



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

Информационный обзор

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

(оперативные данные)

Декабрь 2014 года



Москва

Оглавление

1.	Производство и потребление электрической энергии ЕЭС России за месяц и с начала года нарастающим итогом.	3
2.	Режим работы основных ГЭС и каскадов ГЭС ЕЭС России за декабрь 2014 года.	9
3.	Оперативные данные о работе ЕЭС за месяц.	9
3.1.	Частота электрического тока.	9
3.2.	Максимум потребляемой мощности в сравнении с аналогичным периодом прошлого года.	10
4.	Установленная мощность электростанций на 01.01.2015 г.	12
5.	Планирование и выполнение ремонтов в отчетном месяце.	14
5.1.	Основного энергетического оборудования электростанций.	14
5.2.	Сетевого оборудования (ВЛ 220 кВ и выше).	15
6.	Готовность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии за месяц. ...	16
6.1.	Участие генерации в первичном регулировании частоты.	16
6.2.	Предоставление диапазона реактивной мощности.	16
6.3.	Участие ГЭС в автоматическом и оперативном вторичном регулировании частоты и мощности.	16
6.4.	Способность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии.	16
7.	Мониторинг соблюдения объемов и сроков ремонтов электросетевого хозяйства в декабре 2014 г.	17
8.	Параметры расчетной модели оптового рынка электроэнергии за месяц.	18
9.	Функционирование балансирующего рынка за месяц.	18
9.1.	Объемы и инициативы отклонений за месяц.	18
9.2.	Ценовые показатели балансирующего рынка за месяц.	19



1. Производство и потребление электрической энергии ЕЭС России за месяц и с начала года нарастающим итогом.

В декабре 2014 года производство электроэнергии электростанциями ЕЭС России составило 100,86 млрд. кВт·ч.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 67,25 млрд. кВт·ч. Выработка ГЭС за тот же период составила 11,48 млрд. кВт·ч, выработка АЭС – 16,83 млрд. кВт·ч, выработка электростанций, являющихся частью технологических комплексов промышленных предприятий и предназначенных в основном для снабжения их электроэнергией (электростанций промышленных предприятий) – 5,30 млрд. кВт·ч.

Выработка и потребление электроэнергии в целом по ЕЭС России и ОЭС в декабре и нарастающим итогом с начала 2014 года приведены в таблицах.

Выработка электроэнергии

ОЭС	Выработка электроэнергии в отчетном месяце, млн кВт·ч	В % к соответств. месяцу 2013 г.	Выработка электроэнергии с начала года, млн кВт·ч	В % за период с начала года к соответств. периоду 2013 г.
ЕЭС России	100 864,0	102,8	1 024 870,2	100,1
ОЭС Центра	24 641,9	106,2	239 215,6	101,4
ОЭС Средней Волги	9 091,0	86,2	105 037,2	92,6
ОЭС Урала	24 827,3	102,7	259 711,9	100,6
ОЭС Северо-Запада	10 344,7	104,2	102 460,4	101,4
ОЭС Юга	8 690,8	108,3	84 753,2	102,3
ОЭС Сибири	19 411,8	104,6	198 331,3	100,7
ОЭС Востока	3 856,5	104,8	35 360,6	100,4

Потребление электроэнергии

ОЭС	Потребление электроэнергии в отчетном месяце, млн кВт·ч	В % к соответств. месяцу 2013 г.	Потребление электроэнергии с начала года, млн кВт·ч	В % за период с начала года к соответств. периоду 2013 г.
ЕЭС России	99 242,0	102,3	1 013 743,4	100,4
ОЭС Центра	23 124,1	102,9	232 913,5	101,1
ОЭС Средней Волги	10 446,8	100,7	106 663,2	98,0
ОЭС Урала	24 557,5	101,5	260 618,4	101,1
ОЭС Северо-Запада	8 964,6	102,1	90 760,3	100,5
ОЭС Юга	8 622,9	100,0	86 930,8	101,6
ОЭС Сибири	19 964,3	104,0	204 054,9	99,4
ОЭС Востока	3 561,8	106,0	31 802,3	100,6

Оперативные данные по выработке электроэнергии в региональных энергосистемах субъектов Российской Федерации в декабре и нарастающим итогом с начала 2014 года представлены в таблице.



Выработка электроэнергии по субъектам Российской Федерации

Объединенные энергосистемы, энергосистемы субъектов РФ	Выработка электроэнергии в отчетном месяце, млн кВт·ч	В % к соответств. месяцу 2013 г.	Выработка электроэнергии с начала года, млн кВт·ч	В % за период с начала года к соответств. периоду 2013 г.
ЕЭС РОССИИ	100 864,0	102,8	1 024 870,2	100,1
ОЭС ЦЕНТРА	24 641,9	106,2	239 215,6	101,4
Белгородская энергосистема	102,2	89,4	798,9	91,3
Брянская энергосистема	6,0	63,2	32,3	62,5
Владимирская энергосистема	297,2	168,6	1 886,8	129,8
Вологодская энергосистема	881,7	123,3	9 114,8	115,6
Воронежская энергосистема	1 334,2	86,6	14 526,1	93,9
Ивановская энергосистема	166,8	95,0	1 786,7	94,7
Калужская энергосистема	40,1	111,4	276,8	82,7
Костромская энергосистема	1 775,3	141,6	16 501,9	108,5
Курская энергосистема	3 238,6	132,4	30 490,1	122,2
Липецкая энергосистема	504,4	99,6	5 061,7	96,4
Московская энергосистема	7 966,2	103,9	72 896,5	94,5
Орловская энергосистема	132,6	96,8	1 207,6	95,6
Рязанская энергосистема	951,5	122,4	8 355,3	86,3
Смоленская энергосистема	2 666,1	105,0	26 677,1	114,3
Тамбовская энергосистема	140,1	114,5	1 084,7	111,4
Тверская энергосистема	3 438,2	89,6	39 173,3	98,8
Тульская энергосистема	695,7	90,1	6 174,1	100,5
Ярославская энергосистема	305,0	80,1	3 170,9	75,3
ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ	9 091,0	86,2	105 037,2	92,6
Марийская энергосистема	107,6	104,9	973,2	97,7
Мордовская энергосистема	175,1	102,9	1 681,8	104,4
Нижегородская энергосистема	724,4	89,6	7 534,1	86,5
Пензенская энергосистема	148,6	93,7	1 251,7	90,0
Самарская энергосистема	2 295,9	87,1	24 287,0	94,5
Саратовская энергосистема	2 669,8	69,9	39 463,1	89,9
Татарская энергосистема	2 153,8	107,2	22 107,8	96,3
Ульяновская энергосистема	385,4	102,6	3 094,6	98,4
Чувашская энергосистема	430,4	93,0	4 643,9	93,6
ОЭС УРАЛА	24 827,3	102,7	259 711,9	100,6
Башкирская энергосистема	2 146,3	101,0	22 154,6	98,8
Кировская энергосистема	561,3	125,6	4 765,5	118,7
Курганская энергосистема	363,9	123,8	3 000,9	122,8
Оренбургская энергосистема	1 598,3	100,1	17 366,9	98,2
Пермская энергосистема	3 092,6	99,9	33 836,6	101,5
Свердловская энергосистема	4 442,9	107,1	46 270,3	94,1
Тюменская энергосистема	9 820,8	100,4	104 730,5	101,4
Удмуртская энергосистема	446,3	138,9	3 885,8	135,1
Челябинская энергосистема	2 354,9	100,0	23 700,8	103,6
ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА	10 344,7	104,2	102 460,4	101,4
Архангельская энергосистема	637,9	102,2	6 430,8	99,5
Калининградская энергосистема	663,7	100,3	6 442,8	101,0
Карельская энергосистема	416,1	94,0	4 630,1	104,8
Коми энергосистема	952,2	108,4	9 687,5	103,8
Кольская энергосистема	1 619,5	100,7	16 422,9	97,2
Новгородская энергосистема	139,6	86,2	1 543,4	97,7



Объединенные энергосистемы, энергосистемы субъектов РФ	Выработка электроэнергии в отчетном месяце, млн кВт·ч	В % к соответств. месяцу 2013 г.	Выработка электроэнергии с начала года, млн кВт·ч	В % за период с начала года к соответств. периоду 2013 г.
Псковская энергосистема	82,0	84,3	1 003,4	66,3
Ленинградская энергосистема	5 833,7	106,9	56 299,5	103,3
ОЭС ЮГА	8 690,8	108,3	84 753,2	102,3
Астраханская энергосистема	444,0	109,1	4 208,1	121,5
Волгоградская энергосистема	1 414,2	86,5	16 241,2	91,9
Дагестанская энергосистема	325,7	92,5	4 073,1	77,4
Ингушская энергосистема	0,0	0,0	0,0	0,0
Кабардино-Балкарская энергосистема	20,4	86,1	574,7	98,4
Калмыцкая энергосистема	0,6	0,0	2,6	1300,0
Карачаево-Черкесская энергосистема	4,3	226,3	63,1	12,9
Кубанская энергосистема	1 182,7	110,2	11 725,2	120,4
Ростовская энергосистема	2 855,8	106,5	28 886,0	98,9
Северо - Осетинская энергосистема	18,2	94,3	307,1	80,3
Ставропольская энергосистема	2 424,9	132,6	18 672,1	116,4
Чеченская энергосистема	0,0	0,0	0,0	0,0
ОЭС СИБИРИ	19 411,8	104,6	198 331,3	100,7
Алтайская энергосистема	842,7	122,0	6 765,5	105,6
Бурятская энергосистема	688,5	132,5	5 346,9	99,2
Забайкальская энергосистема	753,2	97,2	7 399,5	97,9
Иркутская энергосистема	4 593,6	85,2	55 071,9	97,6
Кузбасская энергосистема	2 804,2	167,6	21 417,7	107,0
Красноярская энергосистема (*)	5 073,3	102,6	53 984,3	107,0
Новосибирская энергосистема	1 505,5	128,3	14 062,0	106,9
Омская энергосистема	770,5	111,5	7 061,1	103,2
Томская энергосистема	497,2	99,9	4 732,0	104,5
Тывинская энергосистема	5,0	111,1	43,8	120,7
Хакасская энергосистема	1 878,1	85,2	22 446,6	85,7
ОЭС ВОСТОКА	3 856,5	104,8	35 360,6	100,4
Амурская энергосистема	1 126,6	71,7	14 364,6	94,8
Приморская энергосистема	1 298,0	140,7	9 921,4	105,4
Хабаровская энергосистема (**)	1 164,5	133,5	8 075,9	107,0
Энергорайон Еврейской АО	0,0	0,0	0,0	0,0
Южно-Якутский энергорайон	267,4	85,2	2 998,7	95,8

(*) – Без учета выработки электроэнергии Норильско-Таймырского энергорайона;

(**) – Без учета выработки электроэнергии Николаевского энергорайона.

Оперативные данные по потреблению электроэнергии в региональных энергосистемах субъектов Российской Федерации в декабре и нарастающим итогом с начала 2014 года представлены в таблице.



Потребление электроэнергии по субъектам Российской Федерации

Объединенные энергосистемы, субъекты РФ	Потребление электроэнергии в отчетном месяце, млн кВт·ч	В % к соответств. месяцу 2013 г.	Потребление электроэнергии с начала года, млн кВт·ч	В % за период с начала года к соответств. периоду 2013 г.
ЕЭС РОССИИ	99 242,0	102,3	1 013 743,4	100,4
ОЭС ЦЕНТРА	23 124,1	102,9	232 913,5	101,1
Белгородская энергосистема	1 379,3	100,8	14 905,1	100,6
Брянская энергосистема	453,5	102,8	4 506,8	100,5
Владимирская энергосистема	688,6	102,3	6 898,5	98,8
Вологодская энергосистема	1 270,7	103,2	13 528,2	100,8
Воронежская энергосистема	1 054,3	102,5	10 535,8	102,0
Ивановская энергосистема	361,0	100,4	3 583,0	97,6
Калужская энергосистема	632,5	103,5	6 320,0	110,2
Костромская энергосистема	367,5	106,2	3 620,3	100,5
Курская энергосистема	822,5	107,9	8 494,0	105,4
Липецкая энергосистема	1 151,2	103,0	12 105,1	101,4
Московская энергосистема	10 444,3	103,3	103 206,0	101,1
Орловская энергосистема	273,9	102,4	2 794,1	100,2
Рязанская энергосистема	636,0	103,3	6 630,4	102,1
Смоленская энергосистема	635,9	100,0	6 303,1	100,8
Тамбовская энергосистема	342,8	99,1	3 429,4	99,1
Тверская энергосистема	823,8	102,7	8 209,0	99,5
Тульская энергосистема	980,4	101,8	9 874,3	99,9
Ярославская энергосистема	805,9	102,6	7 970,4	97,5
ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ	10 446,8	100,7	106 663,2	98,0
Марийская энергосистема	280,5	96,6	2 640,7	83,1
Мордовская энергосистема	321,7	95,9	3 458,9	100,2
Нижегородская энергосистема	2 067,1	99,5	20 522,1	93,1
Пензенская энергосистема	487,8	98,5	4 973,4	102,4
Самарская энергосистема	2 325,7	102,3	23 880,2	98,2
Саратовская энергосистема	1 263,2	101,6	12 960,5	101,1
Татарская энергосистема	2 604,8	102,3	27 119,7	101,3
Ульяновская энергосистема	596,0	100,5	6 015,5	98,3
Чувашская энергосистема	500,0	96,9	5 092,2	96,8
ОЭС УРАЛА	24 557,5	101,5	260 618,4	101,1
Башкирская энергосистема	2 569,7	102,1	26 364,7	102,6
Кировская энергосистема	730,3	101,4	7 500,0	101,4
Курганская энергосистема	469,4	102,9	4 598,5	101,8
Оренбургская энергосистема	1 463,1	98,4	15 629,8	100,3
Пермская энергосистема	2 251,4	100,9	23 561,6	100,3
Свердловская энергосистема	4 132,2	102,5	43 832,0	97,9
Тюменская энергосистема	8 657,5	101,7	93 495,5	102,6
Удмуртская энергосистема	926,8	102,2	9 524,6	101,3
Челябинская энергосистема	3 357,1	101,0	36 111,7	101,0
ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА	8 964,6	102,1	90 760,3	100,5
Архангельская энергосистема	730,9	102,2	7 394,1	99,1
Калининградская энергосистема	469,8	104,7	4 414,7	100,1
Карельская энергосистема	707,4	101,0	7 688,5	100,6
Коми энергосистема	861,6	101,3	8 952,6	100,6
Кольская энергосистема	1 187,9	99,2	12 225,5	99,5
Новгородская энергосистема	400,2	102,0	4 081,5	97,9



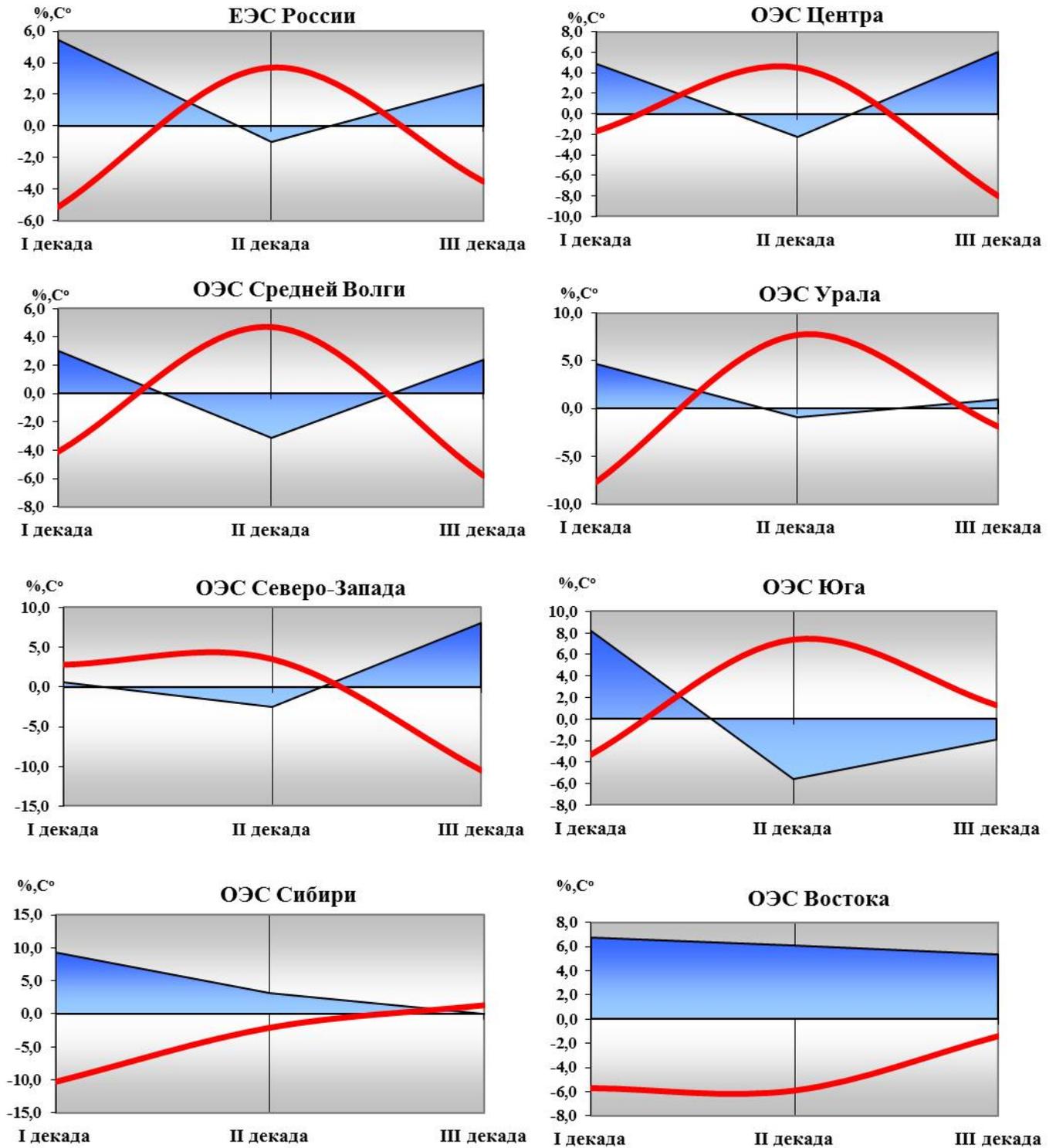
Объединенные энергосистемы, субъекты РФ	Потребление электроэнергии в отчетном месяце, млн кВт·ч	В % к соответств. месяцу 2013 г.	Потребление электроэнергии с начала года, млн кВт·ч	В % за период с начала года к соответств. периоду 2013 г.
Псковская энергосистема	221,1	105,1	2 161,0	97,4
Ленинградская энергосистема	4 385,7	102,9	43 842,4	101,5
ОЭС ЮГА	8 622,9	100,0	86 930,8	101,6
Астраханская энергосистема	446,8	101,5	4 375,5	103,8
Волгоградская энергосистема	1 484,6	98,1	15 781,4	90,0
Дагестанская энергосистема	666,4	102,8	5 863,1	107,1
Ингушская энергосистема	69,6	100,7	655,5	104,8
Кабардино-Балкарская энергосистема	166,4	101,0	1 605,2	102,9
Калмыцкая энергосистема	53,1	106,4	500,4	104,9
Карачаево-Черкесская энергосистема	124,4	96,1	1 271,3	99,9
Кубанская энергосистема	2 379,1	97,8	24 751,4	106,3
Ростовская энергосистема	1 799,1	104,5	17 849,5	103,5
Северо - Осетинская энергосистема	227,1	95,7	2 143,1	104,4
Ставропольская энергосистема	952,8	99,4	9 599,0	101,5
Чеченская энергосистема	253,5	98,2	2 535,4	106,7
ОЭС СИБИРИ	19 964,3	104,0	204 054,9	99,4
Алтайская энергосистема	1 124,2	105,4	10 935,5	100,9
Бурятская энергосистема	588,1	102,3	5 410,0	98,6
Забайкальская энергосистема	800,9	100,0	7 834,3	98,3
Иркутская энергосистема	5 214,3	103,5	52 814,5	98,8
Кузбасская энергосистема	3 019,8	103,6	32 175,4	97,2
Красноярская энергосистема (*)	3 995,2	103,4	41 940,8	99,5
Новосибирская энергосистема	1 649,1	108,6	15 787,1	102,9
Омская энергосистема	1 115,5	103,2	10 991,7	101,0
Томская энергосистема	853,2	101,6	8 921,9	100,2
Тывинская энергосистема	93,4	115,0	730,1	102,9
Хакасская энергосистема	1 510,6	106,8	16 513,6	99,9
ОЭС ВОСТОКА	3 561,8	106,0	31 802,3	100,6
Амурская энергосистема	863,9	103,3	7 984,1	100,1
Приморская энергосистема	1 452,5	108,7	12 544,5	99,7
Хабаровская энергосистема (**)	933,0	106,9	8 210,8	102,8
Энергорайон Еврейской АО	142,6	99,7	1 395,7	102,7
Южно-Якутский энергорайон	169,8	99,2	1 667,2	97,8

(*) – Без учета потребления электроэнергии Норильско-Таймырского энергорайона;

(**) – Без учета потребления электроэнергии Николаевского энергорайона.

На рисунке представлена динамика изменения относительной величины потребления электроэнергии по декадам декабря 2014 года в сравнении с аналогичными периодами 2013 года и динамика отклонения среднедекадной температуры наружного воздуха от ее значения в аналогичные периоды 2013 года по ЕЭС России и ОЭС.

Динамика изменения относительной величины потребления электроэнергии и среднедекадной температуры наружного воздуха в декабре 2014 года в сравнении с аналогичным периодом 2013 года.



— отклонение среднедекадной температуры наружного воздуха в декабре 2014 года (С°) от ее значения в аналогичные периоды 2013 года;
 — относительная величина изменения потребления электроэнергии по декадам декабря 2014 года (%) от аналогичных периодов 2013 года.

2. Режим работы основных ГЭС и каскадов ГЭС ЕЭС России за декабрь 2014 года.

Сводные гидрологические показатели основных каскадов и водохранилищ представлены в таблице.

Гидрологические показатели основных каскадов и водохранилищ

Каскад, водохранилище	Полезная емкость						Приток к среднемноголетнему
	Факт 01.12.14	Факт 01.01.15	Δ факт 01.01.15 к факт 01.12.14	Средне-многолет. на 01.01.	Δ факт 01.01.15 к среднемн.	Факт 01.01.15 к среднемноголет.	Факт декабрь
	км ³	км ³	км ³	км ³	км ³	%	%
Волжско-Камский каскад	50,9	46,5	-4,4	57,4	-10,9	81	77
Ангарский каскад	20,4	14,7	-5,7	32,2	-17,5	46	-
Красноярское водохранилище	15,3	13,6	-1,7	14,7	-1,1	92	98
Зейское водохранилище	24,9	23,0	-1,9	23,0	-	100	96

Уровень основного регулирующего водохранилища ОЭС Юга – Чиркейского на 01.01.2015 составил 340,22 м при среднемноголетнем уровне 345,22 м и уровне на 01.12.2014 346,59 м.

Уровень Саяно-Шушенского водохранилища на 01.01.2015 составил 526,58 м при среднемноголетнем уровне 529,47 м и отметке на 01.12.2014 530,82 м.

Уровень Богучанского водохранилища на 01.01.2015 составил 204,99 м при уровне на 01.12.2014 204,19 м.

3. Оперативные данные о работе ЕЭС за месяц.

3.1. Частота электрического тока

Единая энергосистема России в 2014 году работала с нормативной частотой электрического тока, определенной ГОСТ 13109-97, 100 % календарного времени.

Продолжительность работы в определенных диапазонах частоты 1 синхронной зоны ЕЭС России за 12 месяцев 2013 и 2014 годов

Период	Год	Ниже 49,8 Гц		49,8-49,95 Гц		49,95- 50,05 Гц		50,05- 50,2 Гц		Выше 50,2 Гц	
		час-мин	% от календарного времени	час-мин	% от календарного времени	час-мин	% от календарного времени	час-мин	% от календарного времени	час-мин	% от календарного времени
Декабрь	2013	-	-	00-09	-	743-45	100	00-06	-	-	-
	2014	-	-	00-06	-	743-46	100	00-08	-	-	-
12 месяцев	2013	-	-	04-39,5	-	8753-13,5	100	02-07	-	-	-
	2014	-	-	05-56,5	-	8752-15,5	100	01-48	-	-	-



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

Максимум нагрузки потребителей ЕЭС России в декабре 2014 года зафиксирован 03.12.2014 в 17-00 (мск) при частоте электрического тока 50,02 Гц, среднесуточной температуре наружного воздуха -14,4°C (на 5,6°C ниже климатической нормы и на 4,7°C ниже среднесуточной температуры при прохождении максимума декабря 2013 года) и составил 148 847 МВт, что на 2,7 % выше, абсолютного максимума декабря 2013 года. Максимальная нагрузка электростанций ЕЭС России в час прохождения максимума нагрузки потребителей составила 150 434 МВт.

Собственное максимальное потребление мощности по субъектам Российской Федерации в декабре 2014 года представлено в таблице.

Собственное максимальное потребление мощности по субъектам Российской Федерации

Объединенные энергосистемы, субъекты РФ	Максимум потребления мощности в отчетном месяце, МВт	В % к соответств. месяцу 2013 г.	Абсолютный максимум с начала года, МВт	Относительно абсолютного максимума в 2013 г., %
ЕЭС РОССИИ	148 847	102,7	154 709	105,2
ОЭС ЦЕНТРА	36 061	100,3	38 230	106,4
Белгородская энергосистема	2 179	103,0	2 179	103,0
Брянская энергосистема	755	96,3	793	99,4
Владимирская энергосистема	1 113	95,9	1 209	96,6
Вологодская энергосистема	1 962	102,4	2 025	103,8
Воронежская энергосистема	1 700	99,1	1 826	106,5
Ивановская энергосистема	614	98,7	691	105,5
Калужская энергосистема	1 057	99,0	1 126	105,4
Костромская энергосистема	611	101,2	645	98,5
Курская энергосистема	1 258	109,6	1 258	103,6
Липецкая энергосистема	1 744	102,3	1 798	105,5
Московская энергосистема	16 845	100,3	17 620	104,9
Орловская энергосистема	450	93,8	507	105,6
Рязанская энергосистема	1 023	101,8	1 155	114,2
Смоленская энергосистема	977	96,4	1 102	106,1
Тамбовская энергосистема	591	97,0	636	104,4
Тверская энергосистема	1 294	99,4	1 316	101,1
Тульская энергосистема	1 518	98,7	1 660	106,7
Ярославская энергосистема	1 286	95,6	1 430	104,2
ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ	16 454	99,2	17 493	102,1
Марийская энергосистема	467	92,1	528	89,9
Мордовская энергосистема	554	100,2	572	98,6
Нижегородская энергосистема	3 334	98,3	3 591	97,1
Пензенская энергосистема	824	95,2	889	102,7
Самарская энергосистема	3 608	101,2	3 765	102,0
Саратовская энергосистема	2 057	103,4	2 104	102,2
Татарская энергосистема	4 117	103,1	4 214	105,1
Ульяновская энергосистема	989	95,5	1 052	98,7
Чувашская энергосистема	840	97,6	934	106,9
ОЭС УРАЛА	36 703	102,3	37 525	103,6
Башкирская энергосистема	3 928	101,8	4 049	105,0
Кировская энергосистема	1 215	98,4	1 244	100,2



Объединенные энергосистемы, субъекты РФ	Максимум потребления мощности в в отчетном месяце, МВт	В % к соответств. месяцу 2013 г.	Абсолютный максимум с начала года, МВт	Относительно абсолютного максимума в 2013 г., %
Курганская энергосистема	748	101,6	763	99,7
Оренбургская энергосистема	2 245	97,8	2 327	100,8
Пермская энергосистема	3 475	100,4	3 702	105,0
Свердловская энергосистема	6 294	100,6	6 629	98,5
Тюменская энергосистема	12 391	103,0	12 391	103,0
Удмуртская энергосистема	1 501	100,4	1 555	102,6
Челябинская энергосистема	5 235	103,2	5 249	101,9
ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА	13 931	101,3	14 721	103,5
Архангельская энергосистема	1 159	103,2	1 168	98,6
Калининградская энергосистема	777	106,1	843	105,5
Карельская энергосистема	1 129	105,0	1 192	103,8
Коми энергосистема	1 338	102,6	1 340	102,5
Кольская энергосистема	1 798	99,1	1 852	102,0
Новгородская энергосистема	650	102,5	675	99,9
Псковская энергосистема	385	99,5	418	99,8
Ленинградская энергосистема	6 951	99,6	7 514	105,1
ОЭС ЮГА	14 342	102,7	14 586	104,5
Астраханская энергосистема	727	100,4	806	107,3
Волгоградская энергосистема	2 405	94,4	2 599	94,3
Дагестанская энергосистема	1 126	102,7	1 171	106,8
Ингушская энергосистема	137	110,5	137	109,6
Кабардино-Балкарская энергосистема	296	102,4	305	105,5
Калмыцкая энергосистема	88	102,3	98	106,5
Карачаево-Черкесская энергосистема	204	95,3	216	100,9
Кубанская энергосистема	4 114	103,1	4 129	103,5
Ростовская энергосистема	3 024	105,8	3 024	105,8
Северо - Осетинская энергосистема	388	98,0	407	102,8
Ставропольская энергосистема	1 546	97,7	1 641	103,7
Чеченская энергосистема	457	100,4	499	109,7
ОЭС СИБИРИ	29 663	102,3	30 123	99,0
Алтайская энергосистема	1 848	99,2	1 969	105,4
Бурятская энергосистема	935	100,0	972	100,3
Забайкальская энергосистема	1 242	98,6	1 242	96,1
Иркутская энергосистема	7 660	102,2	7 670	96,9
Кузбасская энергосистема	4 494	100,8	4 606	97,8
Красноярская энергосистема (*)	5 876	101,8	6 069	98,9
Новосибирская энергосистема	2 652	101,1	2 778	105,9
Омская энергосистема	1 747	98,2	1 802	99,4
Томская энергосистема	1 291	99,0	1 363	99,6
Тывинская энергосистема	154	104,1	154	102,7
Хакасская энергосистема	2 139	102,4	2 141	95,1
ОЭС ВОСТОКА	5 398	105,2	5 398	100,3
Амурская энергосистема	1 373	105,4	1 373	98,1
Приморская энергосистема	2 263	106,4	2 263	102,4
Хабаровская энергосистема (**)	1 657	102,7	1 657	102,3
Южно-Якутский энергорайон	256	97,7	276	101,8

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

(**) – Без учета потребления мощности Николаевского энергорайона.



4. Установленная мощность электростанций на 01.01.2015 г.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на конец отчетного периода (01.01.2015 г.) составила 232 451,81 МВт.

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

Электростанции	Установленная мощность, МВт	Доля в установленной мощности, %
ЕЭС России, всего	232 451,81	100,0
В том числе:		
тепловые электростанции	158 403,43	68,2
гидроэлектростанции	47 712,38	20,5
атомные электростанции	26 336,0	11,3

В декабре 2014 года изменение установленной мощности электростанций ЕЭС России произошло счет:

- ввода нового и перемаркировки действующего оборудования – 1 688,7 МВт;
- вывода из эксплуатации – 1 120,4 МВт.

Фактические данные по увеличению энерго мощностей на электростанциях ЕЭС России в 2014 году за счет вводов нового оборудования по состоянию на 01.01.2015 приведены в таблице.

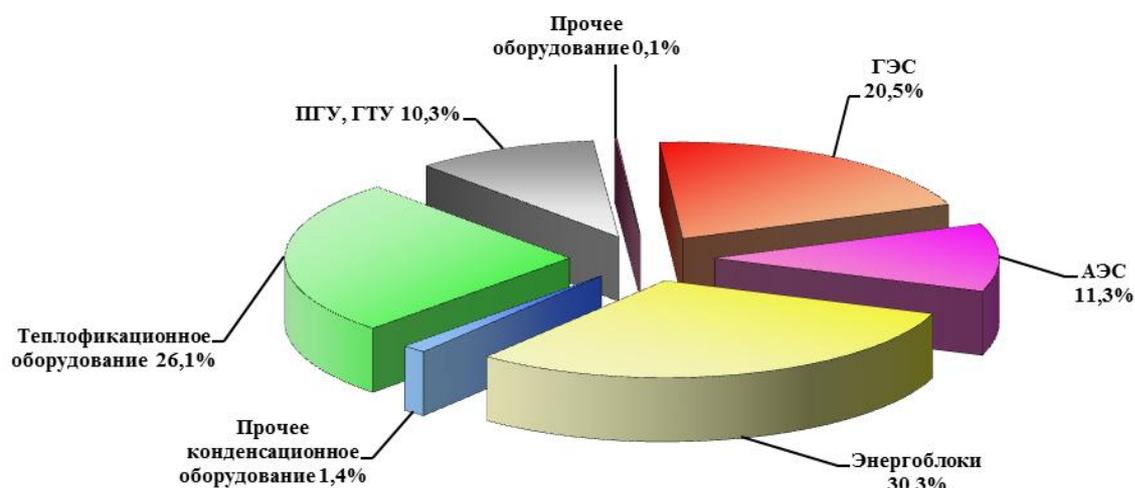
Электростанции РФ	Станционный номер	Оборудование	Изменение уст. мощности, МВт	Тип изменения
ОЭС ЦЕНТРА			1 480,5	
ТЭЦ-9 Мосэнерго	№1	ГТУ	64,8	ввод
Вологодская ТЭЦ	№№4, 5	ПГУ	102,1	ввод
Рыбинская ГЭС	№2	ПЛ К91-ВБ-900	10,0	перемаркировка
Владимирская ТЭЦ	№1	ГТУ	171,9	ввод
	№7	ПТУ	59,1	ввод
	№1	Т-63/76-8,8	3,9	перемаркировка
	№7	ГТЭ-160	1,1	перемаркировка
Череповецкая ГРЭС	№4	ПГУ	421,6	ввод
ТЭЦ-16 Мосэнерго	№8	ПГУ	421,0	ввод
Черепетская ГРЭС	№8	К-225-12,8-4Р	225,0	ввод
ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ			728,9	
Новочебоксарская ТЭЦ-3	№7	ПТ-80/100-130/13	81,0	ввод
Жигулевская ГЭС	№19	ПЛ 30/877-В-930	10,5	перемаркировка
	№1	ПЛ 30/877-В-930	10,5	перемаркировка
Новокуйбышевская ТЭЦ-2	№6	Р-35/50-130	35,0	ввод
	№3	Р-35/50-130	10,0	перемаркировка
Саратовская ГЭС	№22	ПЛ15/989-ГК-750	9,0	перемаркировка
Новогорьковская ТЭЦ	№1	ГТУ	171,1	ввод
Казанская ТЭЦ-2	№1	ГТУ	77,0	ввод
Казанская ТЭЦ-2	№2	КТ-36/33-7,5/0,12	32,8	ввод
Казанская ТЭЦ-2	№3	ГТУ	77,0	ввод



Электростанции РФ	Станционный номер	Оборудование	Изменение уст. мощности, МВт	Тип изменения
Казанская ТЭЦ-2	№4	КТ-36/33-7,5/0,12	32,8	ввод
Новокуйбышевская ТЭЦ-1	№6	Тп-35/40-8,8	10,0	перемаркировка
Новогорьковская ТЭЦ	№2	ГТУ	172,2	ввод
ОЭС УРАЛА			2 425,421	
Уфимская ТЭЦ-3	№4	Р-28/33-8,8/2,1	10,0	ввод
Южноуральская ГРЭС-2	№1	ПГУ	408,0	ввод
Нижнеартурская ГРЭС	№3	ПГУ	388,0	ввод
Кировская ТЭЦ-4	№2	Тп-65/78-12,8	68,0	ввод
Ижевская ТЭЦ-1	№№8, 9	ПГУ	230,6	ввод
Пермская ТЭЦ-9	№12	ГТУ	5,4	перемаркировка
Нижнеартурская ГРЭС	№3.1	ПГУ	25,0	перемаркировка
Кировская ТЭЦ-3	№ТГ-ТТ1	ПГУ	174,0	ввод
Кировская ТЭЦ-3	№ТГ-ПТ1	ПГУ	62,0	ввод
Зауральская ТЭЦ	№5	ГПА	2,492	ввод
Няганская ГРЭС	№3	ПГУ	424,6	ввод
ГТЭС Юрхаровского НГМК	№1	ГПА	2,5	ввод
ГТЭС Федоровского	№№1-3	ГТУ	36,0	ввод
Челябинская ТЭЦ-1	№10	ГТУ	20,599	перемаркировка
	№11	ГТУ	20,63	перемаркировка
Южноуральская ГРЭС-2	№2	ПГУ	416,6	ввод
Камская ГЭС	№6	ПЛ20-В-500	3,0	перемаркировка
Камская ГЭС	№10	ПЛ20-В-500	3,0	перемаркировка
Кировская ТЭЦ-4	№6	Т-120/130-130-8МО	125,0	ввод
ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА			10,475	
Псковская ГРЭС	№1	К-215-130-1	5,0	перемаркировка
ЭСН КС Микуньская	№4-6	Звезда ГП-1500ВК02-М3	4,5	ввод
Калликоски МГЭС	№1	«Капкан»	0,975	ввод
ОЭС ЮГА			1 254,7	
ГТУ-ТЭС Туапсинского НПЗ	№№1- 3	ГТУ	141,0	ввод
Центральная Астраханская котельня	ПГУ-1	ПГУ	2,0	перемаркировка
Волжская ГЭС	№20	ПЛ 30/877-В-930	10,5	перемаркировка
Ростовская АЭС	№3	ВВЭР	1070,0	ввод
Новокарачаевская МГЭС	№1, 2	ZDK283-1,11-120	1,2	ввод
Новочеркасской ГРЭС	№6	К-285(310)-23,5-3	21,0	перемаркировка
Адлерская ТЭС	ПГУ-1	ПГУ	4,0	перемаркировка
	ПГУ-2	ПГУ	5,0	перемаркировка
ОЭС СИБИРИ			1 794,84	
Барнаульская ТЭЦ-2	№8	Т-65-130	65,0	ввод
ГТЭС "Двуреченская"	№№1-4	ГТУ	24,0	ввод
Назаровская ГРЭС	№7	К-500-240-1	65,0	перемаркировка
Томь-Усинская ГРЭС	№5	КТ-120-8,8-2М	35,4	перемаркировка
Беловская ГРЭС	№4	К-225-12,8-3М	20,0	перемаркировка
Абаканская ТЭЦ	№4	КТ-136-12,8	136,0	ввод
Богучанская ГЭС	№№7-9	РО-75-В-750	999,0	ввод
ГТЭС "Новокузнецкая"	№14	ГТУ	148,64	ввод
	№15	ГТУ	148,8	ввод

Электростанции РФ	Станционный номер	Оборудование	Изменение уст. мощности, МВт	Тип изменения
Томь-Усинская ГРЭС	№4	КТ-120-8,8-2М	38,0	перемаркировка
Барнаулская ТЭЦ-2	№9	Т-65-130-2М	65,0	ввод
Омская ТЭЦ-3	№13	Р-60-130-1	10,0	перемаркировка
Беловская ГРЭС	№6	К-200-130	20,0	перемаркировка
Омская ТЭЦ-5	№1	ПТ-80/100-130/13	20,0	перемаркировка
ЕЭС РОССИИ, всего			7 694,836	

Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России на 01.01.2015 по видам генерирующего оборудования представлена на рисунке.



5. Планирование и выполнение ремонтов в отчетном месяце.

5.1. Основного энергетического оборудования электростанций

По состоянию на 01.01.2015 фактический объем выведенного в капитальный и средний ремонт генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России составил 63 032,3 МВт, что на 2 444,06 МВт (3,7 %) ниже запланированного годовым графиком плановых ремонтов основного энергетического оборудования электростанций ЕЭС России.

В соответствии с годовым графиком плановых ремонтов на 2014 год планировалось завершить капитальный и средний ремонт турбоагрегатов ТЭС и АЭС, гидроагрегатов ГЭС в 65 186,7 МВт. Фактически проведен капитальный и средний ремонт генерирующего оборудования ТЭС, ГЭС и АЭС суммарной мощностью 60 715,6 МВт, что ниже плана на 4 471,17 МВт 6,9 %).

Данные о ходе ремонтной кампании генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России представлены в таблице.



	Выведено в ремонт в 2014 году		В т.ч. отремонтировано в 2014 году	
	план	факт	План	факт
Капитальный и средний ремонт генерирующего оборудования, всего (млн.кВт)	65,5	63,0	65,2	60,7
в том числе: капитальный и средний ремонт энергоблоков АЭС (млн.кВт)	18,7	18,7	18,7	18,7

5.2. Сетевого оборудования (ВЛ 220 кВ и выше)

Результаты выполнения плановых ремонтов на ЛЭП 220-750 кВ ЕНЭС

Период	Годов ой план	Месяч- ный план	М/Г %	Кол-во поданных заявок				П / М %	Кол-во реализованных заявок				Р/Г %	Р/М %	Р/П %
	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни		ПЛ	НПЛ	НО	АВ		ПЛ	НПЛ	НО	АВ			
				ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни		ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни	ЛЭП/ дни			
				П					Р						
Г	М														
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				3226	144	68
				630	1989	143	130		505	1214	127	122			
2014 год	19862	30046	151	46348				154	35472				179	118	77
				20331	23436	1294	1287		16780	16417	1063	1212			

НПЛ – неплановые заявки;

НО – неотложные заявки;

АВ – аварийные заявки;

Г – сводный годовой график ремонтов;

М – сводный месячный график ремонтов;

П – поданные заявки;

Р – реализованные заявки;

М/Г – соотношение кол-ва дней ремонтов сводного месячного графика ремонтов к кол-ву дней ремонтов данного месяца в сводном годовом графике, %;

П/М – соотношение кол-ва дней ремонтов в поданных за месяц заявках к кол-ву дней ремонтов сводного месячного графика ремонтов, %;

Р/Г – соотношение кол-ва дней ремонтов в реализованных в данном месяце заявках к кол-ву дней ремонтов этого месяца в сводном годовом графике, %;

Р/М – соотношение кол-ва дней ремонтов в реализованных в данном месяце заявках к кол-ву дней ремонтов в сводном месячном графике ремонтов, %;

Р/П – соотношение кол-ва дней ремонтов в реализованных в данном месяце заявках к кол-ву дней ремонтов в поданных за месяц заявках, %.

6. Готовность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии за месяц.

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

6.1. Участие генерации в первичном регулировании частоты.

Мощность генерирующего оборудования, готового к участию в ОПРЧ, составила 172 979 МВт, не готового к участию в ОПРЧ – 21 244 МВт, мощность генерирующего оборудования, не имеющего технической возможности участия в ОПРЧ – 23 194 МВт.

6.2. Предоставление диапазона реактивной мощности.

На объекты управления Системным оператором отдано 823 диспетчерских команды на регулирование реактивной мощности, из них 7 команд (0,9 % от общего количества) признано невыполненными, при этом по 10 объектам управления участниками до начала расчетного периода заявлено снижение диапазона регулирования реактивной мощности.

6.3. Участие ГЭС в автоматическом и оперативном вторичном регулировании частоты и мощности.

На ГЭС, участвующие в оперативном вторичном регулировании частоты и перетоков, Системным оператором отдано 1 199 диспетчерских команды, из них 17 команд (1,4 % от общего количества) признано невыполненными. Не подтверждена возможность участия в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности для 12 ГТПГ ГЭС.

6.4. Способность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии.

Среднемесячная величина снижения максимальной мощности генерирующего оборудования, готовой к несению нагрузки, в декабре 2014 г. составила 24 599 МВт, в т.ч.:

- плановое ремонтное снижение мощности – 17 179 МВт;
- неплановое снижение мощности – 7 420 МВт (43,2 % от объема планового снижения).

Детальные показатели способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии приведены ниже как среднечасовые значения в МВт за отчетный период.

Способность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии	
Ограничения установленной мощности, МВт	6 894
Плановое ремонтное снижение мощности, МВт	17 179



Неплановое снижение мощности, в том числе:	7 420
Снижение максимальной мощности, заявленное в сутки (Y-4), МВт	4 322
Снижение максимальной мощности, заявленное в сутки (X-2), МВт	1 585
Снижение максимальной мощности, заявленное за 4 часа, МВт	1 220
Снижение максимальной мощности в час фактической поставки, МВт	113
Несоблюдение заданного СО состава оборудования, МВт	180
Неплановое увеличение мощности, в том числе:	111
Увеличение минимальной мощности, заявленное в сутки (Y-4), МВт	3
Увеличение минимальной мощности, заявленное в сутки (X-2), МВт	15
Увеличение минимальной мощности, заявленное за 4 часа, МВт	82
Увеличение минимальной мощности в час фактической поставки, МВт	11
Параметры маневренности, в том числе:	47
Отступление от норм времени включения оборудования, МВт	0
Несоблюдение нормативного времени включения оборудования, МВт	0
Изменение скорости набора/сброса нагрузки, МВт	47

* Показатели способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии приведены как среднечасовые значения в МВт за отчетный период.

7. Мониторинг соблюдения объемов и сроков ремонтов электросетевого хозяйства в декабре 2014 г.

Среднечасовое количество сетевых элементов, подлежащих мониторингу соблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ЛЭП, трансформаторы, автотрансформаторы, шунтирующие реакторы 220 кВ и выше), и находившихся в ремонте за расчетный период, составило 74 объекта (2,2 % от общего числа объектов мониторинга), из них:

- в плановом ремонте находится 16 объектов;
- во внеплановом ремонте – 58 объектов (362,5 % от количества объектов, находившихся в плановом ремонте).

Класс напряжения	Количество объектов мониторинга, N	Плановые ремонты, Nпл	Неплановые ремонты	
			n1	n2
все напряжения	3402	16	40	18
В том числе:				
500 кВ и выше	608	5	10	4
330 кВ	319	2	6	3
220 кВ	2475	9	24	11

N — количество объектов электросетевого хозяйства соответствующего класса напряжения (500 кВ и выше, 330 кВ, 220 кВ соответственно), подлежащих мониторингу соблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью объема и сроков проведения ремонтов;

Nпл — среднечасовое за месяц количество объектов электросетевого хозяйства соответствующего класса напряжения (500 кВ и выше, 330 кВ, 220 кВ соответственно), подлежащих мониторингу, выведенных в ремонт в соответствии с утвержденным системным оператором годовым и месячным графиками ремонтов и на основании согласованной системным оператором заявки на вывод соответствующего объекта в ремонт, поданной не позднее чем за 5 рабочих дней до предполагаемой даты начала ремонта;



n1 — среднечасовое за месяц количество объектов электросетевого хозяйства соответствующего класса напряжения (500 кВ и выше, 330 кВ, 220 кВ соответственно), подлежащих мониторингу, ремонт которых не был предусмотрен утвержденными системным оператором годовым и месячным графиками ремонтов, выведенных в ремонт на основании согласованной системным оператором заявки на вывод соответствующего объекта в ремонт, поданной не позднее чем за 5 рабочих дней до предполагаемой даты начала ремонта, а также в случае согласования системным оператором заявки на продление срока проведения ремонта, поданной не позднее чем за 48 часов до истечения согласованного ранее срока окончания ремонта;

n2 — среднечасовое за месяц количество объектов электросетевого хозяйства соответствующего класса напряжения (500 кВ и выше, 330 кВ, 220 кВ соответственно), подлежащих мониторингу, внеплановое отключение и (или) ремонт которых произошло при отсутствии разрешения системного оператора на вывод соответствующего объекта в ремонт по заявке, поданной не позднее чем за 5 рабочих дней до начала ремонта, продления срока проведения ремонта по заявке, поданной менее чем за 48 часов до истечения согласованного срока окончания ремонта, а также в случае отключения объекта электросетевого хозяйства при отсутствии поданной в установленном порядке системному оператору заявки на вывод указанного объекта в ремонт, и находящихся в ремонте (плановом и неплановом) с нарушением сроков подачи заявок.

8. Параметры расчетной модели оптового рынка электроэнергии за месяц.

По состоянию на 01.01.2015 расчетная модель оптового рынка электроэнергии включает в себя:

- узлов – 8 610;
- ветвей – 13 323;
- сечений – 846;
- агрегатов (режимных генерирующих единиц) – 1 270;
- электростанций – 652;
- энергоблоков – 2 432.

9. Функционирование балансирующего рынка за месяц.

9.1. Объемы и инициативы отклонений за месяц

Предварительные объемы отклонений по внешней инициативе за декабрь 2014 г., тыс. МВт·ч	АЭС	ГЭС	ТЭС	Итого
1-ая ценовая зона:				
— ИВ1-	-58,4	-193	-833,9	-1 085,3
— ИВ1+	75,4	143,3	1 161,20	1 379,9
— ИВ01-	-6,2	-177,5	-313,8	-497,5
— ИВ01+	4,7	177,6	314,9	497,2
— ИВ0-	-10,4	-211,1	-649,8	-871,3
— ИВ0+	0	286,3	518,4	804,7
2-ая ценовая зона:				
— ИВ1-	0,0	-118,7	-314	-432,7
— ИВ1+	0,0	121,6	196,7	318,3
— ИВ01-	0,0	-66,5	-36,6	-103,1
— ИВ01+	0,0	66,4	37,1	103,5
— ИВ0-	0,0	-274,8	-21,7	-296,5
— ИВ0+	0,0	258,9	1	259,9

Неценовые зоны Европейской части:				
— ИВ0-	0,0	0,0	-11,4	-11,4
— ИВ0+	0,0	0,0	4,6	4,6
ОЭС Востока:				
— ИВ0-	0,0	-69,5	-30,5	-100,0
— ИВ0+	0,0	89,6	15,5	105,1

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

* показатели ТЭС приведены без учета электростанций промышленных предприятий.

9.2. Ценовые показатели балансирующего рынка за месяц

Ценовые показатели за декабрь 2014 г.	руб./МВт ч	% к предыдущему месяцу
Европейская зона:		
— средний индикатор БР	1023	-5,3
Сибирская зона:		
— средний индикатор БР	996	-4,7