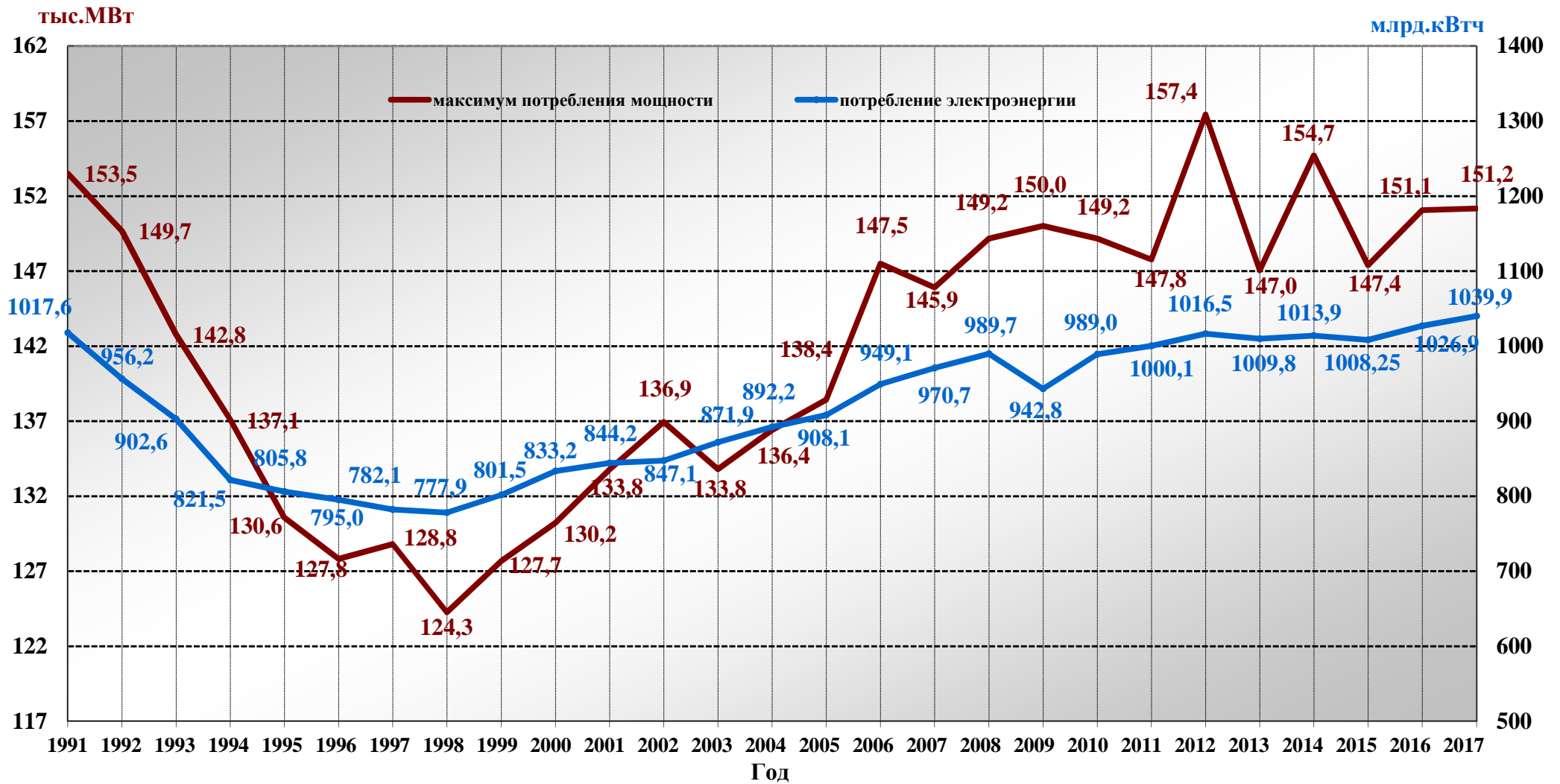


Рис.1.1. Динамика изменения потребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России

Таблица 1.2.

Основные показатели работы ОЭС и ЕЭС России в 2017 году

Показатель	Энергосистемы							
	ЕЭС России	в том числе:						
		ОЭС Центра	ОЭС Средней Волги	ОЭС Урала	ОЭС Северо- Запада	ОЭС Юга	ОЭС Сибири	ОЭС Востока
Установленная мощность на 01.01.2018, МВт	239 812,20	53 077,07	27 203,76	52 714,90	23 865,23	21 538,55	51 911,19	9 501,50
± к 01.01.2017, %	+1,5	+0,4	+0,7	+3,1	+1,2	+4,5	-0,1	+3,4
Располагаемая мощность электростанций на годовой максимум потребления мощности 2017 года, МВт	220 781	52 265	25 679	50 315	22 371	20 002	41 013	9 136
± к 2016 году, %	-0,97	-2,68	-0,82	-0,53	-0,71	+1,95	-1,07	-0,34
Нагрузка электростанций на годовой максимум потребления мощности 2017 года, МВт	152 103	36 007	16 814	36 338	15 771	13 721	28 793	4 659
± к 2016 году, %	-0,7	+2,3	-2,0	-2,1	+2,2	-6,9	+0,4	-3,6
Выработка электроэнергии в 2017 году, млрд. кВтч	1 053,86	237,55	107,78	260,66	108,35	100,01	202,66	36,85
± к 2016 году, %	+0,5	+0,4	+1,4	+0,9	+1,0	+3,9	-2,0	+0,1
Потребление электроэнергии в 2017 году, млрд. кВтч	1 039,9	238,6	108,0	261,2	93,9	99,1	205,9	33,2
± к 2016 году, %	+1,27	+0,5	+1,6	+0,7	+1,1	+9,3	-0,6	+0,2

2. УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

2.1. Вводы новой мощности, демонтаж, перемаркировка.

Структура установленной мощности.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.01.2018 составила 239 812,2 МВт.

Увеличение установленной мощности электростанций ЕЭС России в 2017 году произошло за счет:

- ввода нового генерирующего оборудования в работу в объеме 3 607,54 МВт;
- увеличения установленной мощности действующего генерирующего оборудования в связи с перемаркировкой – 292,1 МВт.

Выведено из эксплуатации генерирующее оборудование электростанций ЕЭС России суммарной мощностью 1 435,35 МВт.

Установленная мощность электростанций ОЭС и ЕЭС России приведена в табл. 2.1.1.

Таблица 2.1.1.

Энергосистема	На 01.01.2017, МВт	Изменение установленной мощности, МВт					На 01.01.2018, МВт
		Вводы	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка		Прочие изменения (уточнение и др.)	
				Увеличение	Снижение		
ЕЭС РОССИИ	236 343,63	3607,54	1435,35	292,10	105,00	1109,28	239 812,20
ОЭС Центра	52 878,57	538,82	387,50		4,00	51,18	53 077,07
ОЭС Средней Волги	27 003,22	461,40	273,00	40,60	89,00	60,54	27 203,76
ОЭС Урала	51 131,73	1 788,15	471,85	162,10	6,00	110,77	52 714,90
ОЭС Северо-Запада	23 572,13	333,10	34,00	-	6,00	-	23 865,23
ОЭС Юга	20 601,65	131,07	152,00	47,50	-	910,33	21 538,55
ОЭС Сибири	51 969,83	35,00	117,00	41,90	-	-18,54	51 911,19
ОЭС Востока	9 186,50	320,00	-	-	-	-5,00	9 501,50

Структура установленной мощности электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России на 01.01.2018 приведена в табл. 2.1.2.

Таблица 2.1.2

Энергосистема	Всего, МВт	ТЭС		ГЭС		ВЭС		СЭС		АЭС	
		МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
ЕЭС РОССИИ	239 812,20	162 779,67	67,88	48 449,65	20,20	134,36	0,06	534,22	0,22	27 914,3	11,64
ОЭС Центра	53 077,07	37 689,71	71,01	1 790,06	3,37	-	-	-	-	13 597,3	25,62
ОЭС Средней Волги	27 203,76	16 111,76	59,23	6 965,00	25,60	35,00	0,13	20,00	0,07	4 072,0	14,97
ОЭС Урала	52 714,90	49 238,05	93,40	1 856,20	3,52	1,65	0,01	134,00	0,25	1 485,0	2,82
ОЭС Северо-Запада	23 865,23	15 149,59	63,48	2 950,34	12,36	5,30	0,02	-	-	5 760,0	24,14
ОЭС Юга	21 538,55	12 179,47	56,55	5 941,65	27,59	92,41	0,43	325,02	1,50	3 000,0	13,93
ОЭС Сибири	51 911,19	26 569,59	51,18	25 286,40	48,71	-	-	55,20	0,11	-	-
ОЭС Востока	9 501,50	5 841,50	61,48	3 660,00	38,52	-	-	-	-	-	-

Структура установленной мощности тепловых электростанций ЕЭС России на начало 2018 года по типам генерирующего оборудования представлена на рис. 2.1.1.

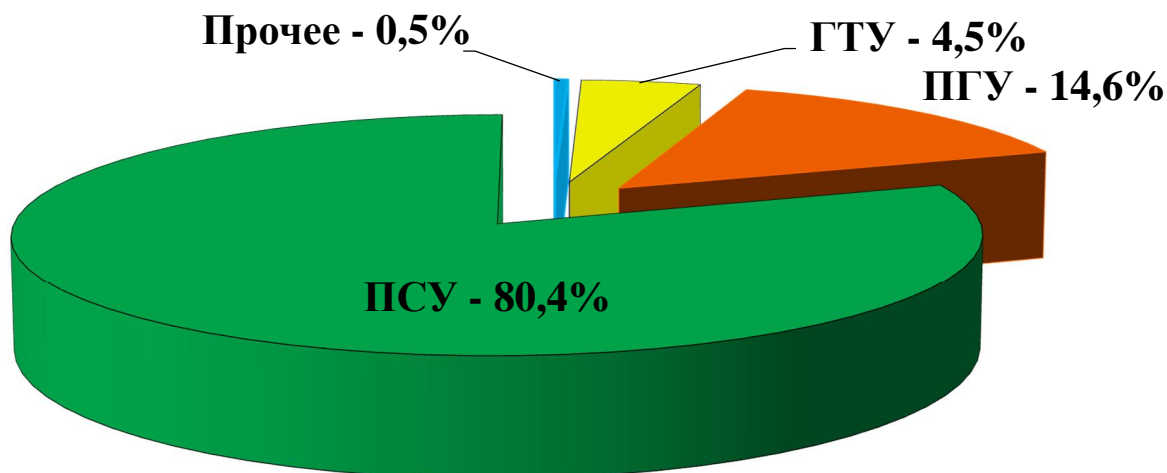


Рис.2.1.1. Структура установленной мощности ТЭС ЕЭС России

Таблица 2.1.3.

Вводы нового генерирующего оборудования в работу на электростанциях ЕЭС России в 2017 году

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
ОЭС Центра			538,82
ГТРС ОАО «НЛМК»	№1	ГУБТ	20,00
Ярославская ТЭС	№1	ПГУ	463,9
ГТЭС АО «ФосАгро-Череповец»	№2	С9-R9-RL	25,00
Ново-Рязанская ТЭЦ	№4	P-30-1,5/0,12	29,92
ОЭС Средней Волги			461,40
Казанская ТЭЦ-3	№7	ГТУ 9НА.01	394,40
Орловгайская СЭС		ФЭСМ	5,00
Пугачёвская СЭС		ФЭСМ	15,00
Ульяновская ВЭС	№1-14	ВЭС	35,00
ТЭЦ МЦБК	№6	ПТ-12/13-3,4/1,5/0,6	12,00
ОЭС Урала			1 788,15
Грачевская СЭС		ФЭСМ	10,00
Плешановская СЭС		ФЭСМ	10,00
Бурибаевская СЭС	2 оч.	ФЭСМ	10,00
Соль-Илецкая СЭС		ФЭСМ	25,00
Челябинская ГРЭС	№3	ПГУ	247,50
Верхнетагильская ГРЭС	№12	ПГУ	447,15
Ревдинская ГТ ТЭЦ	№1-2	ГТ-009 МЭ	18,00
Новоуренгойская ГТЭС	№1	ПГУ	120,00
Державинская СЭС		ФЭСМ	5,00
Оренбургская СЭС		ФЭСМ	10,00
Пермская ГРЭС	№4	ПГУ	861,00

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
ТЭЦ АО «ШААЗ»	№1	SST-060	3,50
Исянгуловская СЭС		ФЭСМ	9,00
ГПЭС Энергоцентр г. Снежинск	№1-6	MWM TCG2020V20	12,00
ОЭС Северо-Запада			333,10
Ярегская ТЭЦ	№1-3	ПС-90ГП-25ПА	3×25,00
Маяковская ТЭС	№1	6F.03.	79,00
Маяковская ТЭС	№2	6F.03.	78,10
Талаховская ТЭС	№1	6F.03.	80,00
ТЭЦ Акрон	№1	SST-300	15,0
ТЭЦ Боровичевского комбината огнеупоров	№2	П-6-3,4/1,0	6
ОЭС Юга			131,07
СЭС Заводская		ФЭСМ	15,00
Западно-Крымская МГТЭС	№3	FT8-3 MOBILEPAC	21,30
Западно-Крымская МГТЭС	№6	FT8-3 MOBILEPAC	20,50
Севастопольская МГТЭС	№5	FT8-3 MOBILEPAC	19,60
Севастопольская МГТЭС	№6	FT8-3 MOBILEPAC	19,70
Волгоградская СЭС (Красноармейская)		ФЭСМ	10,0
ГПЭС Ботаника	№3-4	JMS612 GS-N.L	3,64
ГПЭС Ботаника	№5-11	JMS612 GS-N.L	21,33
ОЭС Сибири			35,00
Онгудайская СЭС		ФЭСМ	5,00
Бичурская СЭС		ФЭСМ	10,00
Майминская СЭС		ФЭСМ	20,00
ОЭС Востока			320,00
Нижне-Бурейская ГЭС	№1 - 4	ПЛ30-В-630	4×80,00
ЕЭС РОССИИ			3 607,54

Таблица 2.1.4.

**Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях
ЕЭС России в 2017 году**

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
ОЭС ЦЕНТРА			387,5
Ливенская ТЭЦ	№2	АТ-6-35	6,00
ТЭЦ ВТИ	№4	ПТ-12-90/10	12,00
ТЭЦ-16 Мосэнерго	№1	Т-25-90-4ПР2	30,00
ТЭЦ-16 Мосэнерго	№2	Т-25-90-4ПР1	25,00
Новомосковская ГРЭС	№1	Т-90-90/2,5	90,00
Дорогобужская ГРЭС	№2	Т-38-90/1,5	38,00
ТЭЦ-20 Мосэнерго	№4	ПТ-35-90	35,00
ТЭЦ ООО «ТЭК-Е»	№1	АПТ-12-1	12,00
ТЭЦ ООО «ТЭК-Е»	№2	АПР-6-5(15)	6,00
ТЭЦ ООО «ТЭК-Е»	№3	АПР-6-1(10)	6,00
ГТЭС ПАО «ОДК Сатурн»	№3	ТК-2,5-2РУХЛЗ	2,50

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
ТЭЦ-17 Мосэнерго	№4	Т-75-90	75,00
Курская ТЭЦ-1	№5	ПТ-50-90/13	50,00
ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ			<u>273,00</u>
Урусинская ГРЭС	№4	ПТ-25-90-3ПР2	30,00
Урусинская ГРЭС	№5	К-25-90-1ПР2	25,00
Урусинская ГРЭС	№7	К-50-90-2	53,00
Урусинская ГРЭС	№8	К-50-90-2	53,00
Безымянская ТЭЦ	№3	Т-25-29	25,00
Самарская ГРЭС	№4	Р-12-29/1,2-2,5	12,00
Пензенская ТЭЦ-1	№3	ПТ-25-90/10	25,00
Пензенская ТЭЦ-1	№6	ПТ-50-90/13	50,00
ОЭС УРАЛА			<u>471,85</u>
ТЭЦ АО «ШААЗ»	№1	Р-1,3-1,2/0,22	1,30
ТЭЦ АО «Уралвагонзавод»	№2	АТ-25-1	20,00
ВЭС Тюпкильды	№1	ЕТ-550/41-3	0,55
Каргалинская ТЭЦ	№6	Р-50-130/13	50,00
Серовская ГРЭС	№5	Т-88/100-90/2,5(К-100)	88,00
Серовская ГРЭС	№6	К-100-90	100,00
Серовская ГРЭС	№7	К-100-90	100,00
Серовская ГРЭС	№8	К-100-90	100,00
Ижевская ТЭЦ-1	№1	ПТ-12/15-35/10М	12,00
ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА			<u>34,00</u>
ТЭЦ-10 ОАО «Советский ЦБК»	№1	ПР-6-35/10/5	6,00
МГТЭС Правобережная	№1	FT8-3 MOBILEPAC	22,50
ЭС-3 Центральной ТЭЦ	№1	Р-2-12/1,0	2,00
ТЭЦ Боровичевского комбината огнеупоров	№2	ОК-3,5	3,50
ОЭС ЮГА			<u>152,0</u>
Волгоградская ГРЭС	№1	Т-20(24)-28	20,00
Волгоградская ГРЭС	№3	Р-12-90/31М	12,00
Краснодарская ТЭЦ	№1	ВПТ-25-3	25,00
Краснодарская ТЭЦ	№4	ПТ-50-90	50,00
Кирилловская МГТЭС	№1-2	FT8-3 MOBILEPAC	45,00
ОЭС СИБИРИ			<u>117,0</u>
Иркутская ТЭЦ-1	№1	ПТ-21-66/10	21,0
Иркутская ТЭЦ-1	№5	П-19-66/4,5	19,0

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
Иркутская ТЭЦ-1	№12	Т-25-90	25,0
Иркутская ТЭЦ-1	№11	Т-22-90	22,0
МГТЭС Кызылская	№1	FT8-3 MOBILEPAC	22,5
Мыльджинская ГДЭС	№1-3	ГТУ	7,5
ЕЭС РОССИИ:			<u>1 435,35</u>

2.2. Использование установленной мощности электростанций ЕЭС России

Число часов использования установленной мощности электростанций в целом по ЕЭС России в 2017 году составило 4 414 часов или 50,38 % календарного времени (коэффициент использования установленной мощности).

При этом число часов использования установленной мощности без учета электростанций промпредприятий составляет:

- тепловых электростанций 4 055 часов или 46,29 % календарного времени (коэффициент использования установленной мощности);
- атомных электростанций – 7 278 часов (83,08 % календарного времени);
- гидроэлектростанций– 3 707 часов (42,32 % календарного времени);
- ветровых электростанций – 1 298 часов (14,82 % календарного времени);
- солнечных электростанций – 1 285 часов (14,67 % календарного времени).

Данные, характеризующие использование установленной мощности электростанций ЕЭС России без учета электростанций промпредприятий в разрезе ОЭС за период 2016-2017 годов, приведены в табл. 2.2.1.

Таблица 2.2.1.

Коэффициенты использования установленной мощности электростанций ЕЭС России и ОЭС в 2016 и 2017 годах

%

	2017 год					2016 год				
	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС
ЕЭС России	46,29	42,32	83,08	14,82	14,67	46,66	42,39	81,38	5,25	13,13
ОЭС Центра	38,78	27,89	84,24	-	-	40,42	21,87	79,36	-	-
ОЭС Средней Волги	34,32	42,48	91,31	9,72	2,21	35,58	35,29	95,66	-	-
ОЭС Урала	55,41	40,07	78,42	5,29	13,87	56,43	35,53	64,58	4,89	12,91
ОЭС Северо-Запада	43,04	54,83	73,14	1,68	-	42,62	51,39	75,36	2,82	-
ОЭС Юга	52,80	41,89	88,20	15,85	15,04	51,94	41,57	91,08	9,28	-
ОЭС Сибири	46,45	42,41	-	-	14,32	45,57	44,97	-	-	13,75
ОЭС Востока	48,02	40,10	-	-	-	45,46	45,88	-	-	-

3. ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

Фактическое потребление электроэнергии в ЕЭС России в 2017 году составило 1 039 879,9 млн. кВтч, что выше факта 2016 года на 13 023,5 млн. кВтч (1,27 %), без учета 29 февраля високосного 2016 года увеличение годового объема потребляемой электроэнергии составило 16 038,4 млн. кВтч (1,57 %), относительно фактического объема потребления электроэнергии в 2015 году увеличение составляет 31 629,1 млн. кВтч (3,14 %).

Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России по месяцам 2017 года в сравнении с 2016 и 2015 годами представлена на рис. 3.1.

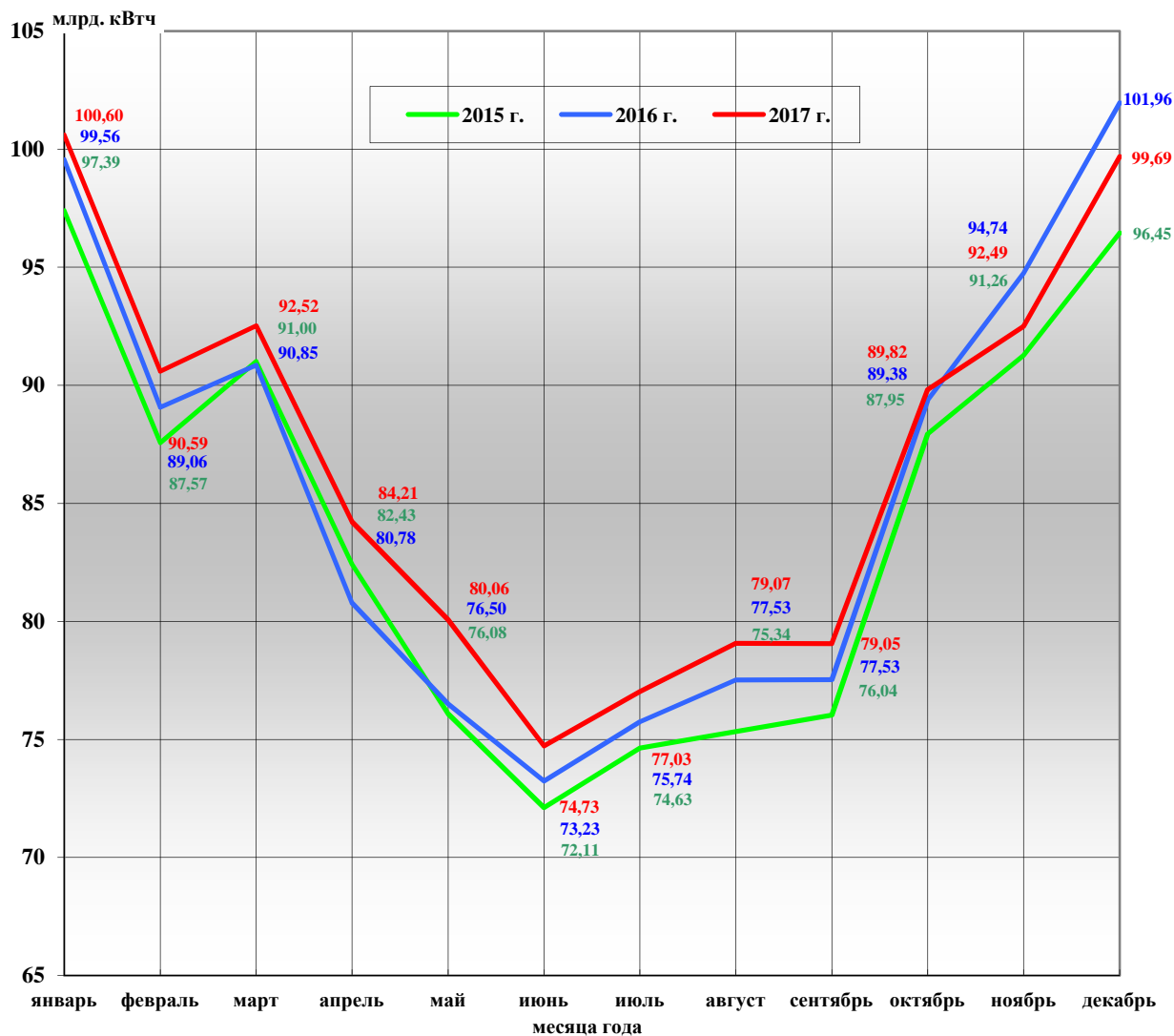


Рис. 3.1. Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России по месяцам 2015 – 2017 годов.

На положительную динамику изменения объема потребления электроэнергии в ЕЭС России в течение отчетного периода повлияло включение с начала 2017 года в состав ЕЭС России энергосистемы Республики Крым и города Севастополь. Без учета потребления электроэнергии Крымской энергосистемы прирост электропотребления ЕЭС России по итогам 2017 года составил 0,5 %.

В 2017 году наиболее высокая положительная динамика электропотребления зафиксирована на предприятиях металлургии, объектах железнодорожного транспорта и магистральных газопроводах.

Увеличение объемов потребления электроэнергии крупных потребителей существенно повлияло на положительную динамику потребления в ряде территориальных энергосистем:

Белгородской энергосистеме (годовой объем потребления электроэнергии 15 644,7 млн. кВтч, прирост 2,8%) – увеличение потребления АО «Лебединский ГОК», ОАО «Стойленский ГОК».

Марийской энергосистеме (годовой объем потребления электроэнергии 2 778,3 млн. кВтч, прирост 5,2%) – увеличение потребления ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород».

Пермской энергосистеме (годовой объем потребления электроэнергии 24 235,7 млн. кВтч, прирост 2,9%) – увеличение потребления ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА», ПАО «Уралкалий», АО «Соликамскбумпром», ООО «Газпром трансгаз Чайковский», ОАО «РЖД».

Кольской энергосистеме (годовой объем потребления электроэнергии 12 774,9 млн. кВтч, прирост 3,5%) – увеличение потребления Комбината «Североникель» Кольская ГМК, СУАЛ Кандалакшский АЗ, АО «Ковдорский ГОК», АО «Апатит».

Калмыцкой энергосистеме (годовой объем потребления электроэнергии 620,4 млн. кВтч, прирост 15,7%) – увеличение потребления АО «КТК-Р» (магистральные нефтепроводы).

Бурятской энергосистеме (годовой объем потребления электроэнергии 5 478,8 млн. кВтч, прирост 1,6%) – увеличение потребления ОАО «РЖД».

В тоже время в отдельных энергосистемах в 2017 году отмечено снижение уровня потребления электроэнергии, в том числе за счет сокращения объемов потребляемой электроэнергии крупными потребителями:

Рязанской энергосистеме (годовой объем потребления электроэнергии 6 516,6 млн. кВтч, снижение на 1,9%) – снижение объема потребления ОАО «Рязанский нефтеперерабатывающий завод», ОАО «Верхневолжскнефтепровод», ОАО «Рязаньтранснефтепродукт».

Новгородской энергосистеме (годовой объем потребления электроэнергии 4 666,8 млн. кВтч, снижение на 1,2%) – снижение объема потребления ОАО «МН «Дружба», ООО «Балтнефтепровод», ООО «Балттранснефтепродукт».

Кроме того, в 2017 году отмечено снижение на 1,5 % объемов потребления электроэнергии электростанциями ЕЭС России.

Динамика электропотребления энергосистем в разрезе месяцев 2017 года, в том числе, определялась отклонениями температуры наружного воздуха относительно прошлого года. Динамика изменения относительной величины потребления электроэнергии и отклонения фактических среднемесячных значений температуры наружного воздуха по ОЭС и ЕЭС России относительно 2016 года по месяцам 2017 года представлена на рис. 3.2.

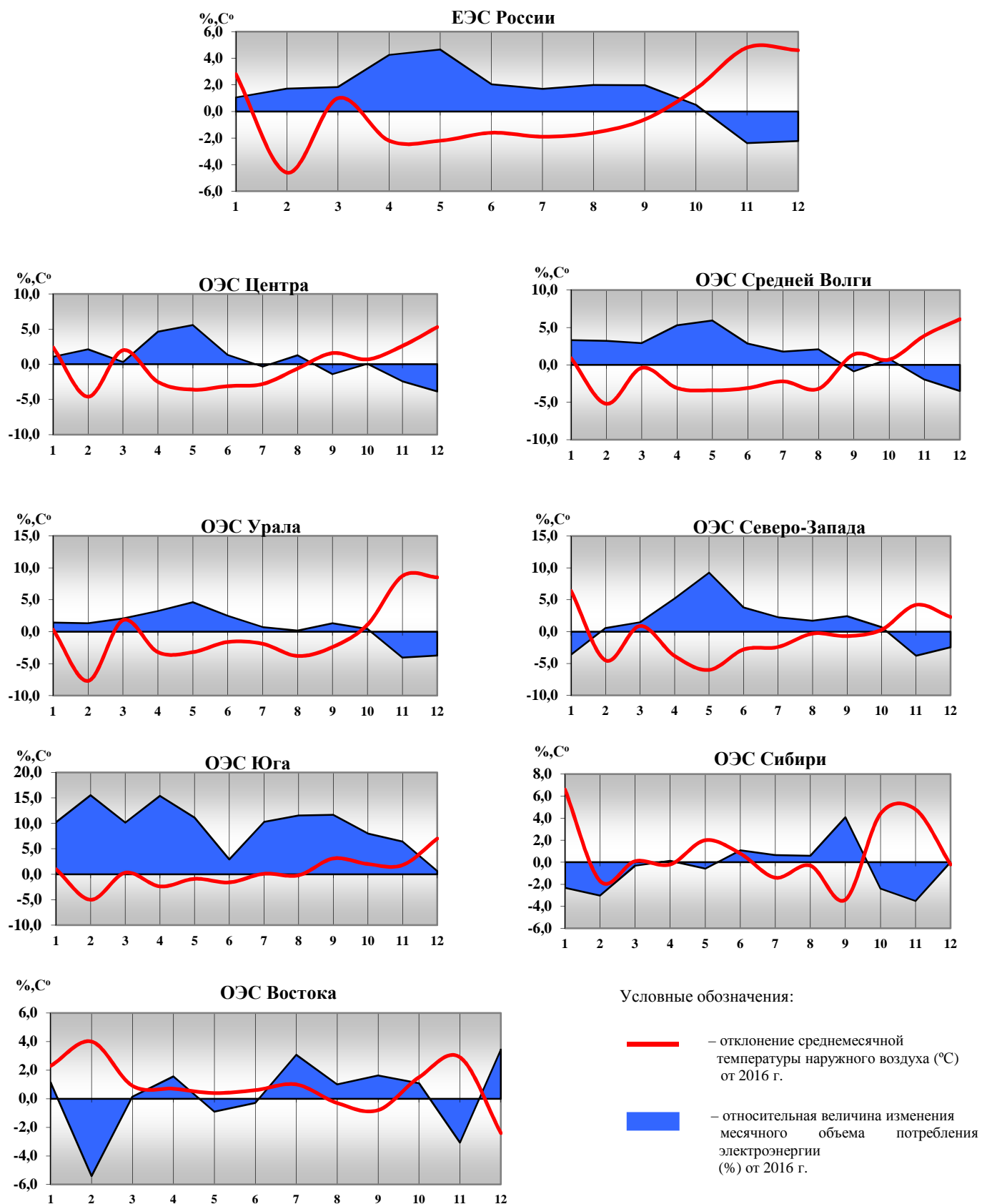


Рис. 3.2. Динамика изменения относительной величины потребления электроэнергии и отклонения фактической температуры наружного воздуха относительно 2016 года по месяцам 2017 года.

В таблице 3.1 приведены данные о фактических годовых объемах потребления электроэнергии в ЕЭС России, ОЭС и территориальных энергосистемах в 2017 году в сравнении с фактическими годовыми объемами потребления электроэнергии в 2016 году.

Таблица 3.1.
млн. кВтч

Наименование энергосистемы	Потребление электроэнергии			
	2016	2017	Откл. (+/-) к 2016	% к 2016
ЕЭС РОССИИ	1 026 856,3	1 039 879,9	13 023,5	1,27
ОЭС Центра	237 275,7	238 558,2	1 282,6	0,54
Белгородская	15 215,2	15 644,7	429,5	2,82
Брянская	4 419,5	4 425,4	6,0	0,13
Владимирская	7 001,3	7 068,1	66,8	0,95
Вологодская	13 555,9	13 640,0	84,0	0,62
Воронежская	11 003,0	11 042,2	39,2	0,36
Ивановская	3 552,7	3 571,1	18,4	0,52
Калужская	6 592,9	6 772,8	179,9	2,73
Костромская	3 636,3	3 622,3	-14,0	-0,38
Курская	8 681,1	8 794,1	113,0	1,30
Липецкая	12 392,4	12 545,9	153,5	1,24
Московская	105 332,6	105 452,4	119,8	0,11
Орловская	2 841,7	2 851,5	9,8	0,35
Рязанская	6 640,4	6 516,6	-123,8	-1,86
Смоленская	6 330,2	6 420,6	90,4	1,43
Тамбовская	3 519,9	3 561,0	41,2	1,17
Тверская	8 312,4	8 506,9	194,5	2,34
Тульская	9 965,2	9 851,4	-113,8	-1,14
Ярославская	8 282,8	8 271,1	-11,7	-0,14
ОЭС Средней Волги	106 269,7	108 015,5	1 745,8	1,64
Нижегородская	20 132,1	20 734,9	602,8	2,99
Марийская	2 642,0	2 778,3	136,3	5,16
Мордовская	3 159,8	3 248,7	88,9	2,81
Пензенская	4 871,4	4 988,7	117,2	2,41
Самарская	23 183,1	23 318,1	135,0	0,58
Саратовская	12 908,7	13 037,7	129,0	1,00
Татарская	28 431,6	28 989,2	557,7	1,96
Ульяновская	5 913,3	5 833,3	-80,0	-1,35
Чувашская	5 027,6	5 086,6	59,0	1,17
ОЭС Урала	259 382,7	261 199,7	1 817,0	0,70
Башкирская	26 932,6	27 233,9	301,4	1,12
Кировская	7 311,7	7 325,4	13,7	0,19
Курганская	4 447,8	4 492,4	44,7	1,00
Оренбургская	15 685,4	15 612,4	-73,0	-0,47
Пермская	23 556,6	24 235,7	679,1	2,88
Свердловская	42 426,0	42 872,1	446,1	1,05
Удмуртская	9 721,0	9 833,0	112,0	1,15
Челябинская	35 150,2	35 287,1	136,9	0,39
Тюменская	94 151,3	94 307,6	156,3	0,17
ОЭС Северо-Запада	92 880,3	93 899,4	1 019,1	1,10
Архангельская	7 310,3	7 305,9	-4,3	-0,06
Калининградская	4 459,0	4 437,0	-22,0	-0,49
Карельская	7 918,4	7 935,1	16,7	0,21

Наименование энергосистемы	Потребление электроэнергии			
	2016	2017	Откл. (+/-) к 2016	% к 2016
Кольская	12 344,0	12 774,9	430,9	3,49
Коми	9 021,1	9 028,2	7,1	0,08
Новгородская	4 518,7	4 466,8	-52,0	-1,15
Псковская	2 226,0	2 241,4	15,4	0,69
Ленинградская	45 082,8	45 710,2	627,3	1,39
ОЭС Юга	90 703,3	99 093,5	8 390,3	9,25
Астраханская	4 396,4	4 371,3	-25,1	-0,57
Волгоградская	15 177,5	15 499,7	322,2	2,12
Чеченская	2 636,1	2 699,5	63,4	2,40
Дагестанская	6 402,7	6 504,0	101,2	1,58
Ингушская	715,3	734,1	18,8	2,63
Кабардино-Балкарская	1 679,3	1 691,0	11,8	0,70
Калмыцкая	536,1	620,4	84,2	15,71
Карачаево-Черкесская	1 274,7	1 409,4	134,6	10,56
Кубанская	26 962,4	26 989,0	26,6	0,10
Ростовская	18 529,8	18 570,4	40,6	0,22
Северо-Осетинская	2 128,7	2 132,2	3,6	0,17
Ставропольская	10 264,1	10 429,8	165,7	1,61
Крымская	7 153,6	7 442,7	289,2	4,04
ОЭС Сибири	207 167,4	205 876,2	-1 291,2	-0,62
Алтайская	10 836,3	10 754,3	-82,0	-0,76
Бурятская	5 394,8	5 478,8	84,0	1,56
Иркутская	53 209,4	53 298,6	89,2	0,17
Красноярская	45 398,3	44 755,3	-643,0	-1,42
Тывинская	808,2	804,9	-3,3	-0,40
Новосибирская	15 938,5	15 980,9	42,4	0,27
Омская	10 862,4	10 806,9	-55,5	-0,51
Томская*	8 627,4	8 151,5	-475,9	-5,52
Забайкальская	7 863,4	7 812,7	-50,7	-0,65
Хакасская	16 781,3	16 654,5	-126,8	-0,76
Кузбасская	31 447,4	31 377,8	-69,6	-0,22
ОЭС Востока	33 177,3	33 237,3	60,0	0,18
Амурская	8 370,5	8 305,7	-64,8	-0,77
Приморская	13 108,6	13 124,0	15,4	0,12
Хабаровская	8 295,8	8 246,5	-49,3	-0,59
Энергорайон Еврейской АО	1 489,1	1 652,3	163,2	10,96
Южно-Якутский энергорайон	1 913,4	1 908,8	-4,5	-0,24

*снижение обусловлено приведением точек учета перетоков электроэнергии по межсистемным связям между Томской и Тюменской энергосистемами к границам субъектов Российской Федерации. В границах 2016 года потребление Томской энергосистемы в 2017 году увеличилось на 1,1 %.

4. БАЛАНСЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ.

4.1. Баланс электрической энергии.

Баланс электроэнергетики в ЕЭС России в 2017 году в сравнении с балансовыми показателями 2016 года представлен в табл. 4.1.1.

Таблица 4.1.1.

Баланс электроэнергии в ЕЭС России в 2016 и 2017 годах.

Показатель	2016 год, млн. кВтч	2017 год	
		млн. кВтч	2017/2016 г., %
Выработка электроэнергии, всего	1 048 456,9	1 053 861,9	100,5
в т.ч.: ТЭС	673 676,2	671 349,4	99,7
ГЭС	178 306,1	178 901,6	100,3
АЭС	196 397,8	202 917,0	103,3
ВЭС	5,0	131,0	— (**)
СЭС	71,7	563,0	— (**)
Потребление электроэнергии	1 026 856,3	1 039 879,9	101,3
Сальдо перетоков электроэнергии*	-21 600,6	-13 982,1	

(*) – «+» – прием, «-» – выдача;

(**) – увеличение за счет присоединения Крымской энергосистемы.

Фактический баланс электроэнергии в ЕЭС России в 2017 году с учетом межгосударственных перетоков электроэнергии представлен на рис. 4.1.1.

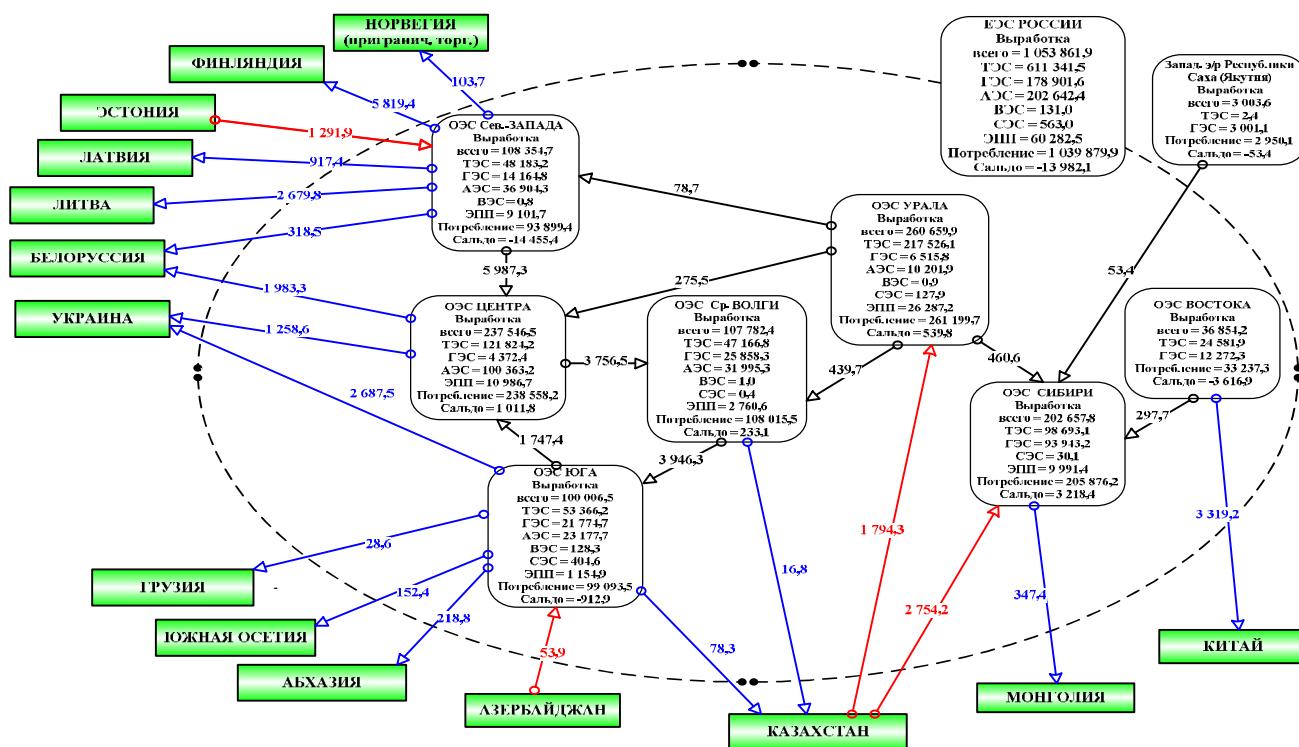


Рис.4.1.1 Фактический баланс электроэнергии в ЕЭС России в 2017 году.

Балансы электроэнергии в ОЭС в 2017 году в сравнении с балансовыми показателями 2016 года представлены в табл. 4.1.2.

Таблица 4.1.2.

Балансы электроэнергии в ОЭС в 2016 и 2017 годах.

Показатели	2016 год, млн. кВтч	2017 год	
		млн. кВтч	2017/2016 г., %
ОЭС Центра			
Выработка электроэнергии, всего:	236 575,5	237 546,5	100,4
в т.ч.: ТЭС	141 134,8	132 810,9	94,1
ГЭС	3 437,0	4 372,4	127,2
АЭС	92 003,7	100 363,2	109,1
Потребление электроэнергии	237 275,7	238 558,2	100,5
Сальдо перетоков электроэнергии*	700,2	1 011,8	
ОЭС Средней Волги			
Выработка электроэнергии, всего:	106 259,2	107 782,4	101,4
в т.ч.: ТЭС	50 992,2	49 652,8	97,4
ГЭС	21 404,0	25 858,3	120,8
АЭС	33 863,0	32 269,9	95,3
ВЭС	0,0	1,0	–
СЭС	0,0	0,4	–
Потребление электроэнергии	106 269,7	108 015,5	101,6
Сальдо перетоков электроэнергии*	10,4	233,1	
ОЭС Урала			
Выработка электроэнергии, всего:	258 381,9	260 659,9	100,9
в т.ч.: ТЭС	244 137,0	243 813,4	99,9
ГЭС	5 792,7	6 515,8	112,5
АЭС	8 399,8	10 201,9	121,5
ВЭС	0,95	0,93	98,9
СЭС	51,5	127,9	248,3
Потребление электроэнергии	259 382,7	261 199,7	100,7
Сальдо перетоков электроэнергии*	1 000,8	539,8	
ОЭС Северо-Запада			
Выработка электроэнергии, всего:	107 313,9	108 354,7	101,0
в т.ч.: ТЭС	55 864,1	57 284,9	102,5
ГЭС	13 318,0	14 164,8	106,4
АЭС	38 130,5	36 904,3	96,8
ВЭС	1,3	0,8	59,4
Потребление электроэнергии	92 880,3	93 899,4	101,1
Сальдо перетоков электроэнергии*	-14 433,6	-14 455,4	
ОЭС Юга			
Выработка электроэнергии, всего:	96 241,1	100 006,5	103,9
в т.ч.: ТЭС	51 188,6	54 521,1	106,5
ГЭС	21 049,1	21 774,7	103,4
АЭС	24 000,7	23 177,7	96,6
ВЭС	2,8	128,3	– (**)
СЭС	0,0	404,6	– (**)
Потребление электроэнергии	90 703,3	99 093,5	109,3
Сальдо перетоков электроэнергии*	-5 537,9	-912,9	
ОЭС Сибири			
Выработка электроэнергии, всего:	206 883,8	202 657,8	98,0
в т.ч.: ТЭС	107 018,5	108 684,5	101,6
ГЭС	99 845,1	93 943,2	94,1
СЭС	20,2	30,1	149,0
Потребление электроэнергии	207 167,4	205 876,2	99,4
Сальдо перетоков электроэнергии*	283,6	3 218,4	

Показатели	2016 год, млн. кВтч	2017 год	
		млн. кВтч	2017/2016 г., %
ОЭС Востока			
Выработка электроэнергии, всего:	36 801,4	36 854,2	100,1
в т.ч.: ТЭС	23 341,2	24 581,9	105,3
ГЭС	13 460,2	12 272,3	91,2
Потребление электроэнергии	33 177,3	33 237,3	100,2
Сальдо перетоков электроэнергии*	-3 624,1	-3 616,9	

(*) – «+» – прием, «-» – выдача;

(**) – увеличение за счет присоединения Крымской энергосистемы.

Структура выработки электроэнергии электростанциями ЕЭС России.

В 2017 году выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России, включая производство электроэнергии на электростанциях промышленных предприятий, составила 1 053 861,9 млн. кВтч (увеличение к объему производства электроэнергии в 2016 году составило 0,5%), в том числе распределение годового объема производства электроэнергии по типам электростанций составило:

ТЭС – 671 349,4 млн. кВтч (снижение производства на 0,3%);

ГЭС – 178 901,6 млн. кВтч (увеличение производства на 0,3%);

АЭС – 202 917 млн. кВтч (увеличение производства на 3,3%);

ВЭС – 131 млн. кВтч (увеличение производства на 126 млн. кВтч);

СЭС – 563 млн. кВтч (увеличение производства на 491,3 млн. кВтч).

Структура производства электроэнергии в ЕЭС России в 2017 году по типам электростанций приведена на рис. 4.1.2.

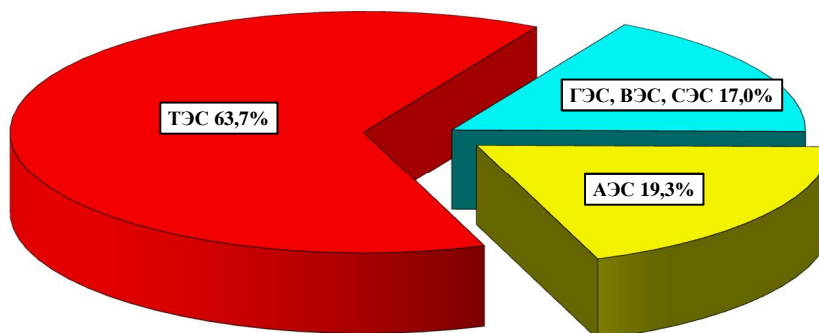


Рис. 4.1.2. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций ЕЭС России.

Структура выработки электроэнергии в ОЭС в 2017 году по типам электростанций представлена на рис. 4.1.3.

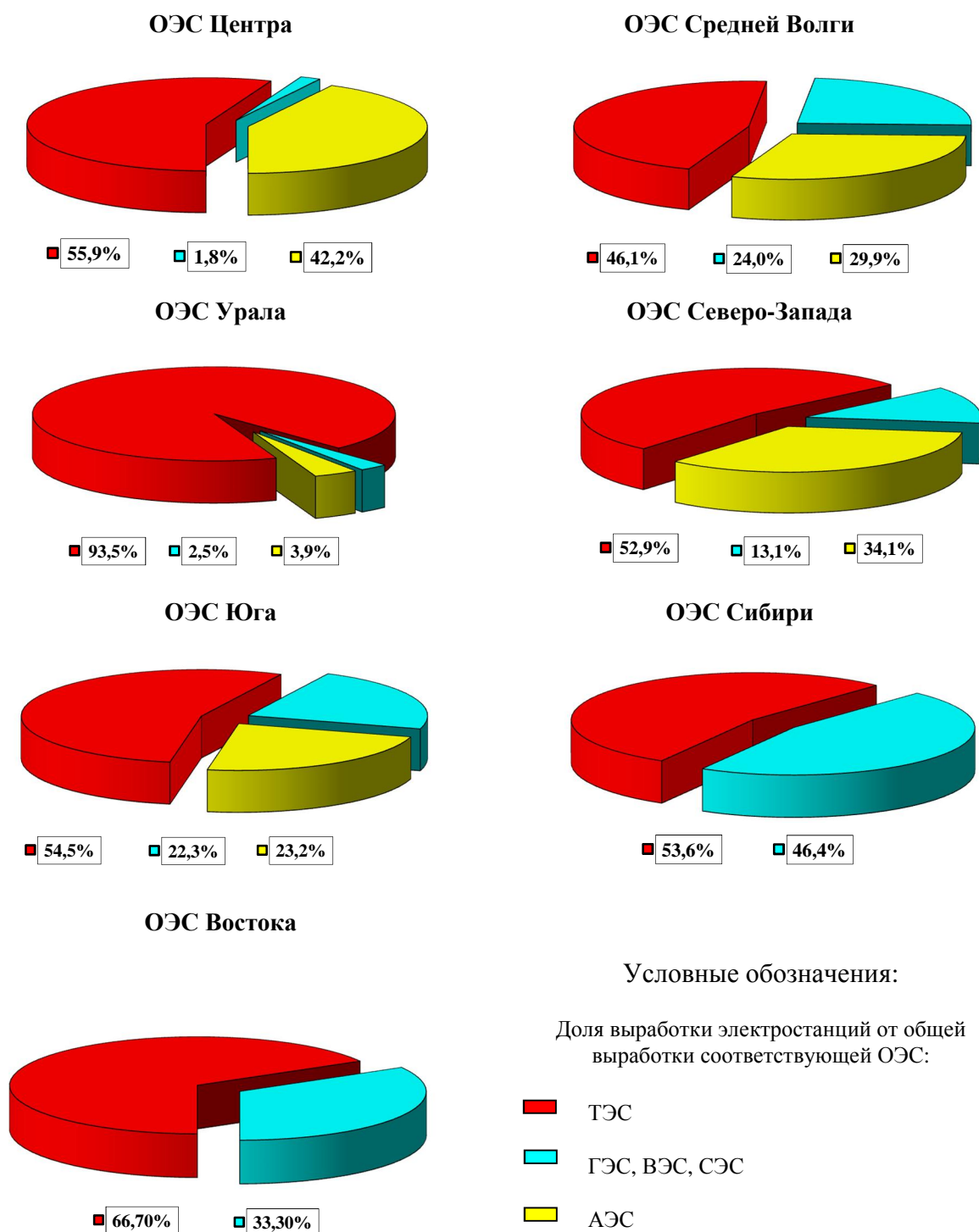


Рис. 4.1.3. Структура выработки электроэнергии в ОЭС в 2017 году по типам электростанций.

4.2. Баланс электрической мощности

Годовой максимум потребления мощности ЕЭС России зафиксирован 09.01.2017 в 17:00 (мск) при среднесуточной температуре наружного воздуха

-17,9 °С (на 5,6 °С ниже климатической нормы и на 2,1 °С ниже среднесуточной температуры при прохождении годового максимума 2016 года) и составил 151,2 ГВт, что на 0,1 ГВт выше годового максимума 2016 года (151,1 ГВт).

Максимальная нагрузка электростанций ЕЭС России на час прохождения максимума потребления мощности составила 152,1 ГВт, что на 1,1 ГВт (0,7%) ниже аналогичного показателя 2016 года. Величина сальдо перетоков мощности ЕЭС России составила 0,9 ГВт и снизилась относительно прошлогоднего показателя на 1,2 ГВт.

Балансы мощности в часы прохождения годовых максимумов потребления мощности в 2016 и 2017 годах представлены на рис. 4.2.1.

Объемы ремонтной мощности электростанций ЕЭС России в сравнении с объемами аналогичного периода прошлого года снизились на 4,2 ГВт и составили 11,5 ГВт. Аварийные ремонты снизились на 1,6 ГВт.

Резервы мощности на час прохождения годового максимума потребления мощности на ТЭС ЕЭС России составили 40,1 ГВт, в том числе: холодный резерв – 33,5 ГВт, вращающийся резерв – 6,6 ГВт.

Величина невыпускаемого резерва, обусловленного ограничениями пропускной способности электрических сетей ОЭС Востока, ОЭС Северо-Запада и ОЭС Сибири, составила 15,7 ГВт.

Фактическая среднесуточная температура наружного воздуха и отклонение температуры от климатической нормы по ЕЭС России и ОЭС в день прохождения годового максимума потребления мощности ЕЭС России в 2017 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 2017 году

Энергообъединения	Среднесуточная температура (°С)	
	09 января 2017 года	
	Факт	Отклонение от климатической нормы
ЕЭС России	-17,9	-5,6
ОЭС Центра	-18,6	-11,5
ОЭС Средней Волги	-18,8	-8,4
ОЭС Урала	-28,5	-11,3
ОЭС Северо-Запада	-5,4	+3,4
ОЭС Юга	0,3	+2,3
ОЭС Сибири	-17,0	+0,2
ОЭС Востока	-14,7	+4,7

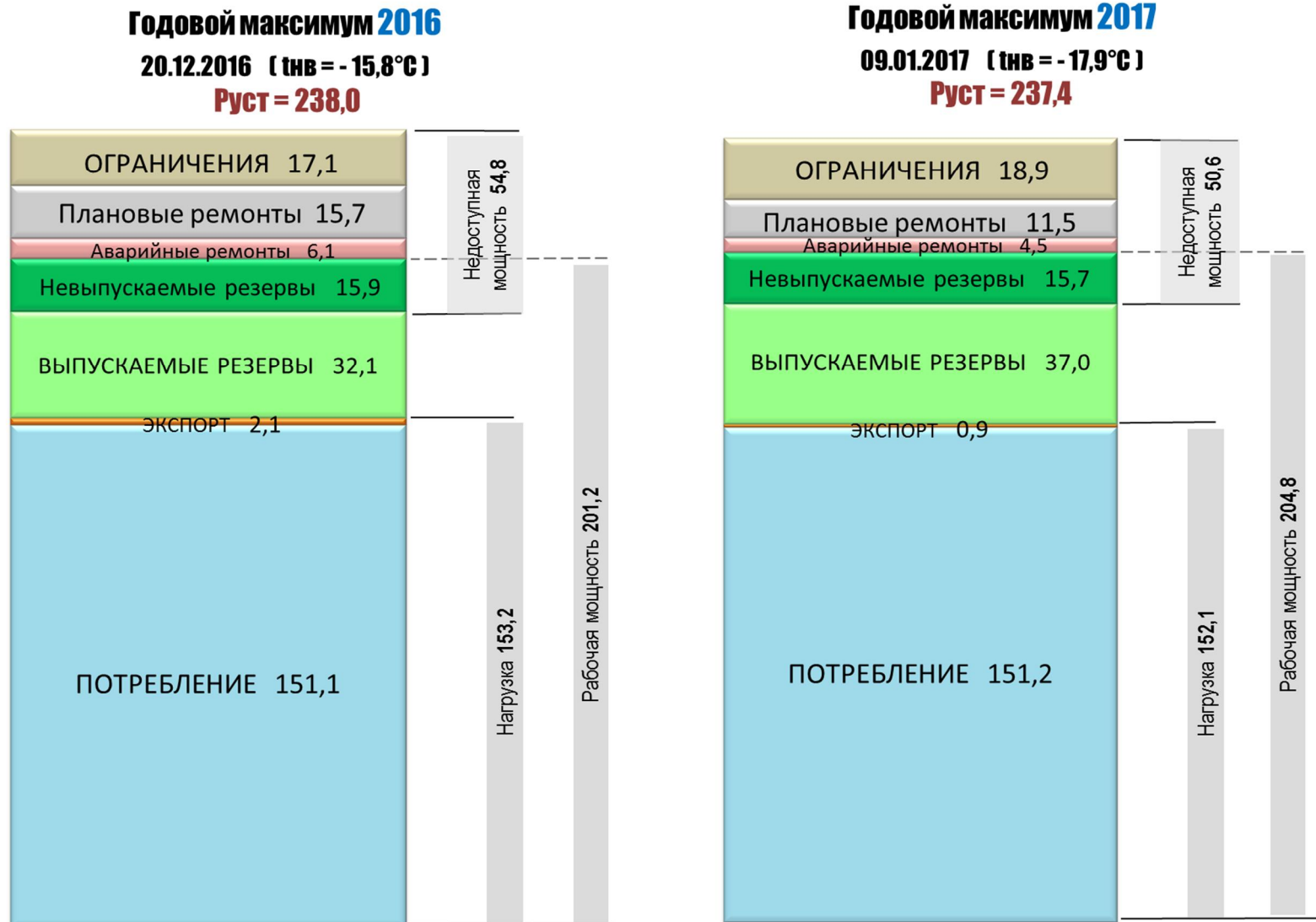


Рис.4.2.1. Балансы мощности в часы прохождения годовых максимумов потребления в 2016 и 2017 годах

Балансы мощности по ОЭС на час годового максимума потребления мощности ЕЭС России в 2017 году представлены в табл. 4.2.2.

Таблица 4.2.2

Баланс мощности на час годового максимума ЕЭС России 09.01.2017, МВт

Энергосистема	Установленная мощность	Располагаемая мощность	Ремонтная мощность	Резерв	Нагрузка	Совмещенный максимум потребления	Сальдо перетоков + прием -выдача
ЕЭС России	237 366,8	220 781,1	16 007,6	52 670,5	152 103,1	151 170,2	-932,8
ОЭС Центра	52 878,6	52 265,2	4 362,7	11 896,0	36 006,5	37 685,9	
ОЭС Северо-Запада	23 572,1	22 370,7	1 266,3	5 333,3	15 771,1	14 042,9	
ОЭС Юга	21 624,9	20 001,9	1 970,6	4 310,0	13 721,4	14 495,1	
ОЭС Средней Волги	27 003,2	25 678,8	1 379,4	7 485,6	16 813,8	16 018,9	
ОЭС Урала	51 131,7	50 315,5	3 547,7	10 429,3	36 338,5	36 139,6	
ОЭС Сибири	51 969,8	41 012,6	3 089,9	9 129,9	28 792,8	28 248,8	
ОЭС Востока	9 186,5	9 136,3	391,0	4 086,3	4 659,1	4 539,1	

Информация о собственных годовых максимумах потребления мощности энергосистем в 2017 году представлена в табл. 4.2.3.

Таблица 4.2.3

Собственные максимумы потребления мощности, МВт

Наименование энергосистемы	Собственные максимумы потребления мощности			
	2017	2016	Отклонение (+,-) к 2016	% к 2016
ЕЭС РОССИИ	151 170	151 070	+101	0,1
ОЭС Центра	37 917	37 137	+780	2,1
Белгородская	2 220	2 219	+1	0,0
Брянская	742	755	-12	-1,7
Владимирская	1 191	1 202	-11	-0,9
Вологодская	1 917	1 968	-52	-2,6
Воронежская	1 814	1 745	+69	3,9
Ивановская	656	625	+31	5,0
Калужская	1 095	1 113	-18	-1,6
Костромская	623	645	-21	-3,3
Курская	1 269	1 259	+10	0,8
Липецкая	1 809	1 847	-38	-2,1
Московская	17 849	17 236	+613	3,6
Орловская	469	483	-15	-3,0
Рязанская	1 041	1 082	-41	-3,8
Смоленская	1 028	1 025	+3	0,3
Тамбовская	607	616	-9	-1,4
Тверская	1 413	1 368	+45	3,3

Наименование энергосистемы	Собственные максимумы потребления мощности			
	2017	2016	Отклонение (+,-) к 2016	% к 2016
Тульская	1 549	1 537	+11	0,7
Ярославская	1 408	1 368	+39	2,9
ОЭС Средней Волги	16 872	16 980	-108	-0,6
Марийская	499	464	+35	7,6
Мордовская	526	535	-10	-1,8
Нижегородская	3 374	3 444	-70	-2,0
Пензенская	834	859	-25	-2,9
Самарская	3 581	3 637	-56	-1,5
Саратовская	2 081	2 085	-4	-0,2
Татарская	4 323	4 393	-69	-1,6
Ульяновская	1 037	1 062	-25	-2,4
Чувашская	852	862	-11	-1,2
ОЭС Урала	36 616	37 575	-959	-2,6
Башкирская	4 047	4 145	-98	-2,4
Кировская	1 240	1 224	+16	1,3
Курганская	755	757	-2	-0,3
Оренбургская	2 251	2 315	-64	-2,8
Пермская	3 617	3 715	-98	-2,6
Свердловская	6 460	6 620	-161	-2,4
Удмуртская	1 581	1 592	-10	-0,7
Челябинская	5 032	5 113	-81	-1,6
Тюменская	12 508	12 795	-286	-2,2
ОЭС Северо-Запада	14 111	14 978	-866	-5,8
Архангельская	1 169	1 203	-34	-2,8
Калининградская	766	778	-12	-1,6
Карельская	1 181	1 224	-43	-3,5
Коми	1 344	1 389	-45	-3,2
Кольская	1 869	1 935	-66	-3,4
Новгородская	698	699	-1	-0,2
Ленинградская	7 215	7 585	-370	-4,9
Псковская	394	413	-19	-4,6
ОЭС Юга	16 235	14 967	1269	8,5
Астраханская	748	744	+4	0,5
Волгоградская	2 447	2 482	-34	-1,4
Дагестанская	1 270	1 260	+9	0,7
Ингушская	140	136	+3	2,2
Кабардино-Балкарская	297	303	-6	-2,0

Наименование энергосистемы	Собственные максимумы потребления мощности			
	2017	2016	Отклонение (+,-) к 2016	% к 2016
Калмыцкая	121	100	+22	21,9
Карачаево-Черкесская	226	224	+1	0,6
Кубанская	5 037	4 599	+438	9,5
Ростовская	3 023	3 013	+10	0,3
Северо-Осетинская	390	390	-	-
Ставропольская	1 667	1 685	-18	-1,1
Чеченская	473	493	-19	-3,9
Крымская	1 427	1 335	+92	+6,9
ОЭС Сибири	29 564	30 688	-1124	-3,7
Алтайская	1 873	1 882	-9	-0,5
Бурятская	965	943	+22	+2,4
Забайкальская	1 257	1 280	-23	-1,8
Иркутская	7 673	7 936	-263	-3,3
Красноярская	6 364	6 800	-436	-6,4
Тывинская	154	160	-5	-3,4
Кузбасская	4 403	4 439	-36	-0,8
Новосибирская	2 772	2 734	+38	+1,4
Омская	1 786	1 818	-31	-1,7
Томская	1 307	1 351	-43	-3,2
Хакасская	2 136	2 166	-29	-1,3
ОЭС Востока	5 506	5 388	118	2,2
Амурская	1 377	1 397	-20	-1,5
Приморская	2 311	2 251	+60	+2,7
Хабаровская	1 457	1 411	+46	+3,3
Энергорайон Еврейской АО	314	273	+41	+15,1
Южно-Якутский энергорайон	316	298	+18	+6,2

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

В течение 2017 года введены в работу 57 линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше (включая заходы), в том числе:

ЛЭП 500 кВ – 4;

ЛЭП 330 кВ – 5;

ЛЭП 220 кВ – 48.

Перечень ЛЭП 220 кВ и выше, введенных в работу в 2017 году, представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1.

Название ЛЭП	Операционная зона	Дата ввода в работу
1 квартал 2017 г.		
ОДУ Сибири		
ВЛ 220 кВ Енисей – Абалаковская	Красноярское РДУ	06.01.2017
ОДУ Урала		
ВЛ 220 кВ Вектор – Усть-Балык	Тюменское РДУ	17.01.2017
ВЛ 220 кВ Пыть-Ях – Вектор с отпайкой на ПС Каркатеевы	Тюменское РДУ	19.01.2017
ОДУ Центра		
ВЛ 220 кВ Созвездие – Мирная	Смоленское РДУ	02.03.2017
ВЛ 220 кВ Созвездие – Метзавод II цепь	Смоленское РДУ	04.03.2017
2 квартал 2017 г.		
ОДУ Северо-Запада		
ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская	Ленинградское РДУ	03.06.2017
ВЛ 330 кВ Копорская – Гатчинская	Ленинградское РДУ	03.06.2017
ОДУ Сибири		
ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС – Быстринская II цепь	Забайкальское РДУ	18.04.2017
ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС – Быстринская I цепь	Забайкальское РДУ	23.04.2017
ВЛ 220 кВ Братский ПП – НПС-3 № 1	Иркутское РДУ	27.06.2017
ВЛ 220 кВ Братский ПП – НПС-3 № 2	Иркутское РДУ	27.06.2017
ОДУ Средней Волги		
КВЛ 220 кВ Бегишево – ТАНЕКО	РДУ Татарстана	02.05.2017
ОДУ Центра		
ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка I цепь	Липецкое РДУ	23.04.2017
ВЛ 220 кВ Казинка – Металлургическая I цепь	Липецкое РДУ	23.04.2017
ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка II цепь	Липецкое РДУ	27.04.2017
ВЛ 220 кВ Казинка – Металлургическая II цепь	Липецкое РДУ	27.04.2017
ВЛ 220 кВ Шибаново – Кроношпан	Московское РДУ	24.05.2017
ВЛ 220 кВ Кроношпан – Стачка	Московское РДУ	24.05.2017

Название ЛЭП	Операционная зона	Дата ввода в работу
3 квартал 2017 г.		
ОДУ Востока		
ВЛ 220 кВ Архара – НПС-29	Амурское РДУ	28.09.2017
КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС – НПС-29	Амурское РДУ	28.09.2017
ОДУ Сибири		
ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Лена	Иркутское РДУ	26.07.2017
ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Якурим № 1	Иркутское РДУ	27.07.2017
ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная	Иркутское РДУ	02.08.2017
ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Коршуниха	Иркутское РДУ	02.08.2017
ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2	Иркутское РДУ	10.08.2017
ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1	Иркутское РДУ	11.08.2017
ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП-5, 6 II цепь	Красноярское РДУ	18.08.2017
ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП-5, 6 I цепь	Красноярское РДУ	01.09.2017
ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1	Иркутское РДУ	17.09.2017
ВЛ 220 кВ НПС-9 – НПС-8 № 1	Иркутское РДУ	18.09.2017
4 квартал 2017 г.		
ОДУ Востока		
КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС – Завитая с отпайкой на ПС Створ	Амурское РДУ	05.10.2017
ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт	Хабаровское РДУ	29.12.2017
ВЛ 220 кВ Старт – НПС-3	Хабаровское РДУ	29.12.2017
ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС-3	Хабаровское РДУ	29.12.2017
ОДУ Северо-Запада		
ВЛ 330 кВ Новосокольники – Талашкино	Новгородское РДУ	27.12.2017
ОДУ Сибири		
ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 2	Иркутское РДУ	13.11.2017
ВЛ 220 кВ НПС-9 – НПС-8 № 2	Иркутское РДУ	14.11.2017
ОДУ Средней Волги		
ВЛ 220 кВ Щёлоков – Центральная I цепь	РДУ Татарстана	31.10.2017
ВЛ 220 кВ Щёлоков – Центральная II цепь	РДУ Татарстана	31.10.2017
ОДУ Урала		
КВЛ 220 кВ Затонская ТЭЦ – Бекетово	Башкирское РДУ	13.10.2017
КВЛ 220 кВ Затонская ТЭЦ – Затон	Башкирское РДУ	16.10.2017
КВЛ 220 кВ Затонская ТЭЦ – НПС с отпайкой на ПС Затон	Башкирское РДУ	25.10.2017
ВЛ 220 кВ Пермская ГРЭС – Искра I цепь	Пермское РДУ	25.10.2017
ВЛ 220 кВ Пермская ГРЭС – Искра II цепь	Пермское РДУ	17.11.2017
ВЛ 220 кВ Карталы-220 – Обогажительная	Челябинское РДУ	10.11.2017
ВЛ 220 кВ Обогажительная – Михеевский ГОК	Челябинское РДУ	11.11.2017
ВЛ 500 кВ Тобол – Тюмень	Тюменское РДУ	26.12.2017
ВЛ 500 кВ Нелым – Тобол	Тюменское РДУ	28.12.2017

Название ЛЭП	Операционная зона	Дата ввода в работу
ОДУ Центра		
ВЛ 220 кВ Кировская – Овоци Черноземья	Липецкое РДУ	22.11.2017
ВЛ 220 кВ Овоци Черноземья – Пост-474-тяговая	Липецкое РДУ	22.11.2017
КВЛ 220 кВ Владимирская – Районная (новая) I цепь	Владимирское РДУ	25.12.2017
КВЛ 220 кВ Владимирская ТЭЦ-2 – Районная (новая) с отпайкой на ПС Районная	Владимирское РДУ	25.12.2017
ВЛ 500 кВ Новобрянская – Белобережская	Смоленское РДУ	27.12.2017
ВЛ 500 кВ Белобережская – Елецкая	Смоленское РДУ	28.12.2017
ВЛ 220 кВ Белобережская – Машзавод	Смоленское РДУ	29.12.2017
ОДУ Юга		
ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Солнечный дар	Северокавказское РДУ	10.12.2017
ВЛ 330 кВ Ставрополь – Солнечный дар	Северокавказское РДУ	10.12.2017

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 Российской Федерации от 26.07.2007 № 484 (далее – Правила), АО «СО ЕЭС» разработан и утвержден сводный годовой график ремонтов основного энергетического оборудования электростанций (ТЭС, ГЭС, АЭС) ЕЭС России на 2017 год (далее – сводный годовой график ремонтов).

При реализации сводного годового графика ремонтов в 2017 году в соответствии с Правилами на этапе месячного планирования вносились изменения в сроки проведения плановых ремонтов по инициативе генерирующих компаний (электростанций).

Фактические показатели выполнения капитальных и средних ремонтов турбо- и гидроагрегатов ТЭС, ГЭС и АЭС в разрезе ОЭС и ЕЭС России в 2017 году представлены в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1

Выполнение капитальных и средних ремонтов турбо- и гидроагрегатов электростанций в 2017 году

Наименование энергосистемы	Вывод в ремонт			Окончание ремонта		
	Сводный годовой график	Факт	Отклонение (факт-св.год.гр)	Сводный годовой график	Факт	Отклонение (факт-св.год.гр)
	МВт					
ОЭС Центра	19 842	19 631	-211	19 425	18 345	-1080
ОЭС Средней Волги	6 952	6 859	-93	7 049	7 108	59
ОЭС Урала	16 943	16 411	-532	15 926	16 038	112
ОЭС Северо-Запада	5 852	5 447	-405	5 843	5 539	-304
ОЭС Юга	4 806	4 828	22	4 806	4 612	-194
ОЭС Сибири	7 188	6 533	-655	8 098	7 178	-920
ОЭС Востока	2 045	2 032	-13	2 045	2 032	-13
ЕЭС России	63 628	61 741	-1 887	63 192	60 852	-23 40

В 2017 году фактический объем мощности выведенных в **капитальный и средний ремонт** турбо- и гидроагрегатов ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России составил 61 741 МВт, что ниже запланированного **сводным годовым графиком ремонтов** на 1 887 МВт или 2,9%.

Выполнен **капитальный и средний ремонт** энергетического оборудования ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России суммарной мощностью 60 852 МВт, что ниже запланированного **сводным годовым графиком ремонтов** на 2 340 МВт (3,7%).

Ход выполнения капитальных и средних ремонтов турбо- и гидроагрегатов электростанций ЕЭС России по месяцам 2017 года в сравнении с плановыми показателями представлен на рис.6.1.1 - 6.1.2.

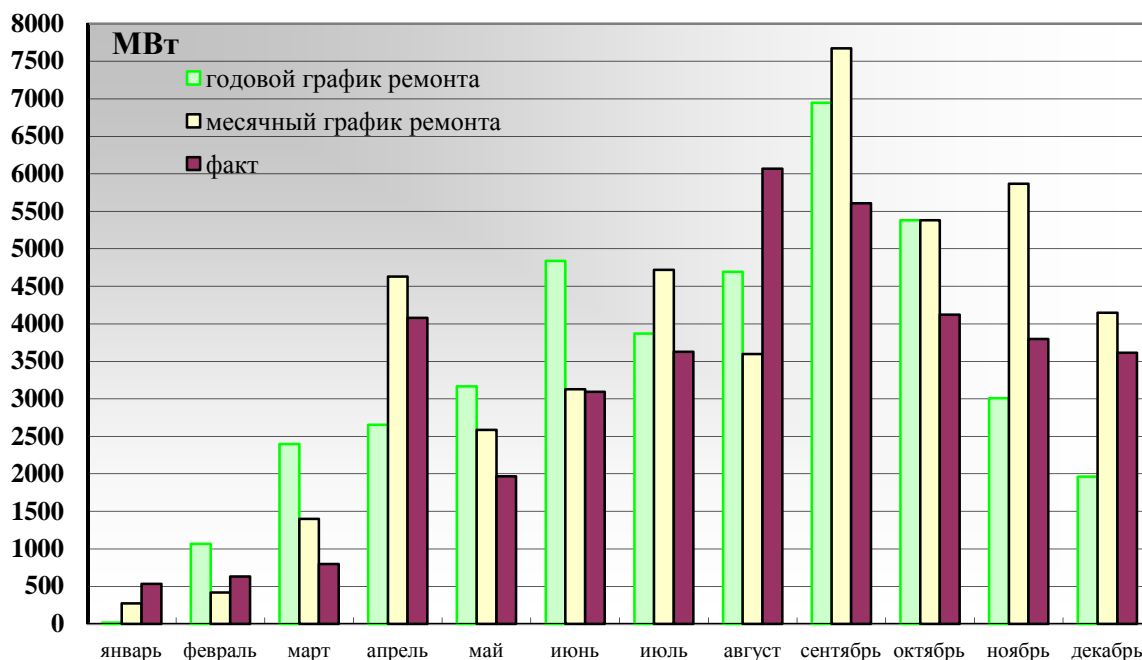


Рис.6.1.1. Объем завершенных капитальных ремонтов турбо-и гидроагрегатов электростанций ЕЭС России по месяцам 2017 г.

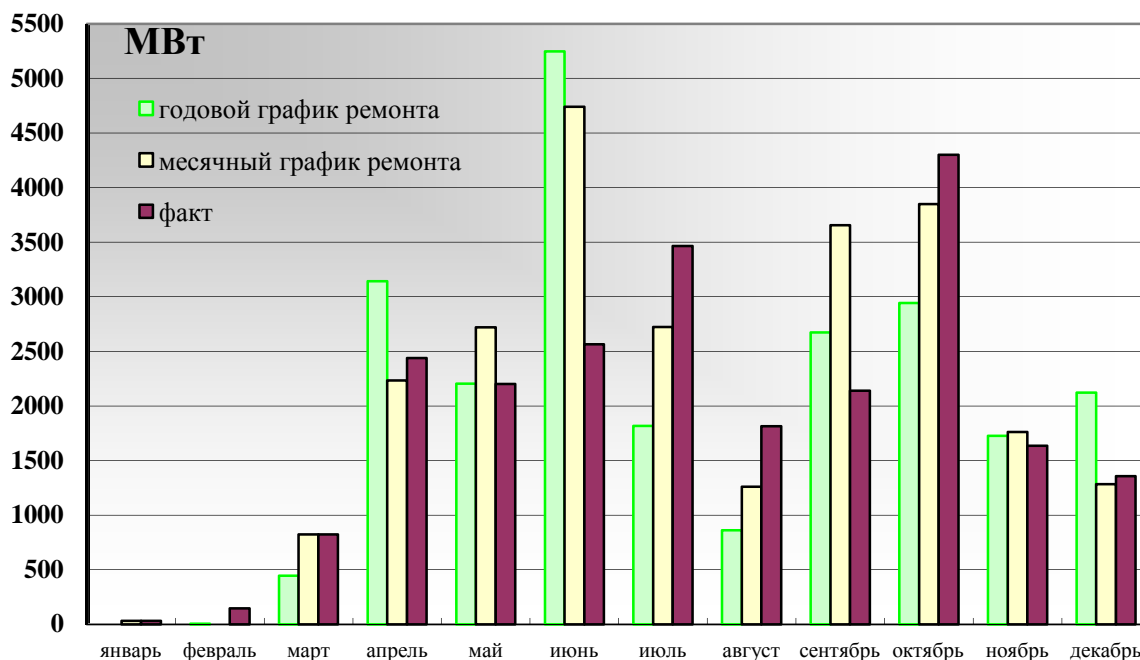


Рис.6.1.2. Объем завершенных средних ремонтов турбоагрегатов электростанций ЕЭС России по месяцам 2017 г.

Динамика изменения суммарной ремонтной мощности энергетического оборудования на электростанциях ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России (без учета электростанций промышленных предприятий) по месяцам 2017 года (в МВт и в % от установленной мощности) и в целом за год в сравнении с аналогичными периодами за 2016 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 2017 году:

- максимальное значение ремонтной мощности энергетического оборудования, находящегося в капитальном, среднем, текущем и аварийном ремонте составило 16,8% (сентябрь месяц) от среднего значения установленной мощности;
- среднегодовое значение суммарной ремонтной мощности составило 12,4% от установленной мощности, что ниже уровня прошлого года на 1,0%. Данное уменьшение произошло за счет снижения объемов капитальных ремонтов с 3,9% до 3,8%, средних ремонтов с 2,1% до 1,4% и аварийных ремонтов с 1,8% до 1,5%. При этом объем текущих ремонтов увеличился с 5,5% до 5,7%.

Таблица 6.1.3.

Динамика изменения ремонтной мощности ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России в 2017 году (в МВт и в % от установленной мощности)
(среднеарифметические значения за календарные дни месяца)

Месяц, год	Мощность ТЭС, ГЭС и АЭС, находившаяся в ремонте												
	Среднее значение установ- ленной мощности*,	Все виды ремонтов		Виды ремонтов									
				капитальный		средний		текущий		Суммарные значения ремонтов (КР, СР, ТР)		аварийный	
	тыс. МВт	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
Январь	225,6	13 910	6,2	2 589	1,1	454	0,2	6 494	2,9	9 537	4,2	4 373	1,9
Февраль	225,6	15 684	7,0	4 492	2,0	527	0,2	7 761	3,4	12 780	5,7	2 904	1,3
Март	225,7	23 150	10,3	6 788	3,0	2 011	0,9	11 291	5,0	20 090	8,9	3 060	1,4
Апрель	225,8	32 365	14,3	8 525	3,8	4 499	2,0	16 000	7,1	29 024	12,9	3 341	1,5
Май	226,0	31 358	13,9	7 645	3,4	6 417	2,8	14 408	6,4	28 470	12,6	2 888	1,3
Июнь	226,7	34 089	15,0	11 210	4,9	6 677	2,9	13 734	6,1	31 621	13,9	2 468	1,1
Июль	227,5	37 180	16,3	14 301	6,3	3 561	1,6	15 294	6,7	33 156	14,6	4 024	1,8
Август	227,9	36 512	16,0	13 299	5,8	2 727	1,2	16 429	7,2	32 455	14,2	4 057	1,8
Сентябрь	227,8	38 328	16,8	11 870	5,2	3 954	1,7	19 357	8,5	35 181	15,4	3 147	1,4
Октябрь	227,9	34 443	15,1	9 602	4,2	3 506	1,5	18 019	7,9	31 127	13,7	3 316	1,5
Ноябрь	227,9	24 000	10,5	7 657	3,4	2 900	1,3	9 479	4,2	20 036	8,8	3 964	1,7
Декабрь	228,1	16 687	7,3	5 010	2,2	1 326	0,6	6 825	3,0	13 161	5,8	3 526	1,5
2017	226,9	28 200	12,4	8 602	3,8	3 221	1,4	12 948	5,7	24 771	10,9	3 429	1,5
<i>2016</i>	<i>225,2</i>	<i>30 101</i>	<i>13,4</i>	<i>8 814</i>	<i>3,9</i>	<i>4 804</i>	<i>2,1</i>	<i>12 362</i>	<i>5,5</i>	<i>25 980</i>	<i>11,5</i>	<i>4 121</i>	<i>1,8</i>

* 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 Единой национальной электрической сети

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
				ПЛ	НПЛ	НО	АВ		ПЛ	НПЛ	НО	АВ			
	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	%	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	%	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	%	%	%
	Г	М		П					Р						
январь	249	531	213	1292				243	869				349	164	67
				335	797	126	34		236	493	109	31			
февраль	759	1242	164	2246				181	1666				219	134	74
				832	1318	62	34		680	902	54	30			
март	1895	2480	131	3437				139	2881				152	116	84
				1760	1611	37	29		1538	1287	24	32			
апрель	2605	3164	121	4261				135	3445				132	109	81
				2324	1847	63	27		1941	1422	61	21			
май	2853	3333	117	4452				134	3577				125	107	80
				2493	1887	34	38		2043	1470	27	31			
июнь	3359	3852	115	4875				127	3992				119	104	82
				2675	2035	89	76		2263	1586	89	54			
июль	3065	3758	123	5222				139	3910				128	104	75
				2630	2470	80	42		2203	1592	78	37			
август	3515	4276	122	6471				151	4843				138	113	75
				3117	3233	38	83		2633	2135	25	50			
сентябрь	3195	4702	147	6234				133	4646				145	99	75
				2852	3266	46	70		2287	2278	42	39			
октябрь	2424	3306	136	5101				154	3748				155	113	73
				1989	2975	53	84		1601	2047	51	49			
ноябрь	944	2203	233	3602				164	2567				272	117	71
				1161	2321	19	101		882	1605	16	23			
декабрь	284	1101	388	2710				246	1387				488	126	51
				528	2016	90	76		328	956	63	40			
12 месяцев 17 года	25147	33948	135	49903				147	37531				149	111	75
				22696	25776	737	694		18635	17773	639	437			

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 2017 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 192 858 МВт, не готового к участию в ОПРЧ в среднем по году – 18 186 МВт, мощность генерирующего оборудования, не имеющего технической возможности участия в ОПРЧ – 12 485 МВт.

7.2. Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности.

На объекты управления системным оператором отдано 17467 диспетчерских команд на регулирование реактивной мощности, из них признано невыполненными 150 (0,86 % от общего количества), при этом зарегистрировано 296 фактов снижения диапазона регулирования реактивной мощности, заявленных участниками до начала расчетного периода по 42 объектам управления.

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 мощности, системным оператором отданы 9381 диспетчерская команда, из них 45 команд (0,5 % от общего количества) признано невыполненными. Не подтверждена возможность участия в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности для двух ГЭС, и зарегистрировано 39 случаев фактического неучастия (участия, не удовлетворяющего техническим требованиям) ГЭС в автоматическом вторичном регулировании.

8. ПАРАМЕТРЫ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

По состоянию на 01.01.2018 расчетная модель оптового рынка электроэнергии включала в себя:

- узлов – 9 243;
- ветвей – 14 543;
- сечений – 1 062;
- агрегатов (режимных генерирующих единиц) – 1 523;
- электростанций – 748;
- энергоблоков – 2 498.

9. ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ БАЛАНСИРУЮЩЕГО РЫНКА ЗА 2017 ГОД.

В табл. 9.1. представлены ценовые показатели балансирующего рынка

Таблица 9.1.

Ценовые показатели за 2017 г.	руб./МВт ч	% к 2016 году
Европейская зона:		
— средний индикатор БР	1123	-1,2
Сибирская зона:		
— средний индикатор БР	786	3,7

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

Таблица 9.2.

Предварительные объемы отклонений по внешней инициативе за 2017 г., тыс. МВт·ч	АЭС	ГЭС	ТЭС	Итого
1-ая ценовая зона:				
— ИВ1-	-1 126,2	-1 452,1	-12 323,8	-14 902,1
— ИВ1+	905,2	1 459,4	14 378,7	16 743,3
— ИВ01-	-111,8	-1 695,4	-3 577,4	-5 384,6
— ИВ01+	112,8	1 695,6	3 577,0	5 385,4
— ИВ0-	-7,2	-1 983,2	-5 408,5	-7 398,9
— ИВ0+	1,4	2 027,3	3 884,0	5 912,7
— ИВА-	0,0	0,0	-23,1	-23,1
— ИВА+	0,0	0,0	95,7	95,7
2-ая ценовая зона:				
— ИВ1-		-4 092,5	-2 948,7	-7 041,2
— ИВ1+		2 481,6	4 819,5	7 301,1
— ИВ01-		-988,6	-509,3	-1 497,9
— ИВ01+		989,8	508,6	1 498,4
— ИВ0-		-2 787,2	-823,4	-3 610,6
— ИВ0+		2 867,0	135,9	3 002,9
— ИВА-		0,0	-0,2	-0,2
— ИВА+		0,0	0,2	0,2
Неценовые зоны Европейской части:				
— ИВ0-		0,0	-43,6	-43,6
— ИВ0+		0,0	35,9	35,9
ОЭС Востока:				
— ИВ0-		-970,7	-186,6	-1 157,3
— ИВ0+		897,4	94,2	991,6

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

* показатели ТЭС приведены без учета электростанций промышленных предприятий.