



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

АО «СО ЕЭС»

**«АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСОВ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ
ЕЭС РОССИИ»**

за I квартал 2019 года

Москва 2019



Оглавление

1. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА КОНЕЦ ОТЧЕТНОГО ПЕРИОДА.....	3
2. АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСА МОЩНОСТИ.....	5
2.1. Баланс мощности на час прохождения максимума	5
2.2. Анализ динамики показателей баланса мощности	9
2.2.1. Установленная мощность	9
2.2.2. Ограничения установленной мощности.....	15
2.2.3. Ремонты основного энергетического оборудования	17
2.2.4. Недоступная мощность	20
2.2.5. Максимум потребления мощности	22
3. АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	25
3.1. Выработка электроэнергии.....	27
3.2. Сальдо перетоков электроэнергии.....	29
3.3. Потребление электроэнергии	30



1. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА КОНЕЦ ОТЧЕТНОГО ПЕРИОДА

В I квартале 2019 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 с ОЭС Сибири по транзитам 220 кВ устанавливаются оперативно в зависимости от складывающегося баланса энергосистем.

С 01.01.2019 к ЕЭС России на параллельную работу в составе ОЭС Востока присоединены Центральный и Западный энергорайоны электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия).

В I квартале 2019 года параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Белоруссии, Эстонии, Латвии, Литвы, Грузии, Азербайджана, Казахстана, Украины и Монголии. Через энергосистему Казахстана параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Центральной Азии – Узбекистана, Киргизии. Через энергосистему Украины 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 параллельно с энергосистемой Финляндии работали отдельные генераторы Северо-Западной ТЭЦ и ГЭС энергосистем г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области и Мурманской области, с энергосистемой Норвегии – отдельные генераторы ГЭС энергосистемы Мурманской области, по линиям электропередачи переменного тока осуществлялась передача электрической энергии в Китай в островном режиме.

В электроэнергетический комплекс ЕЭС России по состоянию на 31.03.2019 входят 828 электростанций мощностью более 5 МВт. Суммарная установленная мощность всех электростанций ЕЭС России на 31.03.2019 составила 245,8 тыс. МВт.

Производство электроэнергии электростанциями ЕЭС России в I квартале 2019 года составило 294 941,5 млн кВт·ч. Потребление электроэнергии ЕЭС России в I квартале 2019 года составило 289 223,1 млн кВт·ч.



Превышение производства электроэнергии над ее потреблением в I квартале 2019 года обеспечило выдачу электроэнергии из ЕЭС России в объеме 5 718,4 млн кВт·ч.



2. АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСА МОЩНОСТИ

2.1. Баланс мощности на час прохождения максимума

В I квартале 2019 года максимум потребления мощности ЕЭС России зафиксирован 24.01.2019 в 10:00 (мск) при среднесуточной температуре наружного воздуха $-15,3^{\circ}\text{C}$ (на $2,8^{\circ}\text{C}$ ниже климатической нормы и на $1,9^{\circ}\text{C}$ выше среднесуточной температуры в день прохождения максимума I квартала 2018 года) и составил 151,7 ГВт, что на 0,1 ГВт выше максимума I квартала прошлого года, отмеченного 25.01.2018.

Величины собственных максимумов потребления мощности ОЭС и ЕЭС России в I квартале 2019 года представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Собственные максимумы потребления мощности ОЭС и ЕЭС России в I квартале 2019 года

Энергосистема	Максимум I квартала 2019 года, МВт	Максимум I квартала 2018 года, МВт	$\Delta P_{\text{МАКС}}$ (2019-2018), МВт	$\Delta t_{\text{НВ}}$ (2019-2018), $^{\circ}\text{C}$	Годовой максимум потребления мощности, МВт
ЕЭС РОССИИ	151 661	151 615	46	1,9	151 661 (январь)
ОЭС ЦЕНТРА	37 189	37 159	31	1,2	37 189 (январь)
ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА	14 833	14 404	429	-0,1	14 833 (январь)
ОЭС ЮГА	15 511	15 869	-358	1,8	15 511 (январь)
ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ	16 760	16 283	477	-5,1	16 760 (январь)
ОЭС УРАЛА	36 569	36 146	423	-1,2	36 569 (февраль)
ОЭС СИБИРИ	31 015	31 199	-184	2,3	31 015 (февраль)
ОЭС ВОСТОКА	6 456*	5623	833	3,0	6 456 (январь)

* С учетом потребления мощности Центрального и Западного энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия)

На рисунке 2.1 представлена структура балансов мощности в часы прохождения максимумов I квартала 2018 и 2019 годов.

Нагрузка электростанций ЕЭС России на час прохождения максимума потребления мощности 2018 года составила 153,5 ГВт. В суммарной величине нагрузки электростанций ЕЭС России нагрузка:



- ТЭС составила 98,8 ГВт (64% от нагрузки ЕЭС России), в том числе 67,3 ГВт – нагрузка энергоблочного оборудования;
- ГЭС – 21,5 ГВт (14%);
- АЭС – 25,3 ГВт (17%);
- ВЭС и СЭС – 0,2 ГВт (0,1%);
- электростанций промышленных предприятий – 7,7 ГВт (5%).

Выпускаемые резервы мощности на 10:00 (мск) 24.01.2019 на электростанциях ЕЭС России составили 40,0 ГВт, в том числе:

- на энергоблочном оборудовании – 23,7 ГВт (16% от максимума потребления мощности),
- на ГЭС – 6,2 ГВт (4% от максимума потребления мощности),
- на оборудовании ТЭС с поперечными связями – 10,1 ГВт (7% от максимума потребления мощности).

В суммарных объемах резервов мощности ЕЭС России невыпускаемый резерв, по состоянию на 24.01.2019 оценивается на уровне 12,0 ГВт. Указанная величина включает (рисунок 2.2):

- 6,9 ГВт ОЭС Сибири (на электростанциях восточной части – 3,7 ГВт, западной части – 3,2 ГВт);
- 1,4 ГВт ОЭС Северо-Запада (в энергосистемах Калининградской области – 0,1 ГВт, Республики Коми – 0,5 ГВт, Архангельской области и Ненецкого АО – 0,4 ГВт, а также в центральной части ОЭС Северо-Запада – 0,4 ГВт);
- 3,7 ГВт ОЭС Востока (величина принята из условия, что резервы ОЭС Востока не могут быть использованы для покрытия максимума потребления мощности в остальной части ЕЭС России).

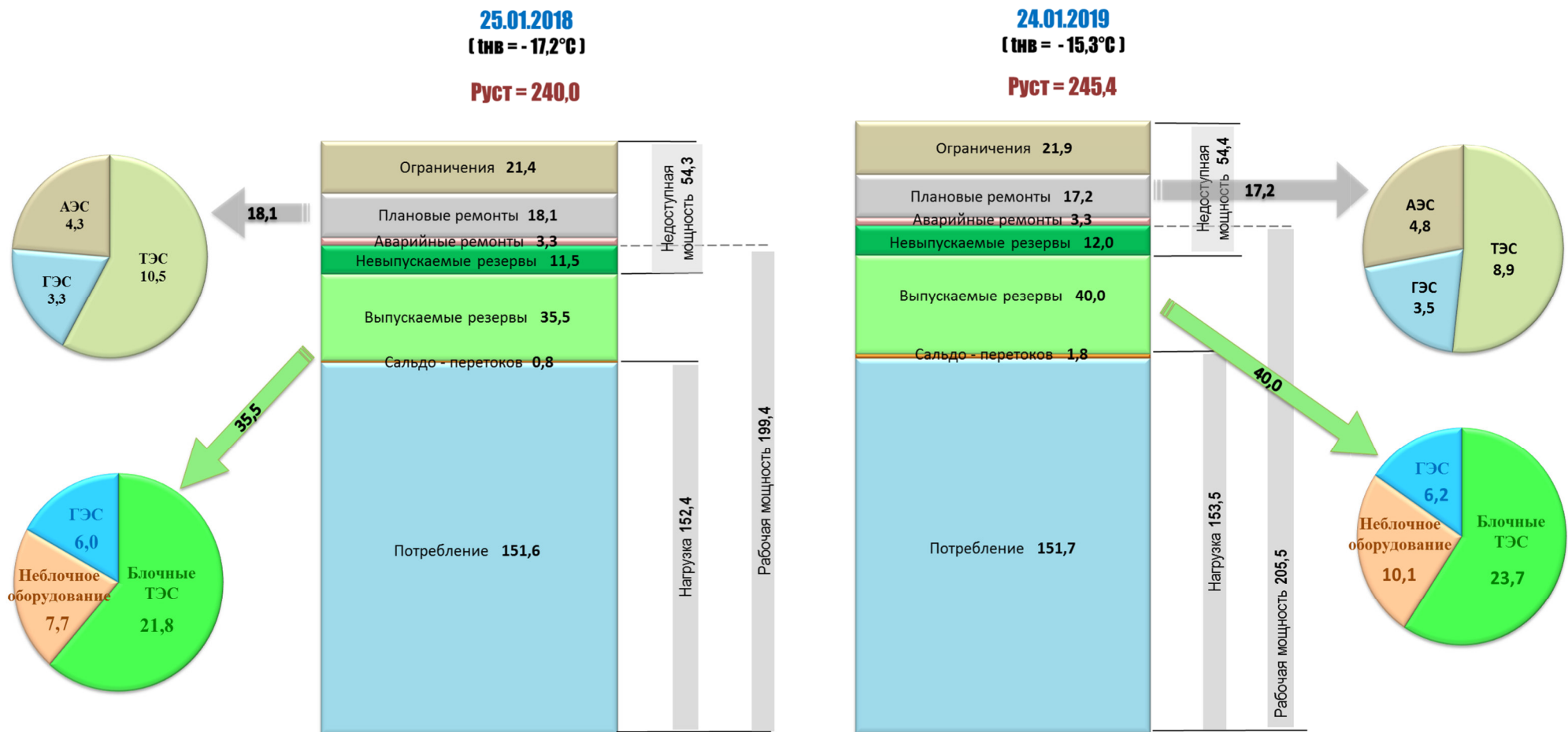


Рисунок 2.1. Структура баланса мощности в часы прохождения максимумов потребления мощности ЕЭС России в I квартале 2018 и 2019 годов, ГВт





Рисунок 2.2. Невыпускаемые резервы ЕЭС России на час прохождения максимума потребления мощности в I квартале 2019 года

Суммарные объемы ремонтной мощности электростанций ЕЭС России в час прохождения максимума потребления мощности отчетного периода составили 20,5 ГВт. Основные объемы приходятся на долю ТЭС (10,2 ГВт) и АЭС (4,6 ГВт). Доля аварийных ремонтов составляет порядка 16% от суммарных объемов ремонтов генерирующего оборудования электростанций на час прохождения квартального максимума (3,3 ГВт).

Ограничения установленной мощности электростанций ЕЭС России в 10:00 (мск) 24.01.2019 составили 21,9 ГВт. Основные объемы приходятся на долю ГЭС (14,2 ГВт), из них неплановые ограничения ГЭС ОЭС Сибири, обусловленные сезонным снижением обеспеченности ГЭС гидроресурсами, составляют 9,4 ГВт (43% от суммарных объемов ограничений ЕЭС России).



2.2. Анализ динамики показателей баланса мощности

2.2.1. Установленная мощность

СТРУКТУРА УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на конец отчетного периода (31.03.2019) составила 245 809,5 МВт.

Значения установленной мощности электростанций ЕЭС России по видам генерации по состоянию на 31.03.2019 приведены в таблице 2.2 и на рисунке 2.3.

Таблица 2.2

Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России

Электростанции	Установленная мощность, МВт
ЕЭС России, всего	245 809,5
Тепловые электростанции	166 070,3
Гидроэлектростанции	49 468,9
Ветровые электростанции	183,9
Солнечные электростанции	954,2
Атомные электростанции	29 132,2

Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России

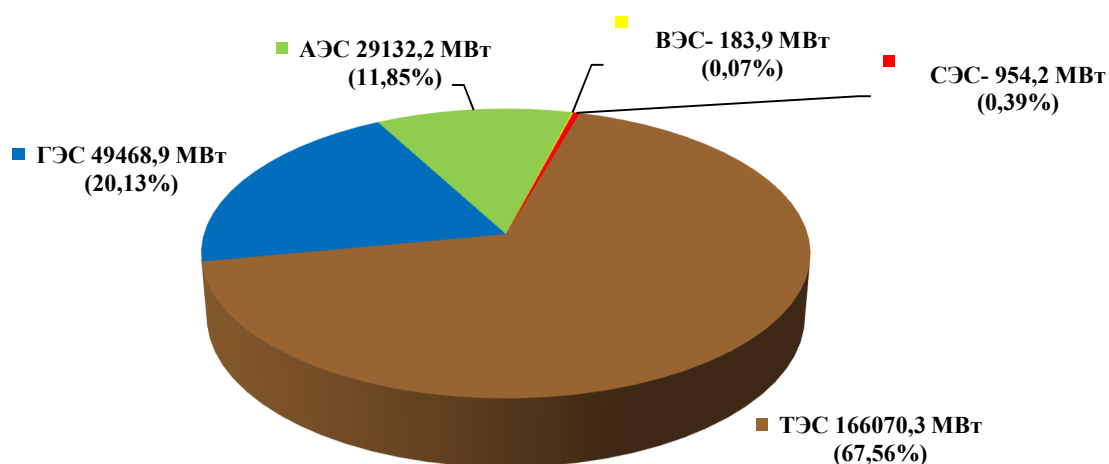


Рисунок 2.3. Установленная мощность электростанций ЕЭС России по видам генерации в I квартале 2019 года



Информация об изменении установленной мощности электростанций ЕЭС России в 2019 году с разбивкой по ОЭС представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.3

**Изменение установленной мощности электростанций
ЕЭС России в 2019 году**

Энергосистема	На 01.01.2019, МВт	Изменение мощности, МВт					На 31.03.2019, МВт
		Вводы	Вывод из эксплуа- тации	Перемаркировка		Прочие изменения (уточнение и др.)	
				Увеличение	Снижение		
ЕЭС РОССИИ	243 243,20	911,7	9,0	53,0	8,0	1618,6	245 809,5
ОЭС Центра	52 447,30	113,5	-	27,0	-	-	52 587,8
ОЭС Средней Волги	27 591,80	-	-	8,0	-	-	27 599,8
ОЭС Урала	53 614,30	30,0	9,0	-	-	-	53 635,3
ОЭС Северо-Запада	24 551,80	-	-	-	-	1,2	24 553,0
ОЭС Юга	23 535,90	753,2	-	8,0	8,0	-12,3	24 276,8
ОЭС Сибири	51 861,10	15,0	-	10,0	-	-	51 886,1
ОЭС Востока	9 641,00	-	-	-	-	1629,7	11 270,7

**ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

В I квартале 2019 году изменение установленной мощности электростанций ЕЭС России произошло в основном за счет ввода нового генерирующего оборудования в объеме 911,7 МВт и присоединения к ЕЭС России Центрального и Западного энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутии) в объеме 1 629,7 МВт.

Фактические данные по увеличению объемов генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России за счет вводов нового и модернизации действующего оборудования по состоянию на 31.03.2019 приведены в таблицах 2.4 и 2.5.



Таблица 2.4

**Перечень новых вводов генерирующих мощностей
за I квартал 2019 года**

Наименование электростанции	Станционный Номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
ОЭС ЦЕНТРА			113,5
Алексинская ТЭЦ	№ 1	ПГУ	113,5
ОЭС УРАЛА			30,0
Чкаловская СЭС		ФЭСМ	30,0
ОЭС ЮГА			753,188
Балаклавская ТЭС	№ 1	ПГУ	249,56
Таврическая ТЭС	№ 2	ПГУ	244,743
Фунтовская СЭС		ФЭСМ	60,00
Ахтубинская СЭС		ФЭСМ	60,0
СЭС Элиста Северная (д.н. Окрасочная СЭС)		ФЭСМ	15,0
Грозненская ТЭС	№ 2	SGT5-PFC 2000E	182,0
ОЭС СИБИРИ			15,0
Майминская СЭС 3 очередь		ФЭСМ	5,0
Ининская СЭС 1 очередь		ФЭСМ	10,0
ЕЭС РОССИИ			911,688

Таблица 2.5

**Перечень генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России,
на котором произошла перемаркировка с увеличением установленной
мощности за I квартал 2019 года**

Наименование электростанции	Станционный номер	Оборудование	Изменение мощности, МВт
ОЭС ЦЕНТР			27,0
ТЭЦ-20	Бл. 11	ПГУ	27,0
ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ			8,0
Казанская ТЭЦ-1	Бл. 6	ПТ-43,5-130/13/1,2	8,0
ОЭС ЮГА			8,0
Белореченская ГЭС	№ 1	РО-45-В-265	8,0
ОЭС СИБИРИ			9,96
Назаровская ГРЭС	№ 3	КТ-140/150-130	4,96
Новосибирская ГЭС	№ 7	ПЛ30-В-800	5,0
ИТОГО ЕЭС:			52,96

Перечень генерирующего оборудования электростанций выведенного из эксплуатации за I квартал 2019 год представлен в таблице 2.6.

**Перечень генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России
выведенного из эксплуатации за I квартал 2019 года**

Наименование электростанции	Станционный Номер	Оборудование	Изменение мощности, МВт
ОЭС УРАЛА			9,0
Уфимская ТЭЦ-1	№ 5	ПР-9-90/15/7	9,0
ИТОГО ЕЭС:			9,0

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Коэффициент использования установленной мощности электростанций ЕЭС России в I квартале 2019 года составил 55,64% календарного времени.

Данные о коэффициентах использования установленной мощности в I квартале 2018 и 2019 годов по видам генерации представлены в таблице 2.7.

**Коэффициент использования установленной мощности электростанций
ЕЭС России в I квартале 2018 и 2019 годов (%)**

Период	ТЭС	ГЭС	ВЭС	СЭС	АЭС
I квартал 2018 года	56,36	38,42	21,00	9,74	82,56
I квартал 2019 года	54,83	37,92	24,24	9,32	87,97

В I квартале 2019 года коэффициент использования установленной мощности атомных и ветровых электростанций ЕЭС России по сравнению с прошлым годом увеличился на 5,41 и 3,24 процентных пункта соответственно.

Увеличение коэффициента использования установленной мощности на АЭС в I квартале 2019 года ЕЭС России обусловлено в основном снижением ремонтной площадки в I квартале 2019 года относительно аналогичного периода прошлого года на Балаковской и Белоярской АЭС, а также работой энергоблочного оборудования Ростовской АЭС с перегрузом.

Коэффициент использования установленной мощности тепловых, солнечных и гидроэлектростанций ЕЭС России в отчетном периоде снизился на 1,53, 0,42 и 0,5 процентных пункта соответственно.

Коэффициенты использования установленной мощности ТЭС, ГЭС, АЭС, ВЭС и СЭС в I квартале 2019 года в сравнении с аналогичными показателями прошлого года в разрезе ОЭС представлены в таблице 2.8.

**Коэффициент использования установленной мощности
электростанций в разрезе ОЭС в I квартале 2018 и 2019 годов (%)**

ОЭС	Годы	ТЭС	ГЭС	ВЭС	СЭС	АЭС
Центра	2018	46,38	30,16	-	-	84,87
	2019	49,44	21,44	-	-	81,39
Средней Волги	2018	50,70	40,50	28,58	11,30	83,17
	2019	48,74	28,45	32,53	8,88	97,21
Урала	2018	61,74	28,96	6,05	11,73	34,35
	2019	60,39	26,65	7,58	8,96	90,80
Северо-Запада	2018	51,32	55,67	0,21	-	85,82
	2019	52,90	43,80	32,61	-	85,58
Юга	2018	62,95	35,49	19,59	8,80	85,76
	2019	50,68	31,49	16,39	9,42	103,43
Сибири	2018	62,92	37,65	-	9,98	-
	2019	58,43	43,19	-	10,85	-
Востока	2018	60,44	39,46	-	-	-
	2019	58,31	38,84	-	-	-

Динамика изменения коэффициентов использования установленной мощности ТЭС, ГЭС, АЭС, ВЭС, СЭС ЕЭС России по месяцам I квартала 2018 и 2019 годов представлена на рисунке 2.4.

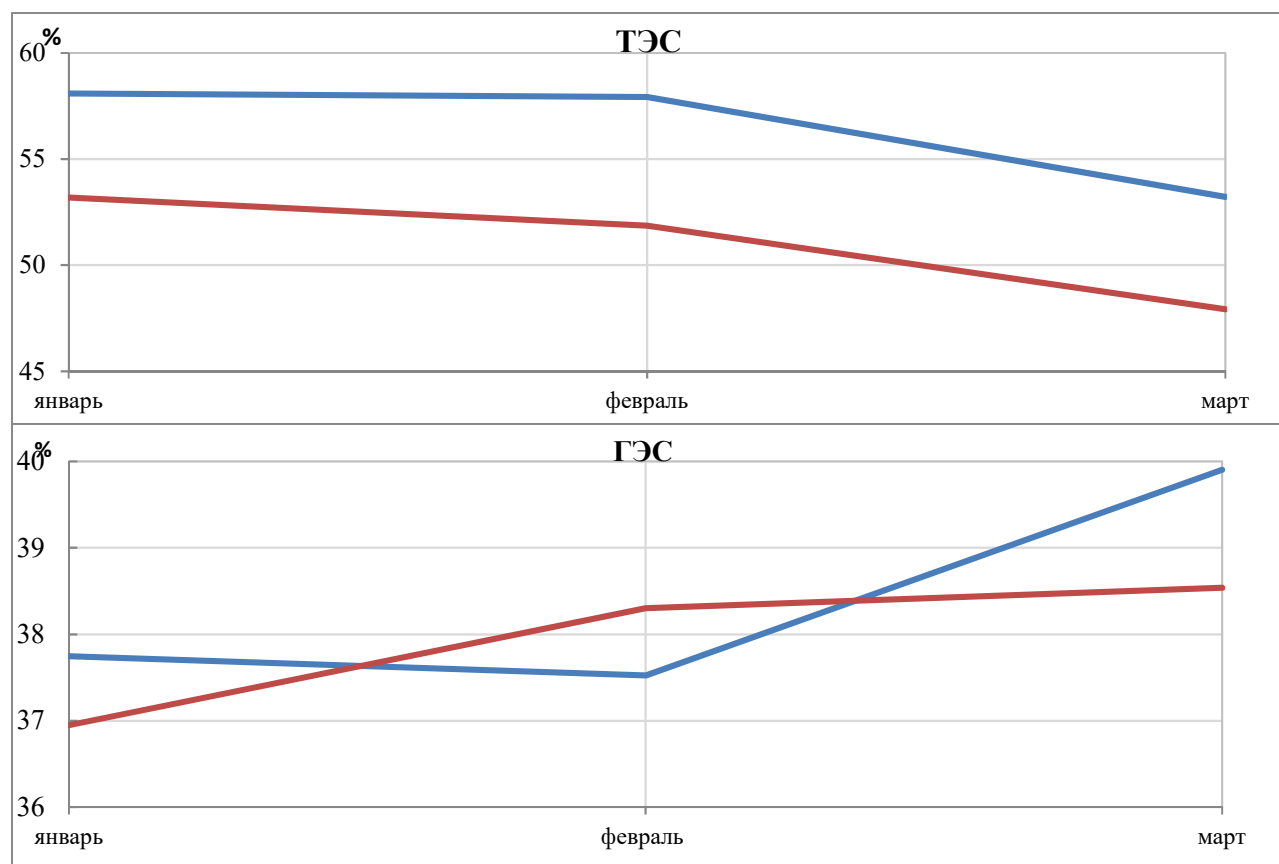
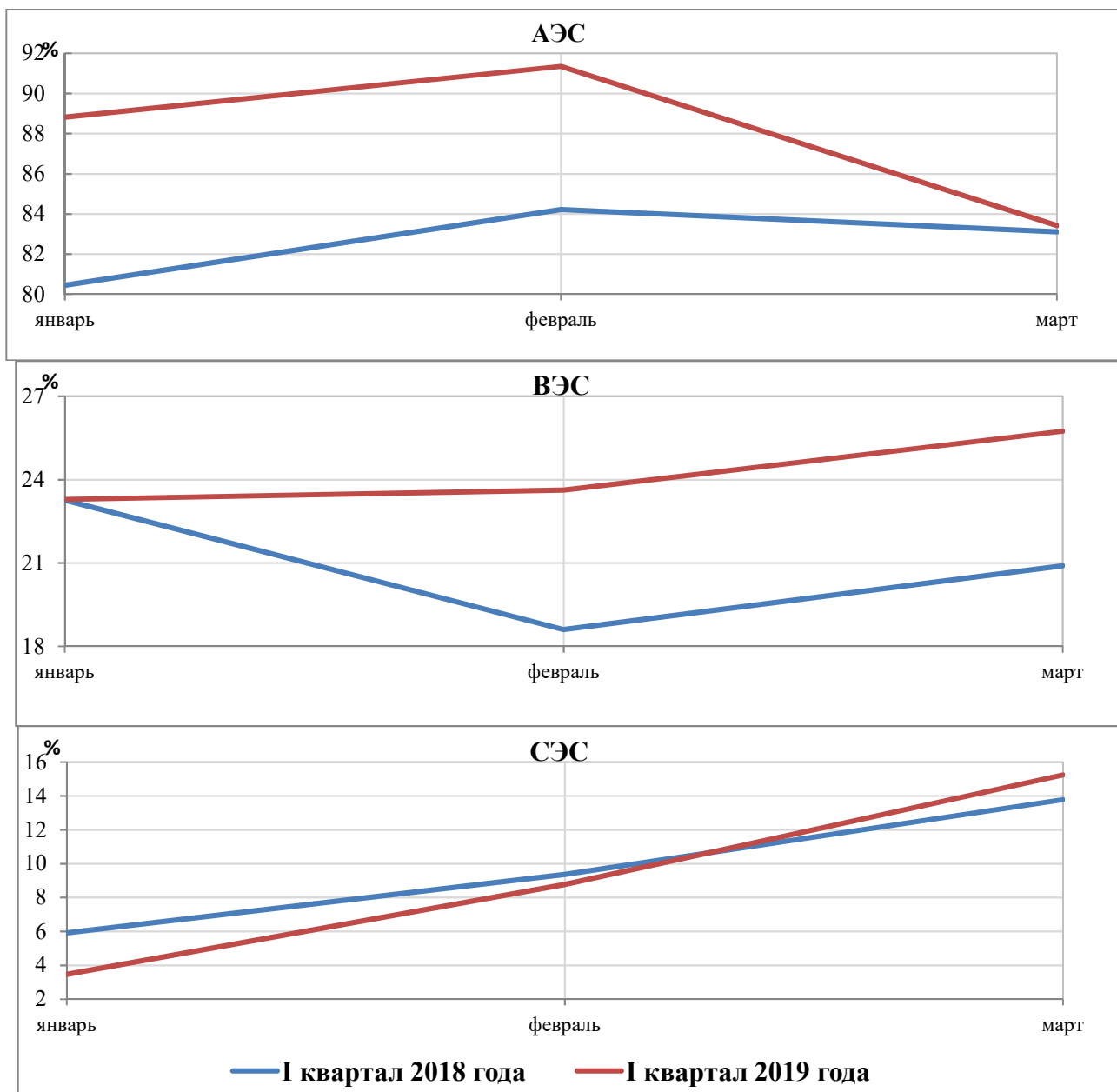


Рисунок 2.4. Динамика изменения коэффициентов использования установленной мощности ТЭС, ГЭС, АЭС, ВЭС, СЭС ЕЭС России в I квартале 2018 и 2019 годов





Продолжение рисунка 2.4. Динамика изменения коэффициентов использования установленной мощности ТЭС, ГЭС, АЭС, ВЭС, СЭС ЕЭС России в I квартале 2018 и 2019 годов



2.2.2. Ограничения установленной мощности

В I квартале 2019 года ограничения установленной мощности электростанций ЕЭС России в основном обусловлены сезонным снижением обеспеченности ГЭС гидроресурсами и режимом отпуска тепловой энергии на ТЭС. В таблице 2.9 приведены данные по усредненным по календарным дням месяца объемам ограничений установленной мощности электростанций (ТЭС, ГЭС, АЭС, СЭС, ВЭС) ЕЭС России в I квартале 2018 и 2019 годов.

Таблица 2.9

Среднемесячные объемы ограничений установленной мощности электростанций ЕЭС России в I квартале 2018 и 2019 годов, МВт

I квартал	январь			февраль			март		
	2018	2019	Δ(19-18)	2018	2019	Δ(19-18)	2018	2019	Δ(19-18)
Ограничения всего	18 477	17 408	-1 068	18 532	18 052	-480	18 770	18 108	-662
в т.ч. ТЭС	2 909	3 160	251	2 759	3 162	404	3 077	3 661	583
в т.ч. ГЭС	14 761	13 226	-1 535	15 164	13 963	-1 201	15 202	13 569	-1 632
в т.ч. АЭС	207	48	-159	78	16	-62	33	54	21
в т.ч. неплановые ограничения	12 466	11 563	-903	12 212	11 919	-292	11 847	11 278	-569
в т.ч. ТЭС	1 355	1 609	254	1 206	1 505	299	1 291	1 809	518
в т.ч. ГЭС	10 318	8 969	-1 348	10 475	9 496	-979	10 098	8 631	-1 467
в т.ч. АЭС	194	11	-183	0	8	8	0	13	13
в т.ч. СЭС	499	831	332	419	769	351	352	691	339
в т.ч. ВЭС	99	142	43	113	141	29	106	134	28

На долю ТЭС в среднем за квартал приходится порядка 19% от суммарных объемов ограничений ЕЭС России, доля ГЭС в свою очередь составляет 81%.

Ограничения ТЭС ЕЭС России в I квартале 2019 года в сравнении с аналогичными показателями прошлого года в среднем за отчетный квартал выросли на 0,4 ГВт. Основные объемы ограничений ТЭС в отчетном квартале зафиксированы в ОЭС Центра (0,8 ГВт в среднем за квартал), а также в ОЭС Сибири (0,7 ГВт в среднем за квартал).

Основные объемы ограничений ГЭС ЕЭС России в I квартале 2019 года зафиксированы в ОЭС Сибири (10,8 ГВт в среднем за квартал) и в ОЭС Средней Волги (1,4 ГВт в среднем за квартал). Порядка 80% суммарных объемов ограничений установленной мощности ГЭС ЕЭС России сосредоточены на ГЭС Ангаро-Енисейского каскада (ОЭС Сибири), в том числе 63% приходится на неплановые ограничения ГЭС.

На рисунке 2.5 приведена динамика ограничений установленной мощности ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России в 2019 году.



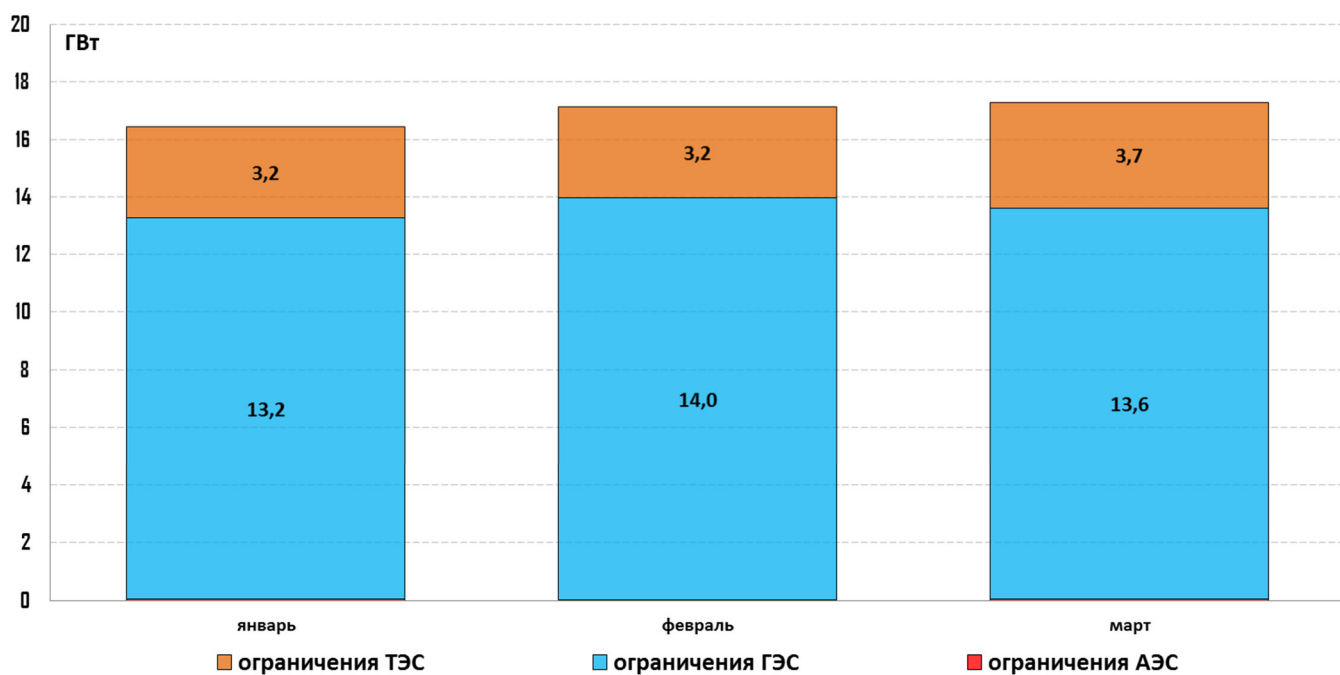


Рисунок 2.5. Динамика ограничений ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России в 2019 году, ГВт

2.2.3. Ремонты основного энергетического оборудования

В I квартале 2019 года фактический объем мощности выведенных в капитальный и средний ремонт турбо- и гидроагрегатов ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России составил 12,8 ГВт, что ниже запланированного сводным годовым графиком ремонтов на 1,2 ГВт. Выполнен капитальный и средний ремонт генерирующего оборудования ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России суммарной мощностью 5,0 ГВт, что выше запланированного сводным годовым графиком ремонтов на 0,3 ГВт.

Объемы выведенного в ремонт и отремонтированного генерирующего оборудования электростанций за I квартал 2019 года, приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10

Объем выведенного в ремонт и отремонтированного генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России за I квартал 2019 года, ГВт

Вид ремонта	Вывод в ремонт			Окончание ремонта		
	План		факт	план		факт
	годовой график	месячный график		годовой график	месячный график	
Капитальный и средний ремонт генерирующего оборудования, всего	14,0	12,6	12,8	4,7	5,1	5,0
в том числе: капитальный и средний ремонт энергоблоков АЭС	6,5	5,3	5,5	2,0	2,0	2,0

Динамика изменения суммарной ремонтной мощности энергетического оборудования на электростанциях ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России (без учета электростанций промышленных предприятий) по месяцам I квартала 2019 года приведена в таблице 2.11. Указанные в таблице данные ремонтной мощности являются среднеарифметической величиной ремонтных снижений за календарные дни соответствующего периода (месяц, квартал).

Динамика изменения фактической ремонтной мощности ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России по месяцам I квартала 2019 года*

	Среднее значение установленной мощности	Все виды ремонтов		Капитальный (КР)		Средний (СР)		Текущий (ТР)		Суммарные значения ремонтов (КР, СР, ТР)		Аварийные ремонты	
		тыс. МВт	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт
Январь	232,3	14770	6,4	2772	1,2	2489	1,1	6396	2,8	11657	5,0	3113	1,3
Февраль	232,5	17995	7,7	3275	1,4	2993	1,3	9285	4,0	15553	6,7	2442	1,1
Март	232,8	26829	11,5	5439	2,3	4842	2,1	13474	5,8	23755	10,2	3074	1,3
I кв. 2019 г.	232,5	19927	8,6	3847	1,7	3456	1,5	9733	4,2	17036	7,3	2891	1,2
<i>I кв. 2018 г.</i>	228,8	19733	8,6	7248	3,2	1515	0,7	8297	3,6	17060	7,5	2673	1,2

* без учета ремонтной мощности электростанций промышленных предприятий.

Среднеквартальное значение суммарной ремонтной мощности составило 8,6% от установленной мощности, что соответствует уровню прошлого года. При этом объем средних и текущих ремонтов увеличился с 0,7% до 1,5% и с 3,6% до 4,2% соответственно, объем капитальных ремонтов уменьшился с 3,2% до 1,7%, а объем аварийных ремонтов остался без изменений.

Динамика изменения ремонтной мощности в капитальных, средних и текущих ремонтах (КР, СР, ТР) на электростанциях ЕЭС России с разделением по видам генерации по месяцам I квартала 2019 года в % от установленной мощности представлена на рисунке 2.6.

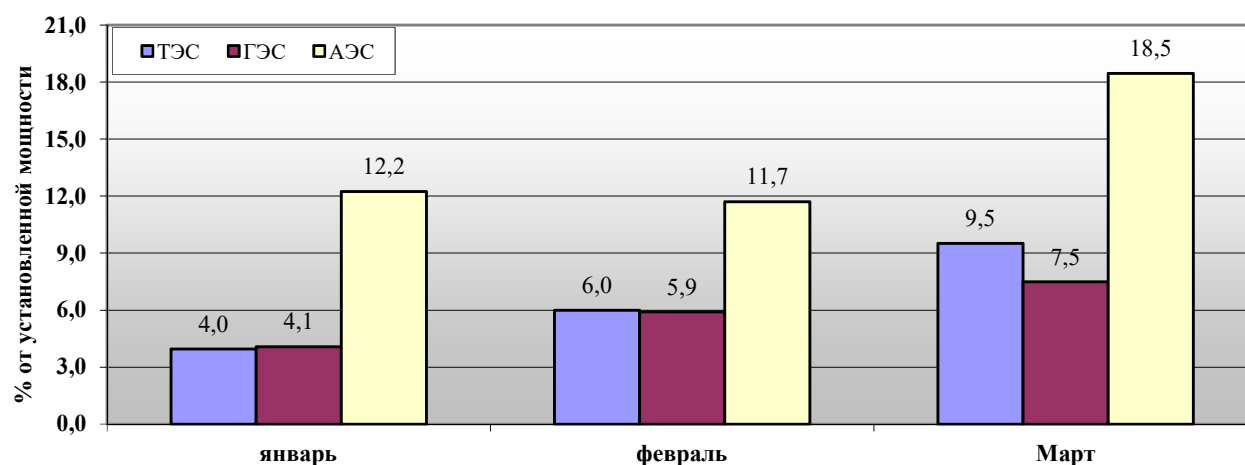


Рисунок 2.6. Динамика изменения ремонтной мощности (КР, СР, ТР) на электростанциях ЕЭС России по месяцам I квартала 2019 года в % от установленной мощности

Ход выполнения ремонтной кампании энергетического оборудования электростанций ЕЭС России по месяцам I квартала 2019 года представлен на рисунке 2.7. При расчете фактического ремонтного снижения учтены:

- мощность оборудования электростанций, находящаяся в реконструкции;



- мощность оборудования электростанций, находящегося в вынужденном простое;
- снижение мощности электростанций в связи с ремонтом вспомогательного оборудования.

Отмечается тенденция роста плановых месячных объемов ремонтной мощности (МГР) по отношению к запланированным соответствующим объемам в годовом графике ремонтов (ГГР). Так, в январе месяце такое увеличение составило 8,3 ГВт.

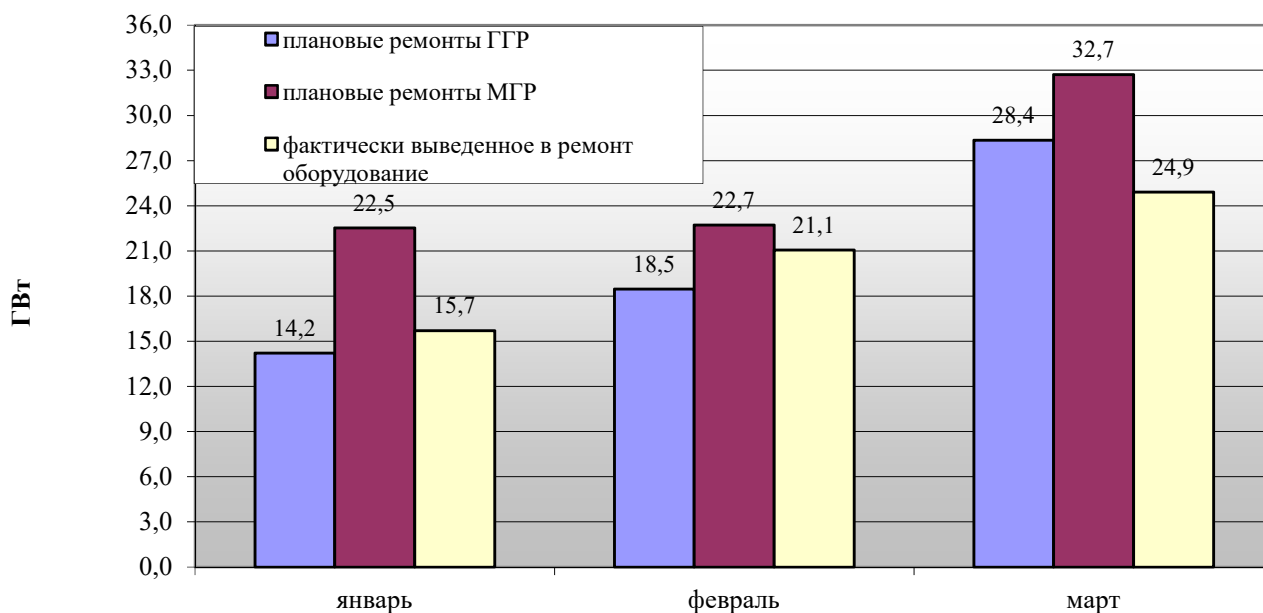


Рисунок 2.7. Ход выполнения ремонтной кампании генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России по месяцам I квартала 2019 года, ГВт

Динамика изменения среднемесячных объемов аварийных ремонтов энергетического оборудования электростанций ЕЭС России (усреднение по календарным дням месяца) с разделением по видам генерации по месяцам I квартала 2019 года в сравнении с показателями аналогичного прошлогоднего периода представлена в таблице 2.12.

Динамика изменения среднемесячных объемов аварийных ремонтов генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России с разделением по видам генерации по месяцам I квартала 2019 года в сравнении с аналогичными показателями 2018 года (в % от установленной мощности)

	ТЭС		ГЭС		АЭС	
	2019 год	2018 год	2019 год	2018 год	2019 год	2018 год
Январь	1,90	1,72	0,03	0,12	0,61	6,25
Февраль	1,43	1,58	0,09	0,07	0,67	1,79
Март	1,75	1,63	0,28	0,04	0,79	2,14
I кв. (2018-19)	1,70	1,38	0,13	0,21	0,69	1,73

Среднеквартальный объем аварийных ремонтов энергетического оборудования электростанций ЕЭС России в I квартале 2019 года уменьшился по сравнению с уровнем прошлого года за счет снижения аварийности на ГЭС с 0,21% до 0,13% и на АЭС с 1,79% до 0,69%. При этом уровень аварийности на ТЭС увеличился с 1,38% до 1,7% (в % от установленной мощности).

Максимальное значение ремонтной мощности в I квартале 2019 года из-за аварийных остановов энергетического оборудования на электростанциях ЕЭС России было зафиксировано 20.01.2019 и составило 7,2 ГВт или 3,1% от среднеквартального значения установленной мощности оборудования электростанций.

Наиболее продолжительные аварийные остановки на энергоблочном оборудовании мощностью 150 МВт и выше в I квартале 2019 году зафиксированы на следующих электростанциях:

ОЭС Урала:

- Нижневартовская ГРЭС – 1 останов энергоблока суммарной продолжительностью 32 суток.

ОЭС Юга:

- Таврическая ТЭС – 1 останов энергоблока суммарной продолжительностью 55 суток.

2.2.4. Недоступная мощность

В марте 2019 года зафиксирован квартальный максимум недоступной мощности отчетного периода, составивший 63,3 ГВт, что на 3,5 ГВт выше квартального максимума прошлого года, отмеченного также в марте. Основной причиной роста недоступной мощности стало увеличение объемов ремонтов энергетического оборудования электростанций ЕЭС России. В январе и феврале 2019 года недоступная мощность относительно аналогичных показателей

прошлого года снизилась на 3,0 ГВт и 4,2 ГВт соответственно, что главным образом также обусловлено снижением объемов ремонтной мощности электростанций ЕЭС России.

На рисунке 2.8 представлена структура недоступной мощности ЕЭС России в марте 2018 и 2019 годов.

Основными составляющими недоступной мощности I квартала 2019 года являются:

- ремонты энергетического оборудования (в среднем 20,1 ГВт (37 %));
- ограничения установленной мощности электростанций (в среднем 17,9 ГВт (33 %));
- невыпускаемые резервы мощности электростанций (в среднем 12,7 ГВт (24 %)).

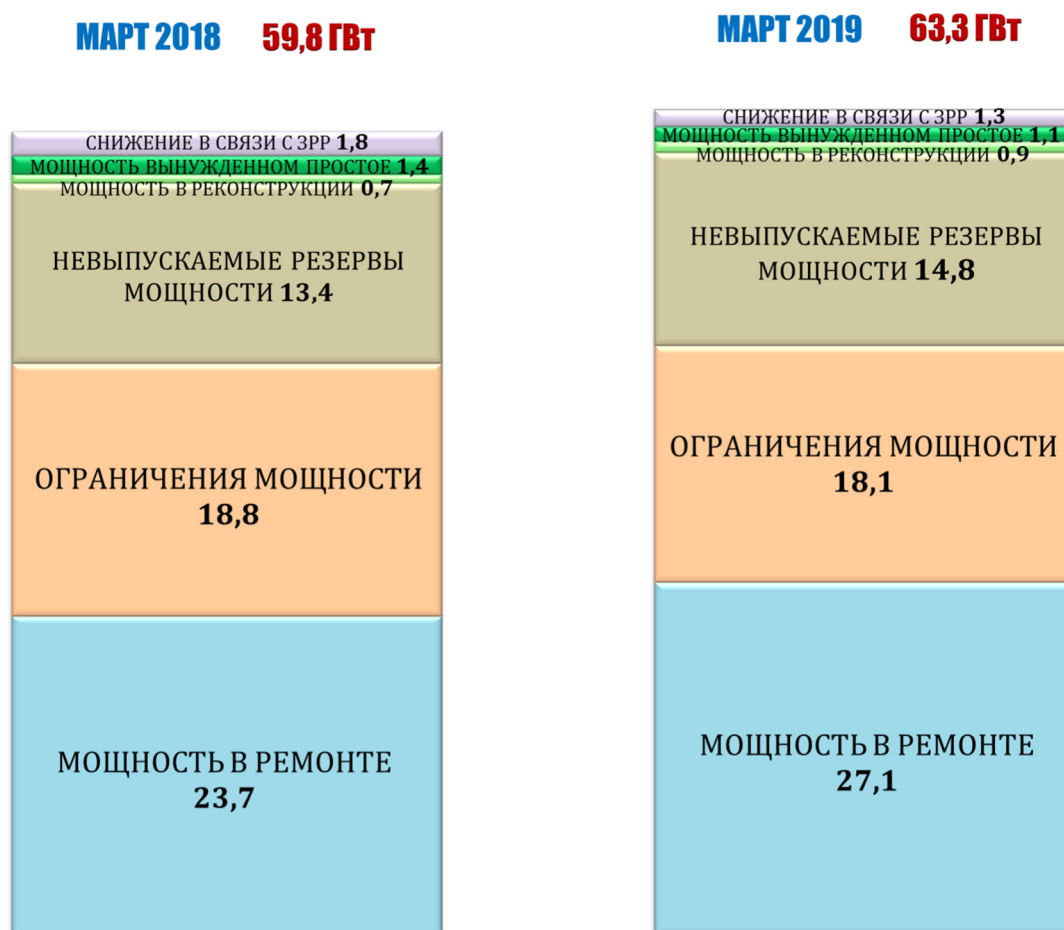


Рисунок 2.8. Структура недоступной мощности электростанций ЕЭС России в марте 2018 и 2019 годов, ГВт

На рисунке 2.9 представлена динамика изменения недоступной мощности на электростанциях ЕЭС России в 2019 году.

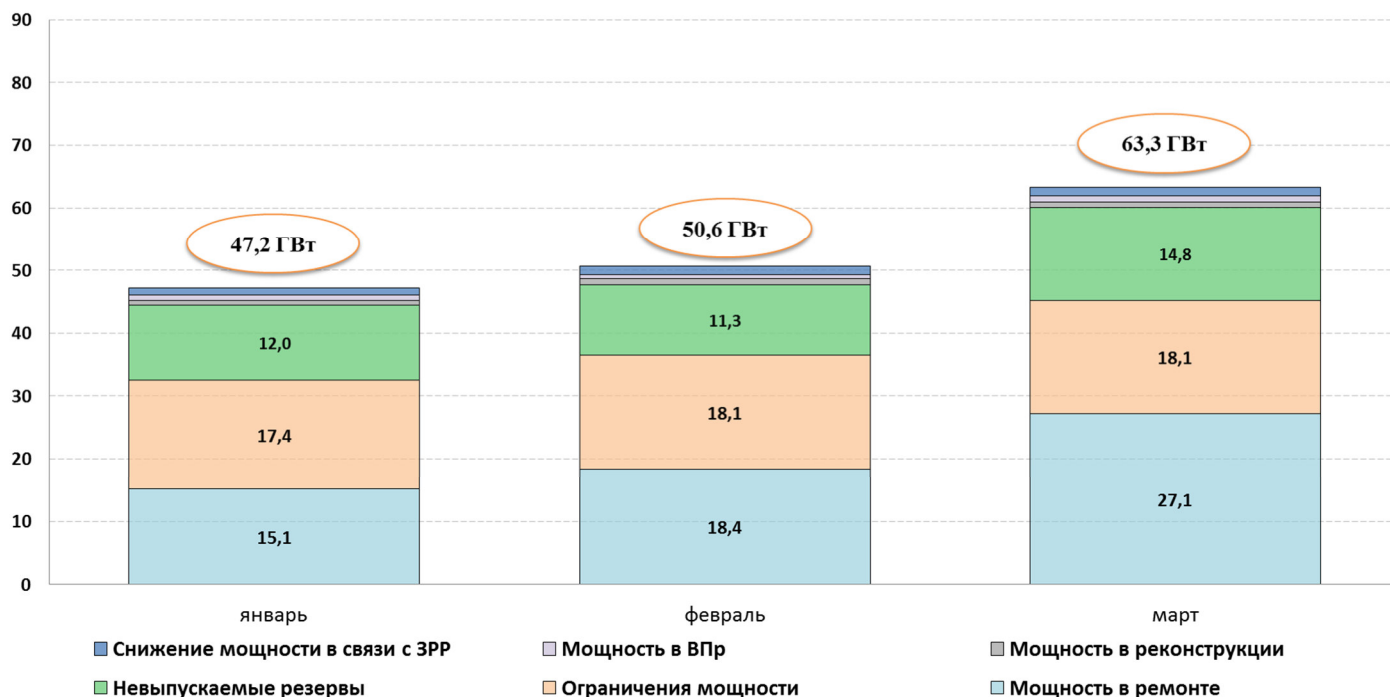


Рисунок 2.9. Динамика недоступной мощности ЕЭС России в 2019 году, ГВт

Снижение мощности в связи с ЗРР – величина снижения мощности, обусловленная: ремонтами общестанционного и вспомогательного оборудования, а также не носящего сезонный характер изменением технологического режима работы генерирующего оборудования общестанционного и вспомогательного оборудования;

Мощность в ВПр – величина снижения мощности находящегося в вынужденном простое генерирующего оборудования.

2.2.5. Максимум потребления мощности

Январь, февраль и март 2019 года в ЕЭС России характеризовались повышенными относительно среднегодовых значений показателями среднесуточной температуры наружного воздуха. Среднее за месяц отклонение температуры наружного воздуха от климатической нормы по ЕЭС России в январе составило $+0,8^{\circ}\text{C}$, в феврале $+1,9^{\circ}\text{C}$, в марте $+3,3^{\circ}\text{C}$. В период с 12 февраля по 31 марта 2019 года среднесуточная температура наружного воздуха по ЕЭС России не фиксировались ниже среднегодовых значений и температурных показателей прошлого года. Указанные выше температурные показатели привели к тому, что максимум потребления мощности ЕЭС России по рабочим дням месяца, начиная с 12.02.2019 и по 31.03.2019 не фиксировался выше прошлогодних значений.

На рисунке 2.10 представлена динамика среднесуточной температуры наружного воздуха в ЕЭС России в I квартале 2018 и 2019 годов.

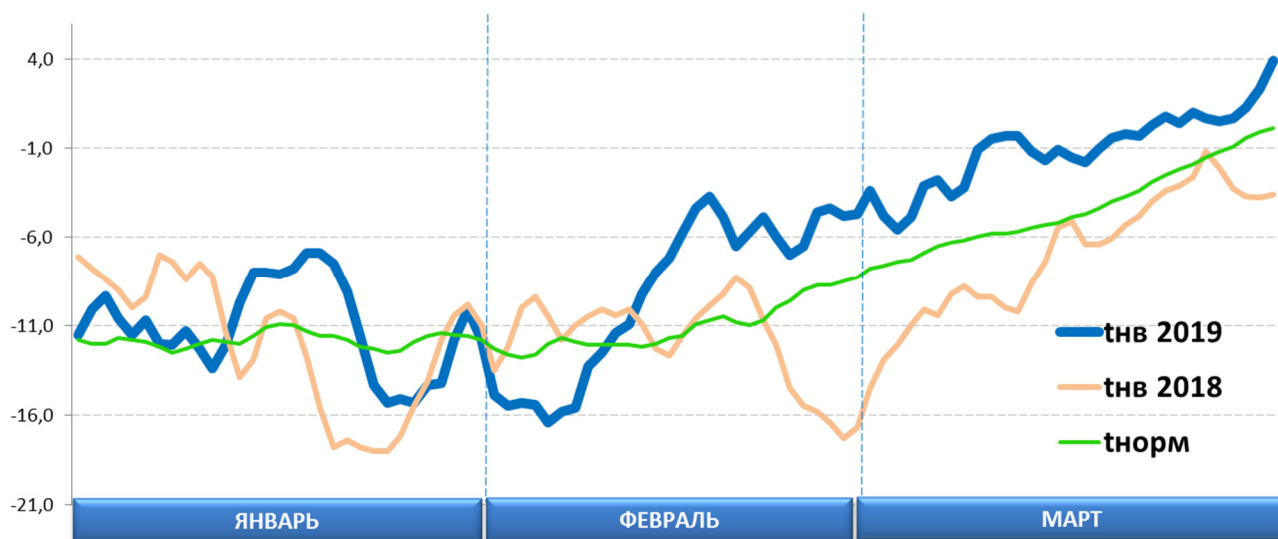


Рисунок 2.10. Динамика среднесуточной температуры наружного воздуха в ЕЭС России в I квартале 2018 и 2019 годов, °С

Среднее значение максимума потребления мощности ЕЭС России в I квартале 2019 года по рабочим дням составило:

- в январе – 148,6 ГВт,
- в феврале – 145,1 ГВт,
- в марте – 135,8 ГВт.

В целом в период с января по март 2019 года максимум потребления мощности ЕЭС России снизился на 11,8 ГВт (рисунок 2.11), при этом аналогичное сезонное изменение максимума I квартала прошлого года составило 3,8 ГВт, что обусловлено более высокой среднесуточной температурой наружного воздуха ЕЭС России в день прохождения максимума I квартала 2018 года в марте.

Зависимость изменения максимума потребления мощности ЕЭС России от среднесуточной температуры наружного воздуха в дни прохождения максимумов потребления мощности по месяцам 2018 и 2019 годов представлена на рис. 2.11.

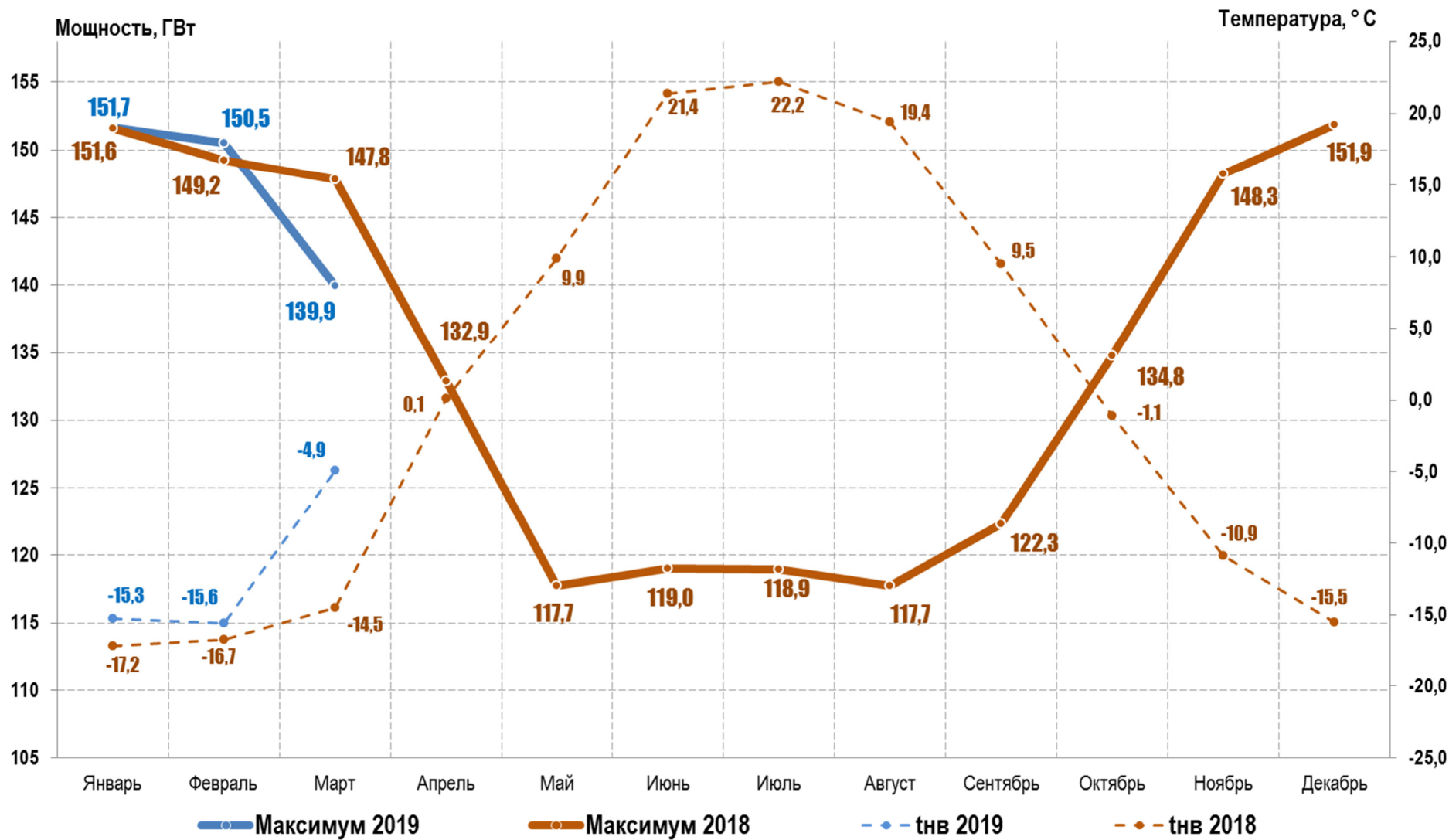


Рисунок 2.11. Максимумы потребления мощности ЕЭС России по месяцам 2018 и 2019 годов и среднесуточная температура наружного воздуха в дни прохождения месячных максимумов потребления мощности.

3. АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Показатели фактического баланса электроэнергии ЕЭС России в I квартале 2019 года в сравнении с аналогичным периодом прошлого года представлены в таблице 3.1. С 2019 года показатели потребления и выработки по ЕЭС России и ОЭС Востока формируются с учетом Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия).

Схема баланса электроэнергии ЕЭС России в I квартале 2019 с основными балансовыми показателями и направлениями межгосударственных и межсистемных перетоков представлена на рисунке 3.1.

Таблица 3.1

**Показатели фактического баланса электроэнергии ЕЭС России
в I квартале 2019 года**

Показатели	I кв. 2019 года, млн кВт·ч	% к пр. году	Нарастающим итогом с начала года, млн кВт·ч	% к пр. году
Выработка электроэнергии, всего:	294 941,5	100,7	294 941,5	100,7
в т.ч. ТЭС	182 390,9	98,9	182 390,9	98,9
ГЭС	40 512,1	100,8	40 512,1	100,8
ВЭС	96,3	158,0	96,3	158,0
СЭС	183,2	161,5	183,2	161,5
АЭС	55 216,1	107,0	55 216,1	107,0
Электростанции промпредприятий	16 542,9	100,8	16 542,9	100,8
Потребление электроэнергии	289 223,1	99,6	289 223,1	99,6
Сальдо перетоков электроэнергии	-5 718,4	237,1	-5 718,4	237,1

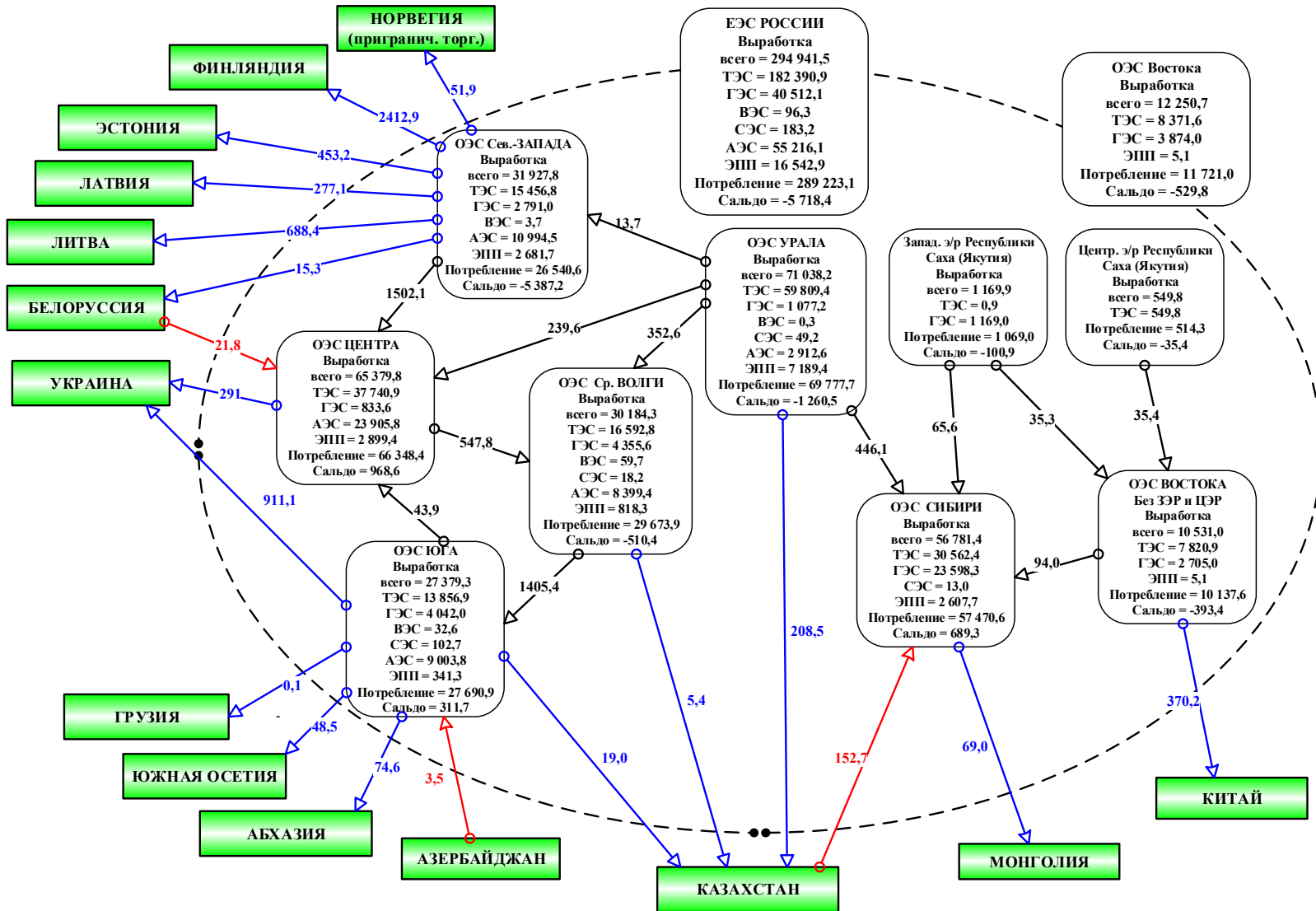


Рисунок 3.1: Схема баланса электроэнергии ЕЭС России в I квартале 2019 года (млн. кВтч).



3.1. Выработка электроэнергии

Выработка электроэнергии в ЕЭС России в I квартале 2019 года составила 294 941,5 млн кВт·ч, что на 0,7 % выше аналогичного периода прошлого года.

Рост объемов производства электроэнергии в I квартале 2019 года обусловлен тем, что с 2019 года показатели баланса электроэнергии по ЕЭС России формируются с учетом Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия). Без учета выработки электрическим станциями Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия) выработка электроэнергии в ЕЭС России в I квартале 2019 года на 0,1 % выше аналогичного периода прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию несли тепловые электростанции, выработка которых составила 182 390,9 млн кВт·ч. Выработка ГЭС составила 40 512,1 млн кВт·ч, выработка АЭС – 55 216,1 млн кВт·ч, электростанции промышленных предприятий выработали 16 542,9 млн кВт·ч.

Структура выработки электроэнергии электростанциями ЕЭС России в 2019 году представлена на рисунке 3.2.

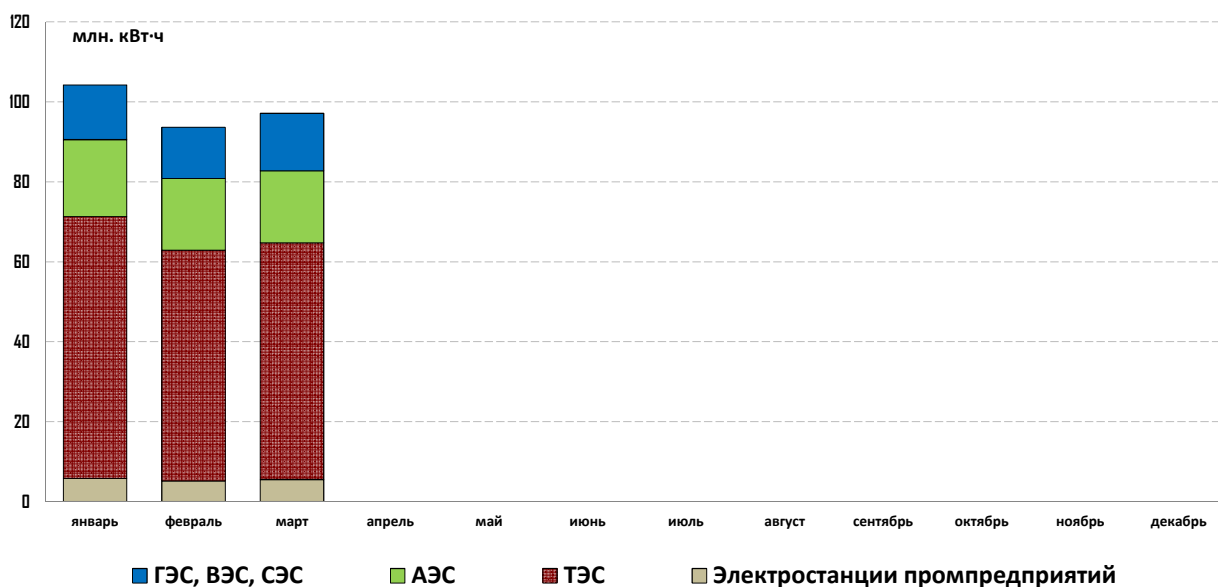


Рисунок 3.2 Структура выработки электроэнергии электростанциями ЕЭС России в 2019 году.

В I квартале 2019 года по сравнению с аналогичным периодом прошлого года выработка электроэнергии на АЭС и ГЭС возросла, на ТЭС – снизилась.

На рост производства электроэнергии на гидроэлектростанциях ЕЭС России в I квартале 2019 года на 305,1 млн кВт·ч (+0,8%) относительно аналогичного периода прошлого года повлияло включение в состав ОЭС Востока Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) и благоприятная в сравнении с 2018 годом гидрологическая обстановка, сложившаяся в водохранилищах ОЭС Сибири.

Выработка электроэнергии гидроэлектростанциями ОЭС Сибири в I квартале 2019 года составила 23 598,3 млн кВт·ч, что на 3 033,7 млн кВт·ч (+14,8%) больше объема производства в аналогичном периоде прошлого года. Данное увеличение обусловлено увеличением выработки ГЭС Ангарского каскада: Иркутской, Братской, Усть-Илимской и Богучанской ГЭС.

Величина выработки электроэнергии ГЭС Ангарского каскада в I квартале 2019 года сложилась выше уровня 2018 года на 29,3%. Увеличению расходов в нижний бьеф ангарских ГЭС способствовала более благоприятная гидрологическая обстановка, по сравнению с I кварталом 2018 года: величина запасов гидроресурсов в ангарских водохранилищах по состоянию на 01.01.2019 была выше на 97,5%, приточность в водохранилища ГЭС Ангарского каскада на 29,4% выше объема I квартала 2018 года.

В I квартале 2019 года из-за пониженной приточности произошло снижение выработки ГЭС в ОЭС Средней Волги на 29,5%, в ОЭС Центра на 28,5%, в ОЭС Северо-Запада на 21,3%, в ОЭС Юга на 11,3% и ОЭС Урала – на 7,2%.

Производство электроэнергии на АЭС ЕЭС России в I квартале 2019 года выросло относительно аналогичного периода прошлого года на 3 620,9 млн кВт·ч (+7,0%).

В I квартале 2019 года зафиксирован рост ремонтного снижения мощности на Смоленской АЭС, Калининской АЭС и Кольской АЭС в результате чего отмечено снижение производства электроэнергии на данных электростанциях на -22,3%, -13,2% и -5,9% соответственно.

В тоже время благодаря снижению по сравнению с аналогичным периодом прошлого года объемов ремонтной мощности производство электроэнергии возросло на Нововоронежской АЭС – на 28,2%, Белоярской АЭС – на 164,5%, Балаковской АЭС – на 14,8% и Курской АЭС – на 2,4%.

Увеличение производства электроэнергии на Ростовской АЭС – на 28,5% объясняется вводом в работу энергоблока № 4 Ростовской АЭС.



3.2. Сальдо перетоков электроэнергии

Величина сальдо перетоков электроэнергии по межгосударственным линиям электропередачи в I квартале 2019 года составила 5 718,4 млн кВт·ч на выдачу из ЕЭС России, что на 133,7% больше, чем в аналогичный период прошлого года. Данные по межгосударственным перетокам электроэнергии ЕЭС России за I квартал 2019 представлены в таблице 3.2 (с положительным знаком указан прием в ЕЭС России, с отрицательным – выдача).

В I квартале 2019 года объем межгосударственного перетока из ЕЭС России в ЭС Казахстана составил 80,2 млн кВт·ч, в аналогичном периоде прошлого года суммарный переток электроэнергии был в направлении из ЭС Казахстана в ЕЭС России и составлял 1 555,4 млн кВт·ч.

Величина межгосударственного перетока электроэнергии из ОЭС Востока в Китай в I квартале 2019 года составила 370,2 млн кВт·ч, объем переданной электроэнергии снизился на 181,1 млн кВт·ч относительно факта I квартала 2018 года.

По сравнению с I кварталом 2018 года величины межгосударственных перетоков между ЕЭС России и энергосистемами стран Балтии изменились следующим образом:

- ✓ из ЕЭС России в ЭС Латвии – передано 277,1 млн кВт·ч электроэнергии, рост на 57,9 млн кВт·ч (+26,4%);
- ✓ из ЕЭС России в ЭС Литвы – передано 688,4 млн кВт·ч электроэнергии, рост на 120,9 млн кВт·ч (+21,3%);
- ✓ из ЕЭС России в ЭС Эстонии – передано 453,2 млн кВт·ч электроэнергии, в аналогичном периоде прошлого года суммарный переток электроэнергии был в направлении из ЭС Эстонии в ЕЭС России и составлял 1 млн кВт·ч.

Величина межгосударственного перетока из ЕЭС России в Финляндию составила 2 412,9 млн кВт·ч, что выше уровня аналогичного периода прошлого года на 652,6 млн кВт·ч (+37,1%). В отчетном периоде величина межгосударственного перетока электроэнергии из ЕЭС России в энергосистему Украины составила 1 202,1 млн кВт·ч.



**Межгосударственные перетоки электроэнергии ЕЭС России в I квартале 2019 года
(млн. кВтч)**

Переток	I квартал				Нарастающим итогом с начала года			
	2019 год, млн кВтч	2018 год, млн кВтч	Δ, млн кВтч	%	2019 год, млн кВтч	2018 год, млн кВтч	Δ, млн кВтч	%
Россия – Латвия	-277,1	-219,2	-57,9	126,4	-277,1	-219,2	-57,9	126,4
Россия – Литва	-688,4	-567,5	-120,9	121,3	-688,4	-567,5	-120,9	121,3
Россия – Эстония	-453,2	1,0	-454,2	43496,5	-453,2	1,0	-454,2	43496,5
Россия – Белоруссия	6,6	-374,9	381,4	-1,7	6,6	-374,9	381,4	-1,7
Россия – Украина	-1202,1	-430,0	-772,1	279,5	-1202,1	-430,0	-772,1	279,5
Россия – Республика Южная Осетия	-48,5	-48,3	-0,2	100,4	-48,5	-48,3	-0,2	100,4
Россия – Грузия	-0,1	0,0	-0,1	10700,0	-0,1	0,0	-0,1	10700,0
Россия – Республика Абхазия	-74,6	-8,2	-66,4	911,9	-74,6	-8,2	-66,4	911,9
Россия – Азербайджан	3,5	10,2	-6,7	34,2	3,5	10,2	-6,7	34,2
Россия – Казахстан	-80,2	1555,4	-1635,7	-5,2	-80,2	1555,4	-1635,7	-5,2
Россия – Финляндия	-2412,9	-1760,4	-652,6	137,1	-2412,9	-1760,4	-652,6	137,1
Россия – Монголия	-69,0	-51,1	-17,9	135,1	-69,0	-51,1	-17,9	135,1
Россия – Китай	-370,2	-551,4	181,1	67,1	-370,2	-551,4	181,1	67,1
Россия – Норвегия	-51,9	-2,2	-49,7	2330,0	-51,9	-2,2	-49,7	2330,0
Итого межгосударственные перетоки	-5718,4	-2446,5	-3271,8	233,7	-5718,4	-2446,5	-3271,8	233,7

3.3. Потребление электроэнергии

В I квартале 2019 года потребление электроэнергии в ЕЭС России составило 289 223,1 млн. кВтч, что на 1 180,9 млн. кВтч, или -0,4% ниже уровня потребления электроэнергии в аналогичном периоде прошлого года.

Изменение динамики электропотребления по ОЭС в I квартале 2019 года в сравнении с аналогичным периодом прошлого года и общим изменением потребления электроэнергии в ЕЭС России (красная линия на графике) представлено на рисунке 3.3.



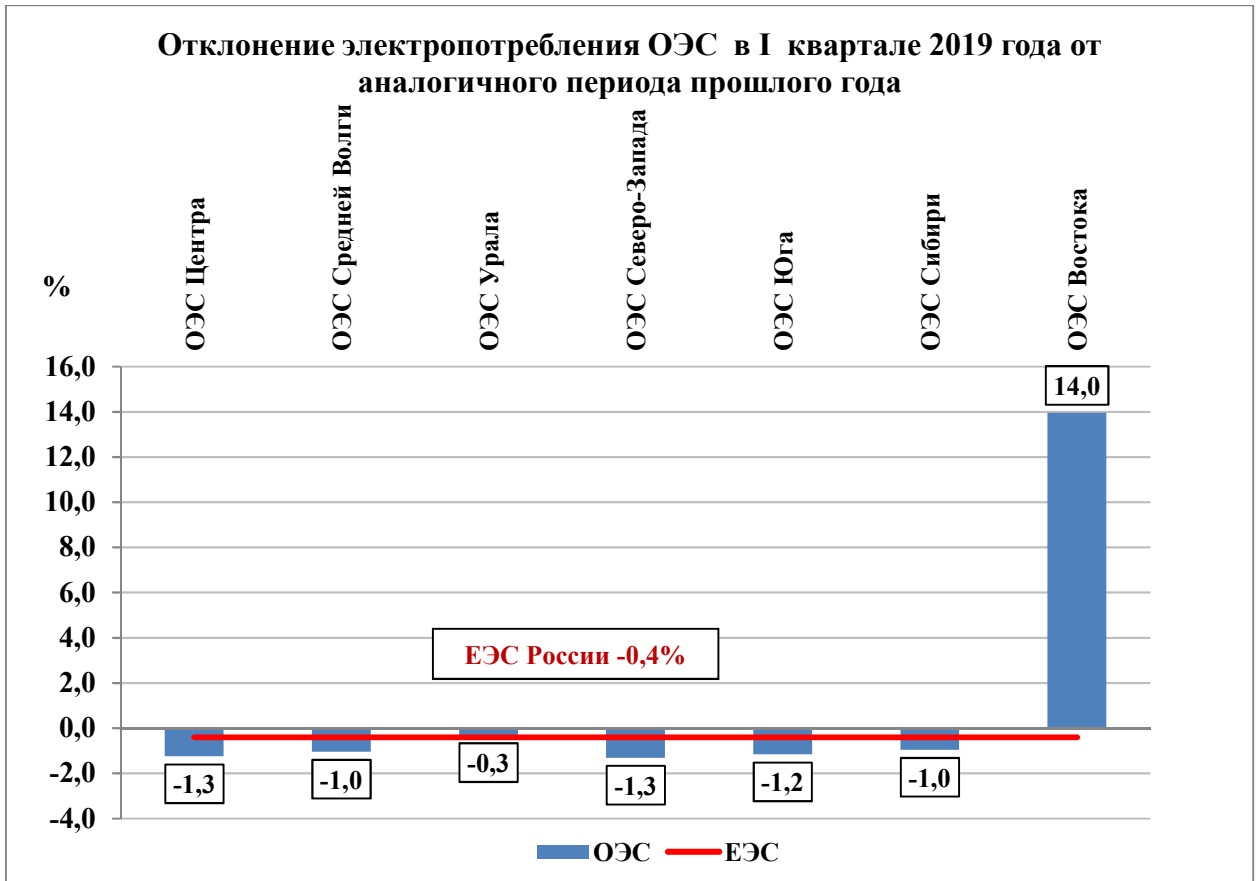


Рисунок 3.3. Изменения объемов электропотребления ОЭС в I квартале 2019 года в сравнении с аналогичным периодом прошлого года.

На рисунке 3.4, отражающем качественное влияние температурного фактора на потребление электрической энергии, представлены относительные изменения электропотребления и абсолютные значения отклонений среднедекадной температуры наружного воздуха по декадам отчетного периода относительно аналогичных показателей прошлого года.

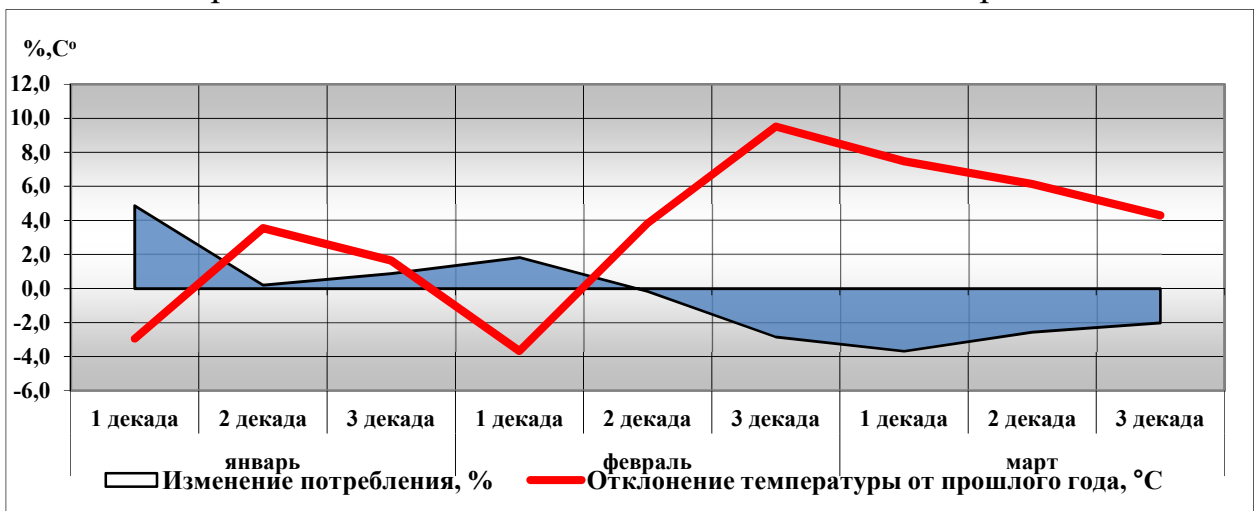


Рис. 3.4 Изменение потребления электроэнергии и отклонение среднедекадной температуры наружного воздуха в ЕЭС России в I квартале 2019 года.

Оценочное влияние температурного фактора на изменение уровня электропотребления по объединенным энергосистемам и ЕЭС России в целом в I квартале 2019 года, представлено в таблице 3.5. В I квартале снижение годового объема электропотребления ЕЭС России из-за влияния температурного фактора (на фоне повышения среднеквартальной температуры в энергосистеме на 3,1°C) оценивается величиной около 4,3 млрд. кВтч.

Таблица 3.5

Оценочное влияние температурного фактора на изменение уровня электропотребления в I квартале 2019 года

Энергосистема	Январь			Февраль			Март			I квартал 2019 года		
	ΔТ (°С)	Δ Потр. От прив. к Т (°С) прошл. года (млн. кВтч)	%	ΔТ (°С)	Δ Потр. От прив. к Т (°С) прошл. года (млн. кВтч)	%	ΔТ (°С)	Δ Потр. От прив. к Т (°С) прошл. года (млн. кВтч)	%	ΔТ (°С)	Δ Потр. От прив. к Т (°С) прошл. года (млн. кВтч)	%
ЕЭС России	0,7	-207	-0,2	2,8	-1 489	-1,6	5,9	-2 636	-2,7	3,1	-4 332	-1,5
ОЭС Центра	-2,4	306	1,3	7,3	-864	-4,0	6,4	-807	-3,5	3,8	-1 365	-2,0
ОЭС Средней Волги	-1,2	63	0,6	4,6	-215	-2,2	7,6	-372	-3,7	3,7	-524	-1,7
ОЭС Урала	1,5	-125	-0,5	0,5	-36	-0,2	7,8	-630	-2,7	3,3	-791	-1,1
ОЭС Северо-Запада	-3,9	160	1,7	5,9	-221	-2,6	5,4	-211	-2,3	2,5	-273	-1,0
ОЭС Юга	1,3	-123	-1,2	0,6	-28	-0,3	2,2	-154	-1,7	1,4	-305	-1,1
ОЭС Сибири	6,0	-419	-2,0	-0,8	11	0,1	4,9	-366	-1,9	3,4	-774	-1,3
ОЭС Востока	1,3	-69	-1,6	2,8	-135	-3,5	1,0	-96	-2,6	1,7	-300	-2,5

Кроме температурного фактора на отрицательную динамику изменения электропотребления в ЕЭС России в I квартале 2019 года повлияло снижение потребления электроэнергии промышленными предприятиями. В большей степени сокращение объемов электропотребления наблюдалось на предприятиях, нефте-газопроводного транспорта и крупных предприятиях машиностроения.

В I квартале снижение объемов потребления электроэнергии наблюдалось на промышленном предприятии АО «Транснефть – Приволга» в границах энергосистемы Саратовской области, на магистральных нефтепроводах в энергосистемах Пермского края, Свердловской и Тюменской областей, на предприятиях ОАО «Приволжск нефтепровод» и АО «Транснефть – Приволга» на территории энергосистемы Волгоградской



области, АО «КТК-Р» в энергосистеме Республики Калмыкия, на предприятиях ООО «Востокнефтепровод» и ООО "Транснефть-Восток" на территории энергосистемы Иркутской области. По региону Дальнего Востока на нефтетранспортных предприятиях в энергосистеме Амурской области и Южно-Якутском энергорайоне энергосистемы Республики Саха (Якутия) наблюдалось увеличение объемов потребления электроэнергии.

В I квартале 2019 года отмечено снижение объемов потребления электроэнергии на газотранспортных предприятиях ООО «Газпром трансгаз Ухта» в границах энергосистемы Ярославской области, ООО «Газпром трансгаз Сургут» на территории энергосистемы Тюменской области. На предприятии ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» на территориях энергосистем Нижегородской области и Чувашской Республики в отчетном периоде отмечен рост потребления электроэнергии.

В составе промышленных предприятий машиностроительной отрасли снижение потребления электроэнергии наблюдалось на ООО «Автокомпоненты-группа ГАЗ» в энергосистеме Нижегородской области и ПАО «КамАЗ» в энергосистеме Республики Татарстан.

В I квартале 2019 года отмечен рост потребления электроэнергии на предприятиях железнодорожного транспорта в энергосистемах Самарской области, Республики Карелия, Иркутской области, Краснодарского, Забайкальского и Красноярского краев, а также в энергосистемах Амурской области и Приморского края.

В составе крупных металлургических предприятий увеличивших в отчетном квартале потребление электроэнергии следует выделить: АО «Выксунский металлургический завод» в энергосистеме Нижегородской области, АО «ЕВРАЗ Нижнетагильский металлургический комбинат» в энергосистеме Свердловской области и ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат» в энергосистеме Челябинской области.

В отчетном периоде наблюдался незначительный прирост квартального объема потребления электроэнергии на алюминиевых заводах. В их составе по увеличению объема потребления электроэнергии выделяются АО «СУАЛ» филиал «Волгоградский алюминиевый завод» в энергосистеме Волгоградской области и ЗАО «Богучанский Алюминиевый Завод» в энергосистеме Красноярского края.

В I квартале 2019 года наблюдался рост потребления электроэнергии на отдельных предприятиях добывающей промышленности О «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» в энергосистеме Тюменской области, химической и нефтеперерабатывающей промышленности ОАО «Щекиноазот» в



энергосистеме Тульской области и АО «Танеко» в энергосистеме Республики Татарстан.

В отчетном периоде снизился расход электроэнергии на собственные, производственные и хозяйственные нужды электростанций.

Потребление электроэнергии в границах территориальных энергосистем, по объединенным энергосистемам и ЕЭС России в целом по месяцам I квартала 2019 года и суммарно за квартал в сравнении с аналогичными периодами 2018 года представлено в таблице 3.6.



Потребление электроэнергии по ЕЭС России в I квартале 2019 года

Энергосистема	Отчетный период							
	Январь млн. кВтч	% к пр. году	Февраль млн. кВтч	% к пр. году	Март млн. кВтч	% к пр. году	I кв 2019 года, млн. кВтч	% к пр. году
ЕЭС России	102 288,9	101,8	91 823,4	99,7	95 110,8	97,2	289 223,1	99,6
ОЭС Центра	23 443,2	103,6	20 842,3	96,8	22 062,9	95,8	66 348,4	98,7
Белгородской области	1 434,7	101,0	1 288,9	98,6	1 385,9	97,7	4 109,6	99,1
Брянской области	426,7	102,4	381,6	95,8	392,7	91,4	1 201,0	96,5
Владимирской области	688,6	104,0	607,4	95,7	636,4	93,2	1 932,4	97,6
Вологодской области	1 291,6	102,4	1 153,1	98,3	1 248,4	98,4	3 693,1	99,8
Воронежской области	1 116,3	105,2	995,1	99,9	1 060,5	100,8	3 171,9	102,0
Ивановской области	342,0	100,4	309,0	94,4	325,5	94,4	976,5	96,4
Калужской области	655,0	103,3	580,3	96,2	612,6	92,8	1 847,9	97,4
Костромской области	349,1	102,4	314,6	98,7	338,7	102,7	1 002,4	101,3
Курской области	780,2	98,7	700,1	99,0	752,8	97,1	2 233,2	98,2
Липецкой области	1 254,3	105,5	1 104,2	101,0	1 161,5	98,3	3 520,0	101,7
г. Москвы и Московской области	10 696,9	104,5	9 498,6	96,5	9 992,6	95,5	30 188,1	98,8
Орловской области	271,1	100,9	244,7	94,7	258,7	92,1	774,5	95,9
Рязанской области	621,6	104,8	539,6	95,0	567,6	92,7	1 728,8	97,5
Смоленской области	576,0	99,5	518,7	88,8	572,8	90,7	1 667,5	92,9
Тамбовской области	341,4	101,8	307,3	97,3	320,2	94,7	968,9	97,9
Тверской области	809,6	101,2	704,3	92,0	739,0	89,7	2 252,9	94,3
Тульской области	974,2	106,4	871,6	100,6	924,1	98,2	2 770,0	101,7
Ярославской области	814,0	103,3	723,3	94,7	772,8	96,3	2 310,0	98,2



Энергосистема	Отчетный период							
	Январь млн. кВтч	% к пр. году	Февраль млн. кВтч	% к пр. году	Март млн. кВтч	% к пр. году	I кв 2019 года, млн. кВтч	% к пр. году
ОЭС Средней Волги	10 401,5	102,1	9 453,0	99,3	9 819,4	95,5	29 673,9	99,0
Республики Марий Эл	272,0	111,8	246,1	107,4	224,3	86,7	742,4	101,5
Республики Мордовия	309,8	104,4	283,8	102,0	292,9	94,7	886,5	100,3
Нижегородской области	1 969,3	99,4	1 806,8	97,8	1 904,1	97,2	5 680,2	98,2
Пензенской области	477,5	100,8	432,0	98,6	443,2	91,8	1 352,7	97,0
Самарской области	2 263,1	101,6	2 052,0	98,4	2 130,6	94,3	6 445,7	98,1
Саратовской области	1 235,9	101,7	1 105,3	97,4	1 115,6	90,8	3 456,8	96,6
Республики Татарстан	2 819,6	103,9	2 565,5	101,0	2 717,6	99,3	8 102,7	101,4
Ульяновской области	554,0	100,1	506,9	97,6	514,8	90,2	1 575,6	95,9
Чувашской Республики	500,2	104,3	454,7	101,5	476,3	99,4	1 431,3	101,7
ОЭС Урала	24 485,8	100,3	22 147,9	100,8	23 144,1	98,0	69 777,7	99,7
Республики Башкортостан	2 666,7	101,1	2 399,6	100,4	2 480,6	96,5	7 546,8	99,3
Кировской области	686,2	98,9	623,1	97,1	656,2	95,6	1 965,4	97,2
Курганской области	442,5	99,0	406,8	98,8	421,5	97,6	1 270,8	98,5
Оренбургской области	1 492,2	99,7	1 326,5	97,6	1 385,7	95,5	4 204,4	97,6
Пермского края	2 292,1	98,8	2 068,6	98,4	2 152,5	94,0	6 513,1	97,0
Свердловской области	4 082,5	100,4	3 746,9	101,7	3 868,8	97,2	11 698,2	99,7
Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого АО	8 571,8	101,5	7 716,1	102,0	8 129,1	100,5	24 417,1	101,3
Удмуртской Республики	925,2	100,9	835,6	98,8	878,3	96,6	2 639,2	98,7
Челябинской области	3 326,6	98,5	3 024,6	101,4	3 171,5	98,8	9 522,7	99,5



Энергосистема	Отчетный период							
	Январь млн. кВтч	% к пр. году	Февраль млн. кВтч	% к пр. году	Март млн. кВтч	% к пр. году	I кв 2019 года, млн. кВтч	% к пр. году
ОЭС Северо-Запада	9 451,7	104,0	8 319,3	96,7	8 769,6	95,3	26 540,6	98,7
Архангельской области и Ненецкого АО	735,0	103,8	637,3	95,8	665,3	93,1	2 037,6	97,6
Калининградской области	454,3	101,9	396,1	94,6	415,5	92,5	1 266,0	96,4
Республики Карелия	758,2	103,1	669,1	94,4	711,8	92,5	2 139,0	96,6
Республики Коми	877,8	102,8	773,8	99,7	811,1	95,8	2 462,7	99,4
Мурманской области	1 248,2	100,2	1 101,8	97,3	1 164,9	97,1	3 514,8	98,3
Новгородской области	437,9	103,8	380,3	96,2	407,6	96,2	1 225,7	98,8
Псковской области	229,0	104,2	194,2	93,0	202,4	93,8	625,7	97,1
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	4 711,2	105,8	4 166,8	97,0	4 391,1	95,7	13 269,1	99,5
ОЭС Юга	9 831,6	100,3	8 800,2	99,7	9 059,2	96,5	27 690,9	98,8
Астраханской области	437,5	94,5	391,4	96,2	375,5	89,4	1 204,4	93,4
Волгоградской области	1 568,5	101,0	1 414,4	99,0	1 409,8	91,8	4 392,7	97,2
Республики Дагестан	734,6	99,1	647,7	100,2	658,9	104,2	2 041,2	101,1
Республики Ингушетия	83,0	105,1	72,8	106,1	72,9	102,8	228,7	104,7
Кабардино-Балкарской Республики	167,2	98,2	147,1	99,4	150,7	98,3	465,1	98,6
Республики Калмыкия	75,3	99,4	67,1	99,3	68,3	95,5	210,7	98,0
Карачаево-Черкесской Республики	143,3	99,1	126,3	99,4	136,0	102,8	405,5	100,4
Республики Адыгея и Краснодарского края	2 538,3	103,0	2 271,2	102,9	2 403,1	100,0	7 212,6	102,0
Ростовской области	1 818,3	99,9	1 651,0	98,2	1 703,5	93,9	5 172,8	97,3
Республики Северная Осетия – Алания	177,8	78,0	157,3	80,5	159,7	80,7	494,8	79,7
Ставропольского края	991,2	98,3	886,1	98,3	928,7	96,7	2 805,9	97,7
Чеченской Республики	297,9	103,8	260,4	105,0	260,9	100,3	819,2	103,0
Республики Крым и г. Севастополя	798,7	103,7	707,5	100,9	731,2	99,6	2 237,4	101,5



Энергосистема	Отчетный период							
	Январь млн. кВтч	% к пр. году	Февраль млн. кВтч	% к пр. году	Март млн. кВтч	% к пр. году	I кв 2019 года, млн. кВтч	% к пр. году
ОЭС Сибири	20 373,1	98,7	18 499,9	100,9	18 597,6	97,7	57 470,6	99,0
Республики Алтай и Алтайского края	1 050,2	95,5	957,8	97,8	958,4	97,5	2 966,3	96,9
Республики Бурятия	582,8	99,3	518,8	101,5	492,1	95,7	1 593,7	98,8
Забайкальского края	814,8	101,4	708,5	101,0	732,4	101,4	2 255,6	101,3
Иркутской области	5 477,3	99,4	4 956,8	101,4	4 860,7	97,4	15 294,8	99,4
Кемеровской области	2 947,3	97,6	2 682,5	99,3	2 773,0	96,6	8 402,8	97,8
Красноярского края и Республики Тыва	4 408,9	98,8	4 034,9	102,2	4 109,3	98,8	12 553,1	99,9
Новосибирской области	1 666,0	97,3	1 541,0	102,3	1 504,3	96,9	4 711,4	98,8
Омской области	1 090,8	98,6	994,6	100,4	991,0	95,9	3 076,4	98,3
Томской области	816,5	101,3	739,8	100,1	735,4	99,8	2 291,7	100,5
Республики Хакасия	1 518,6	98,5	1 365,5	99,0	1 440,9	97,4	4 325,0	98,3
ОЭС Востока	4 302,2	115,7	3 760,8	113,7	3 658,0	112,2	11 721,0	114,0
Амурской области	896,7	101,2	790,7	101,1	789,6	101,1	2 477,1	101,1
Приморского края	1 493,2	97,6	1 297,9	95,2	1 237,9	94,1	4 029,0	95,7
Хабаровского края и Еврейской АО	1 097,1	100,8	969,3	99,2	940,1	96,4	3 006,5	98,9
Республики Саха (Якутия)	815,1	103,8	702,9	102,3	690,4	101,4	2 208,3	102,6



В таблице 3.7 представлен перечень энергосистем со значительным отклонением динамики электропотребления в I квартале 2019 года от общесистемной.

Таблица 3.7

Относительные изменения объемов потребления электроэнергии в энергосистемах, значительно отличающиеся от общей динамики потребления в ОЭС в I квартале 2019 года

Энергосистема	% к пр. году	Основные влияющие факторы
ОЭС Центра	-1,3	
Энергосистема Брянской области	-3,5	Снижение электропотребления: – Население и приравненные к нему группы потребителей; – ОАО «РЖД»; – СН электростанций; – Потери в сетях ЕНЭС.
Энергосистема Воронежской области	+2,0	Рост электропотребления: – АО «Транснефть – Дружба»; – СН Нововоронежской АЭС; – Потери в сетях ЕНЭС.
Энергосистема Ивановской области	-3,6	Снижение электропотребления: – Население и приравненные к нему группы потребителей; – ОАО «Верхневолжскнефтепровод»; – СН электростанций.
Энергосистема Костромской области	+1,3	Рост электропотребления: – Население и приравненные к нему группы потребителей; – ООО «КроноСтар» деревообработка; – СН электростанций.
Энергосистема Липецкой области	+1,7	Рост электропотребления: – ПАО «НЛМК»; – ОАО «МН Дружба»; – ООО «Транснефть ЭлектроСервис»; – ООО «Газпром трансгаз Москва»; – ООО «ТК ЛипецкАгро»; – СН электростанций.
Энергосистема Орловской области	-4,1	Снижение электропотребления: – Население и приравненные к нему группы потребителей; – АО «Транснефть-Дружба»; – ОАО «РЖД».
Энергосистема Смоленской области	-7,1	Снижение электропотребления: – Население и приравненные к нему группы потребителей; – ОАО «РЖД»; – СН Смоленской АЭС; – Потери в сетях ЕНЭС.
Энергосистема Тверской области	-5,7	Снижение электропотребления: – Население и приравненные к нему группы потребителей;



Энергосистема	% к пр. году	Основные влияющие факторы
		<ul style="list-style-type: none"> – СН Калининской АЭС; – ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»; – ОАО «РЖД»; – Потери в сетях ЕНЭС.
Энергосистема Тульской области	+1,7	<p>Рост электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – АО «Новомосковская акционерная компания «Азот»; – ОАО «Щекиноазот»; – ООО «Газпром трансгаз Москва»; – СН электростанций.
ОЭС Средней Волги	-1,0	
Энергосистема Республики Марий Эл	+1,5	<p>Рост электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород».
Энергосистема Саратовской области	-3,4	<p>Снижение электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – АО «Транснефть-Приволга»; – АО «Северсталь – Сортовой завод Балаково»; – СН электростанций ТЭС. <p>Рост электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – СН Балаковской АЭС; – Потери в сетях ЕНЭС.
Энергосистема Республики Татарстан	+1,4	<p>Рост электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ОАО «РЖД»; – АО «Транснефть-Прикамье»; – АО «Транснефть Приволга»; – ПАО «Нижнекамскнефтехим»; – АО «Танеко»; – ПАО «Казаньоргсинтез»; – Население и приравненные к нему группы потребителей; – СН электростанций ТЭС. <p>Снижение электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ПАО «КАМАЗ»; – ООО «Газпром трансгаз Казань» (КС-21 «Арская»).
Энергосистема Ульяновской области	-4,1	<p>Снижение электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Население и приравненные к нему группы потребителей; – АО «Ульяновскцемент»; – АО «ДААЗ»; – АО «Ульяновский механический завод»; – Потери в сетях ЕНЭС; – СН электростанций. <p>Рост электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ООО «УАЗ»; – АО «Транснефть – Дружба» – ОАО «РЖД».
Энергосистема Чувашской Республики	+1,7	<p>Рост электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»; – ОАО «СЗМН»;



Энергосистема	% к пр. году	Основные влияющие факторы
		<ul style="list-style-type: none"> – АО «Средне-Волжский Транснефтепродукт» Снижение электропотребления: – ОАО «РЖД»; – Население и приравненные к нему группы потребителей; – СН электростанций.
ОЭС Урала	+0,8	
Энергосистема Кировской области	-2,8	<ul style="list-style-type: none"> Снижение электропотребления: – Население и приравненные к нему группы потребителей; – ООО «Энергоснабжающая организация Кирово-Чепецкого химического комбината»; – ОАО «Верхневолжскнефтепровод»; – ОАО «Северо-Западные МН»; – ОАО «РЖД».
Энергосистема Оренбургской области	-2,4	<ul style="list-style-type: none"> Снижение электропотребления: – АО «Уральская Сталь»; – ПАО «Гайский ГОК»; – СН электростанций; – Потери в сетях ЕНЭС. Рост электропотребления: – ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»; – ОАО «РЖД»; – АО «Транснефть-Приволга»; – АО «Транснефть-Урал».
Энергосистема Пермского края	-3,0	<ul style="list-style-type: none"> Снижение электропотребления: – Население и приравненные к нему группы потребителей; – АВИСМА филиал ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА»; – ОАО «СЗМН»; – ОАО «Уралсибнефтепровод»; – ОАО «РЖД»; – СН электростанций; – Потери в сетях ЕНЭС. Рост электропотребления: – АО «Соликамскбумпром».
ОЭС Северо-Запада	-1,3	
Энергосистема Калининградской области	-3,6	<ul style="list-style-type: none"> Снижение электропотребления: – Население и приравненные к нему группы потребителей. Рост электропотребления: – ОАО «РЖД»; – СН электростанций.
Энергосистема Республики Карелия	-3,4	<ul style="list-style-type: none"> Снижение электропотребления: – АО «РУСАЛ УРАЛ» филиал «РУСАЛ НАДВОИЦЫ» (СУАЛ Надвоицкий АЗ); – Население и приравненные к нему группы потребителей; – Потери в сетях ЕНЭС. Рост электропотребления:



Энергосистема	% к пр. году	Основные влияющие факторы
		<ul style="list-style-type: none"> – АО «Сегежский ЦБК»; – ОАО «Кондопога»; – ОАО «РЖД».
ОЭС Юга	-1,2	
Энергосистема Астраханской области	-6,6	<p>Снижение электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Население и приравненные к нему группы потребителей; – ОАО «РЖД»; – СН электростанций; – Потери в сетях ЕНЭС. <p>Рост электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – АО «КТК-Р»; – ООО «Газпром добыча Астрахань».
Энергосистема Республики Дагестан	+1,1	<p>Рост электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – АО "Черномортранснефть"; – ОАО «РЖД». <p>Снижение электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Потери в сетях ЕНЭС.
Энергосистема Республики Ингушетия	+4,7	<p>Рост электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Население и приравненные к нему группы потребителей.
Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края	+2,0	<p>Рост электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Население и приравненные к нему группы потребителей; – ООО «Абинский ЭМЗ»; – АО «КТК-Р» – ОАО «РЖД». <p>Снижение электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ОАО «Черномортранснефть»; – ООО «Новоросметалл»; – ОАО «Новоросцемент»; – СН электростанций; – Потери в сетях ЕНЭС.
Энергосистема Республики Северная Осетия Алания	-20,3	<p>Снижение электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Население и приравненные к нему группы потребителей; – ОАО «Электроцинк»; – ОАО «Победит»; – Потери в сетях ЕНЭС.
Энергосистема Чеченской Республики	+3,0	<p>Рост электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Население и приравненные к нему группы потребителей; – ООО «Тепличный комплекс ЮгАгроХолдинг».
Энергосистема Республики Крым и г. Севастополь	+1,5	<p>Рост электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Население и приравненные к нему группы потребителей; – ПАО «Крымский содовый завод»; – СН электростанций. <p>Снижение электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – АФ ООО «Титановые инвестиции»; – Потери в сетях ЕНЭС.



Энергосистема	% к пр. году	Основные влияющие факторы
ОЭС Сибири	-1,0	
Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края	-3,1	<p>Снижение электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Население и приравненные к нему группы потребителей. – СН электростанций; – ОАО «РЖД». <p>Рост электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Потери в сетях ЕНЭС.
Энергосистема Забайкальского края	+1,3	<p>Рост электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ОАО «РЖД». <p>Снижение электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Население и приравненные к нему группы потребителей.
ОЭС Востока	+14,0 (-1,4)*	
Энергосистема Амурской области	+1,1	<p>Рост электропотребления:</p> <p><u>Нефтетранспортные предприятия:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – ОАО «Энерготерминал»; – ООО «Транснефть-Восток»; – ООО «Транснефть-Дальний Восток». <p><u>Золотодобыча:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – ОАО «Покровский рудник»; – ООО «Маломырский рудник»; – ООО «Березитовый рудник». – ОАО «РЖД». <p>Снижение электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Население и приравненные к нему группы потребителей; – СН электростанций; – Потери в сетях ЕНЭС.
Энергосистема Приморского края	-4,3	<p>Снижение электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Население и приравненные к нему группы потребителей; – Потери в сетях ЕНЭС. <p>Рост электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ООО «Дальнефтепровод»; – ООО «Специализированный морской нефтеналивной порт Козьмино»; – СН электростанций.
Южно-Якутский энергорайон энергосистемы Республики Саха (Якутия)	+6,5	<p>Рост электропотребления:</p> <p><u>Нефтетранспортные предприятия:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – ООО «Востокнефтепровод»; – ООО «Транснефть-Восток». <p><u>Предприятия угольной промышленности</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – АО УК «Нерюнгриуголь»; – ООО «Эльгауголь»; – АО «ГОК «Инаглинский». <p><u>Золотодобыча:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – ОАО «Золото Селигдара». – Потери в сетях ЕНЭС. <p>Снижение электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Население и приравненные к нему группы потребителей;



Энергосистема	% к пр. году	Основные влияющие факторы
		– АО ХК «Якутуголь»; – СН электростанций.

*– Относительная величина изменения квартального объема потребления ОЭС Востока без учета потребления электроэнергии Центрального и Западного энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия).

