

ЕЭС СССР и ЕЭС России

ГОСТ 21027-75: Единая энергосистема (ЕЭС) — совокупность объединенных энергосистем (ОЭС), соединённых межсистемными связями, охватывающая значительную часть территории страны при общем режиме работы и имеющая диспетчерское управление.

ЕЭС России— совокупность производственных и иных имущественных объектов электроэнергетики, связанных единым процессом производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) и передачи электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

На сегодняшний день ЕЭС России охватывает практически всю обжитую территорию страны и является крупнейшим в мире централизованно управляемым энергообъединением.

«Положение о мерах координирования параллельных работ электростанций».

- 17 декабря 1921 года** Управление объединенными государственными электрическими станциями Московского района Главэлектро ВСНХ РСФСР письмами № 8310 и № 8348 на подчиненные им электрические станции: общества «Электропередача», Глуховскую, Павловскую, Шатурскую и Ореховскую разослало документы, определившие особую роль системы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Р. С. Ф. С. Р.

Главэлектро В. С. Н. Х.
УПРАВЛЕНИЕ
ОБЪЕДИНЕННЫМИ ГОСУДАРСТ-
ВЕННЫМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ
СТАНЦИЯМИ
МОСКОВСКОГО РАЙОНА

Отдел

Чл. Ф. А.
№ *11* - 192 *1*
№ *8310*

Москва, Раушская набережная, 8
Тел. ММ 5-12-00 Коммутар
и 2-38-19 Председатель

*Электропередаче
Глуховской
Павловской
Шатурской
Ореховской*

Управление ОГЭС Московского Района препровождает при сем календарь распределения нагрузки на Декабрь месяц с.г. и положения о мерах координирования параллельных работ Эл.станций.

Станциям предлагается в точности придерживаться указанного календаря и руководствоваться инструкцией. Если почему либо станция заранее предвидит невозможность для себя исполнения программы, она должна тотчас же сообщать об этом Районному Правлению с доложением причин.

От всяких отклонениях от заданий календаря во время текущей работы станция обязана немедленно извещать дежурного по Об'единению инженера, который ведет соответствующий журнал.

Каждая станция должна принимать все зависящие от нее меры к тому, что бы выполнить программу задания.

Председатель Управления ОГЭС
Моск. Района:

В.И.

Формирование ЕЭС СССР и России

Становление энергосистем и объединение их на параллельную работу проводилось с первых лет существования электроэнергетики. Государственным планом электрификации (ГОЭЛРО) России предусматривалось строительство 30-ти электростанций и их объединение на параллельную работу на основе единой электрической сети.

В 1932 году был создан первый диспетчерский центр Объединенной Энергосистемы (ОЭС) Урала. В 1945 г. было организовано объединенное диспетчерское управление (ОДУ) Центра, осуществлявшее руководство параллельной работой энергосистем центральной России.

Строительство каскада ГЭС на Волге во второй половине 50-х годов и промышленное освоение напряжения 500 кВ дали новый толчок формированию объединенных энергосистем Центра, Средней Волги и Урала и их включению на параллельную работу.

В первой половине 60-х годов развернулось массовое строительство новых конденсационных тепловых станций (КЭС) с блоками до 300 МВт, крупных ГЭС в Сибири, линий электропередачи напряжением до 500кВ.

Параллельная работа ОЭС Урала, Средней Волги и Центра потребовала диспетчерской координации их режимов. Функции координатора и вопросы согласованного развития ОЭС были возложены на ОДУ Центра с дальнейшим преобразованием его в ОДУ Европейской части ЕЭС.

В конце 60-х годов создались условия для формирования Единой энергосистемы страны.

Для централизованного управления функционированием ЕЭС СССР в 1969 году впервые в мире было создано было организовано трехуровневое централизованное диспетчерское управление: ЦДУ ЕЭС - ОДУ ОЭС- диспетчерские центры ЭС.

Одной из важнейших задач создания ЕЭС СССР было подключение на параллельную работу энергообъединений, работавших изолированно.

В достаточно короткие сроки на параллельную работу в составе ЕЭС СССР были включены ОЭС Украины, Северного Кавказа и Закавказья.

Были созданы предпосылки для развития связей с энергосистемами стран-членов СЭВ и интенсивного обмена электроэнергией между ними.

В 1978 году был сделан важный шаг к завершению формирования ЕЭС - вслед за подключением ОЭС Казахстана на параллельную работу к ЕЭС СССР присоединилась ОЭС Сибири, а в 1979 году началась параллельная работа ЕЭС СССР и ОЭС стран-членов СЭВ.

В 80-е годы ЕЭС вместе с отдельно работающими ОЭС Средней Азии и ОЭС Востока охватила всю обжитую часть территории СССР.

Производство электроэнергии достигло 1,3 триллиона кВт.ч, а к 1990 г. - 1,6 триллиона кВт.ч.

В Европейской части ЕЭС сформировалась развитая сеть 500 кВ-750 кВ, а в Азиатской части ЕЭС одновременно с развитием сети 500 кВ, осваивалось напряжение 1150кВ.

Были введены крупнейшие энергоблоки 500-800-1200 МВт на тепловых электростанциях и 1000-1500 МВт на АЭС. Завершено сооружение крупнейших ГЭС Сибири.

Управление ЕЭС СССР - гигантским синхронно-работающим объединением, достигавшим с Запада на Восток 7 тыс. км и с Севера на Юг более 3 тыс. км, представляло собой сложнейшую инженерную задачу, не имевшую аналогов в мире.

ЦДУ ЕЭС СССР вместе с научными и проектными институтами разработало концепцию управляемости, живучести и надежности энергосистем и ЕЭС в целом.

В конце 80-х - начале 90-х годов средства диспетчерского и технологического управления получили дальнейшее широкое развитие.

Развернуты большие работы по развитию систем и средств связи, продолжалось создание волоконно-оптических линий связи, общая протяженность которых достигла в 1998 году более 6500 км.

Смена форм собственности в электроэнергетике, переход к рыночным отношениям поставили новые задачи в области диспетчерско-технологического управления.

Введение рыночных отношений в ЕЭС России, имеющую большую протяженность и ограниченные пропускные способности межсистемных связей, предъявляет особо высокие требования к приоритетному обеспечению нормативов надежности и устойчивости ЕЭС и ОЭС.

Нужны не только организационные меры для обеспечения надежности и устойчивости, но и эффективные экономические механизмы оплаты:

- за резервную мощность,**
- за участие в регулировании частоты и перетоков,**
- за привлечение к управляющим воздействиям ПА.**

Структура ЕЭС России после реформирования.



Межсистемные и высоковольтные линии электропередач объединены в Федеральную сетевую компанию (ФСК).

Основные направления деятельности ФСК:

управление Единой национальной (общероссийской) электрической сетью;
предоставление услуг субъектам оптового рынка электрической энергии по передаче электрической энергии и присоединению к электрической сети;
инвестиционная деятельность в сфере развития Единой национальной (общероссийской) электрической сети;
поддержание в надлежащем состоянии электрических сетей;
технический надзор за состоянием сетевых объектов.

Государство берет на себя обязательство гарантировать равный доступ к сетям каждому производителю и потребителю энергии.

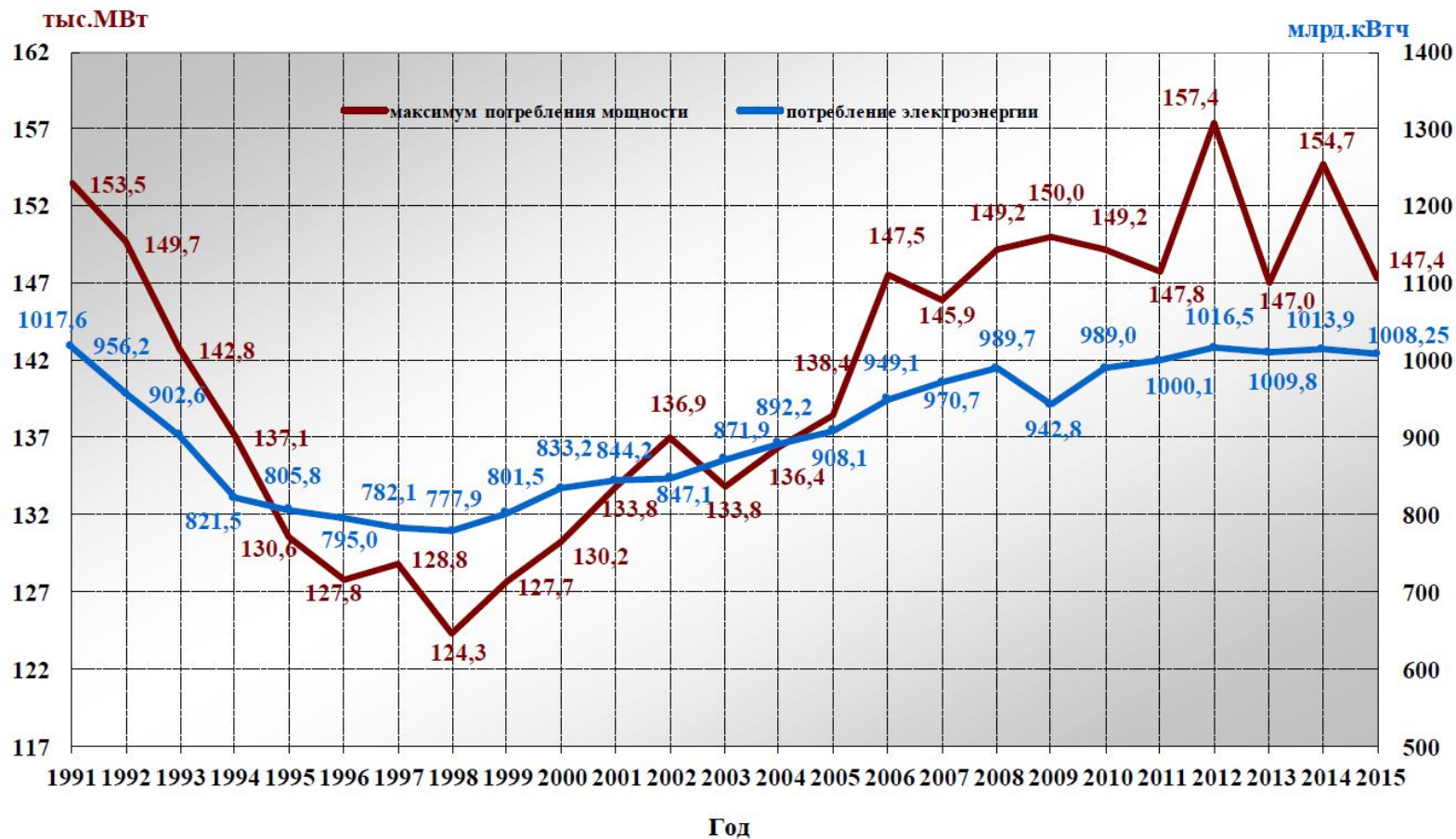
Диспетчеризацию потоков электроэнергии осуществляет подконтрольная государству компания, системный оператор ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС" (Системный оператор).

Цены на электроэнергию формируются в результате торгов, которые проводит некоммерческое партнерство "Администратор торговой системы".

Государство устанавливает тарифы на услуги по диспетчеризации и транспорту электроэнергии по межсистемным и распределительным сетям.

Цена на электроэнергию, выработанную на отдельных электростанциях, формируются на основе соотношения спроса и предложения на рынке электроэнергии.

Динамика потребления мощности и энергии по ЕЭС России



Структура технологических потерь электроэнергии при передаче по электрическим сетям

- **Фактические (отчетные) потери** электроэнергии - разность между поступлением (поставкой) электрической энергии в электрическую сеть и отпуском электрической энергии из сети, (объемом электрической энергии, потребленной энергопринимающими устройствами и субъектами).
- **Технологические потери (расход) электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям** включают в себя технические потери в оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии) (с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии).
- Технологические потери определяются расчетным путем

$$D W_{\text{технол}} = D W_{\text{тех}} + D W_{\text{сн}} + D W_{\text{уч.}}$$

Утверждению Минэнерго подлежат технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям для территориальных сетевых организаций (ТСО), федеральной и межрегиональных сетевых компаний (ФСК и МРСК).

Отчетные потери выше, чем технологические потери.

Коммерческие потери электроэнергии

- **потери из-за погрешностей системы учета электроэнергии; потери при выставлении счетов,** обусловленные неточностью данных о потребителях электроэнергии, ошибками при выставлении счетов;
- **потери при востребовании оплаты,** обусловленные оплатой позже установленной даты, долговременными или безнадежными долгами и неоплаченными счетами;
- **потери из-за хищений электроэнергии.** В российских энергосистемах главными причинами наличия коммерческих потерь традиционно являются недостаточный и недостоверный учет, хищения электроэнергии не только в коммунально-бытовом, но и в промышленном секторе. Кроме того, появилась мотивация к применению все более изощренных методов и средств хищений электроэнергии.

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – комплексная государственная организационно-техническая проблема, требующая совершенствования нормативно-правовой базы по учету электроэнергии, взаимодействию сетевых и сбытовых организаций.

Приоритетным путем снижения технических потерь электроэнергии являются оптимизация режимов и модернизация электрических сетей.

Стратегическое направление снижения коммерческих потерь электроэнергии – совершенствование систем учета, внедрение АСКУЭ и защита учета от несанкционированного доступа.

•

Установленная мощность электростанций

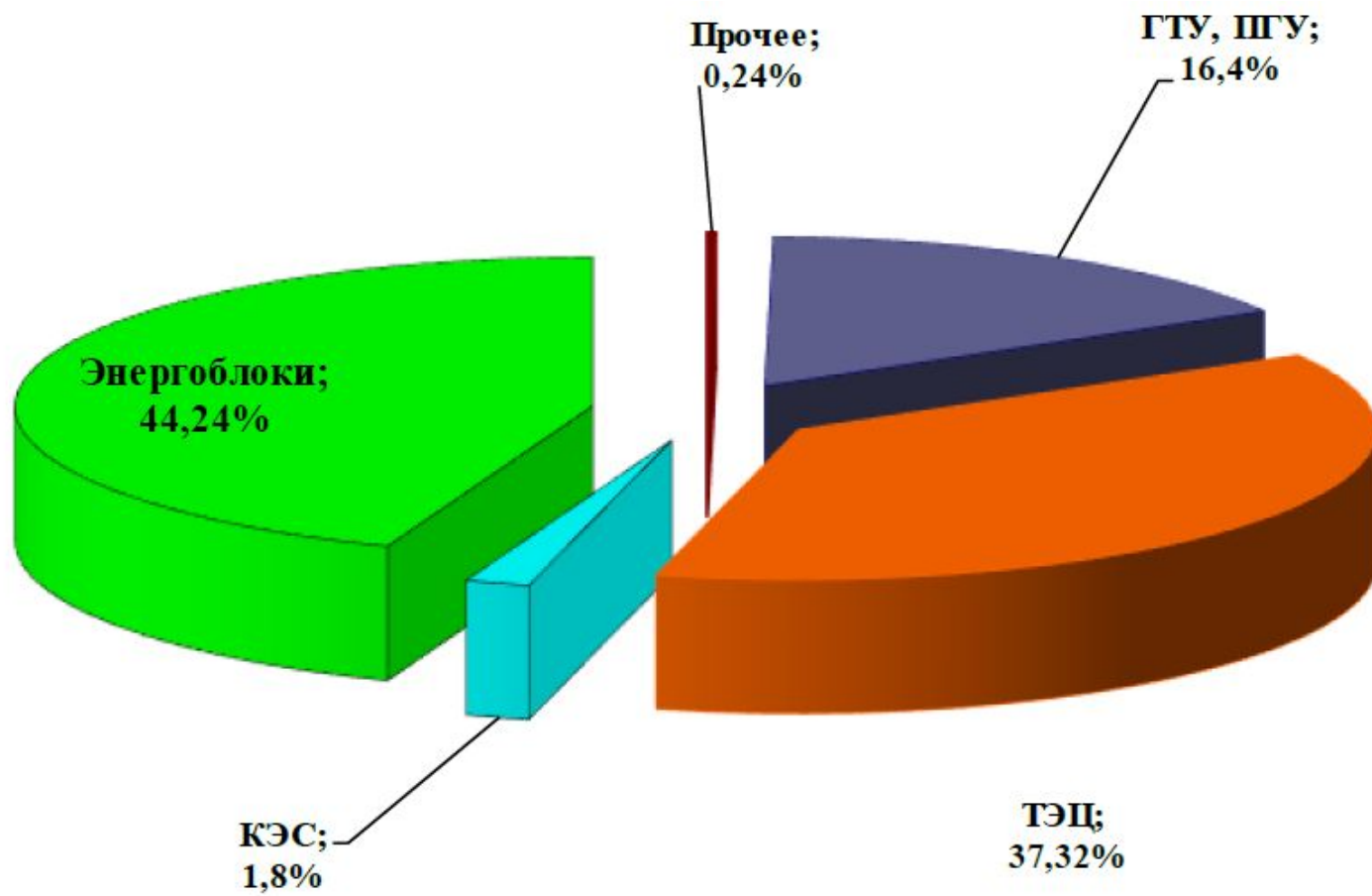
Основные показатели работы ОЭС и ЕЭС России в 2015 году

Показатель	Энергообъединения							
	ЕЭС России	в том числе:						
		ОЭС Центра	ОЭС Средней Волги	ОЭС Урала	ОЭС Северо- Запада	ОЭС Юга	ОЭС Сибири	ОЭС Востока
Установленная мощность на 01.01.2016, МВт	235305,56	53306,92	27040,22	50707,82	23142,97	20116,8	51808,33	9182,50
± к 01.01.2015, %	+1,2	+0,8	+0,4	+3,1	-0,6	-0,3	+1,7	+1,4
Располагаемая мощность эл.станций на годовой максимум потребления 2015 г., МВт	211918	52272	25153	47576	21989	19227	36880	8820
± к 2014 г., %	-0,7	+2,1	+3,7	+3,0	+1,6	+6,6	-5,0	-0,5
Нагрузка эл.станций на годовой максимум потребления 2015 г., МВт	149392	35775	16966	36113	15089	13188	27563	4698
± к 2014 г., %	-4,3	-11,1	-1,1	-3,9	-0,7	+10,4	-5,2	-5,0
Выработка ЭЭ, млрд. кВтч	1026,88	236,97	105,37	257,73	101,28	88,56	201,21	35,76
± к 2014 г., %	+0,2	-0,9	+0,3	-0,8	-1,2	+4,6	+1,5	+1,0
Потребление ЭЭ, млрд. кВтч	1008,25	231,77	104,26	258,29	90,30	87,88	203,53	32,22
± к 2014 г., %	-0,55	-0,5	-2,2	-0,9	-0,6	+1,3	-0,3	+1,3

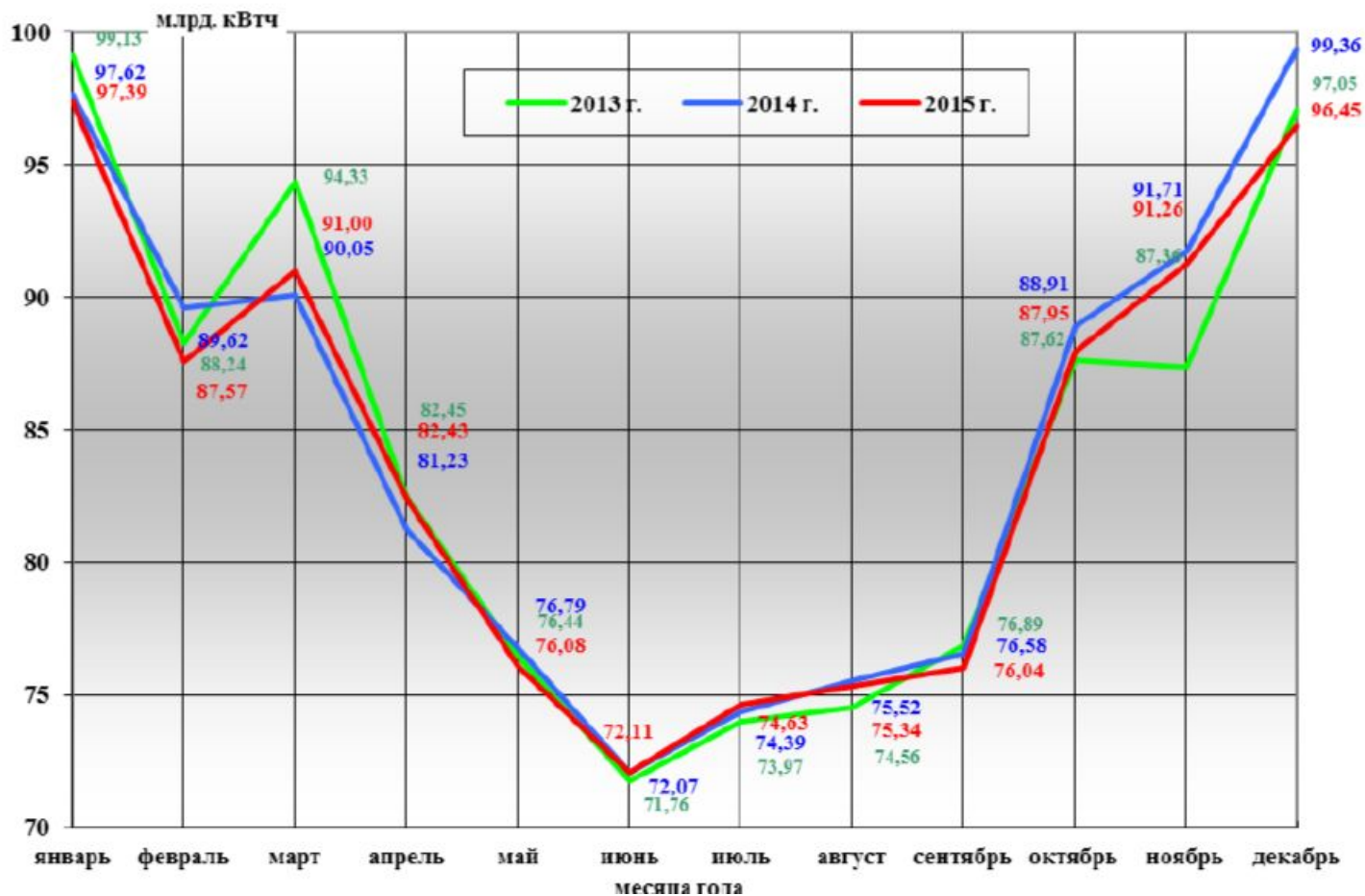
Коэффициенты использования установленной мощности электростанций

	2014 г.					2015 г.				
	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС
ЕЭС России	48,59	40,53	81,61	-	-	47,21	38,29	84,65	6,75	8,43
ОЭС Центра	41,94	19,03	84,03	-	-	38,07	18,09	89,10	-	-
ОЭС Средней Волги	39,10	35,41	85,10	-	-	36,30	34,84	93,46	-	-
ОЭС Урала	60,05	36,04	86,07	-	-	58,47	42,67	80,32	1,56	2,14
ОЭС Северо-Запада	41,94	44,64	70,82	-	-	38,84	49,04	73,31	4,31	-
ОЭС Юга	51,01	38,35	88,73	-	-	51,12	37,00	76,70	15,44	-
ОЭС Сибири	47,00	43,55	-	-	-	49,89	39,87	-	-	14,33
ОЭС Востока	45,63	42,70	-	-	-	50,91	34,56	-	-	-

Структура установленной мощности тепловых электростанций ЕЭС России в 2015 году



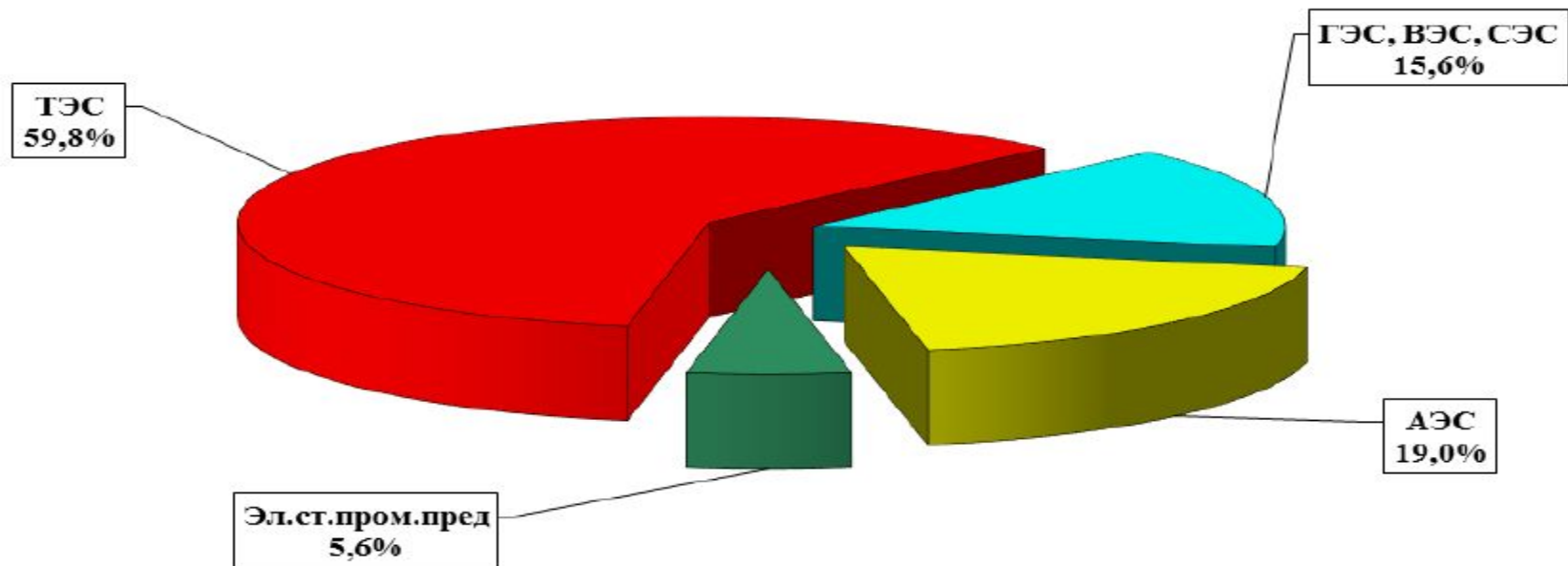
Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России в 2013 – 2015 гг.



Структура выработки электроэнергии по типам электростанций в 2015 году

В 2015 году выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России, включая производство электроэнергии на электростанциях промышленных предприятий, составила 1 026 877,2 млн. кВтч (увеличение к объему производства электроэнергии в 2014 году составило 0,2%), в том числе производство электроэнергии на тепловых, гидро- и атомных электростанциях составило:

ТЭС – 671 438,8 млн. кВтч (снижение производства на 0,9%);
ГЭС – 160 170,5 млн. кВтч (снижение производства на 4,1%);
АЭС – 195 254,5 млн. кВтч (увеличение производства на 8,2%).



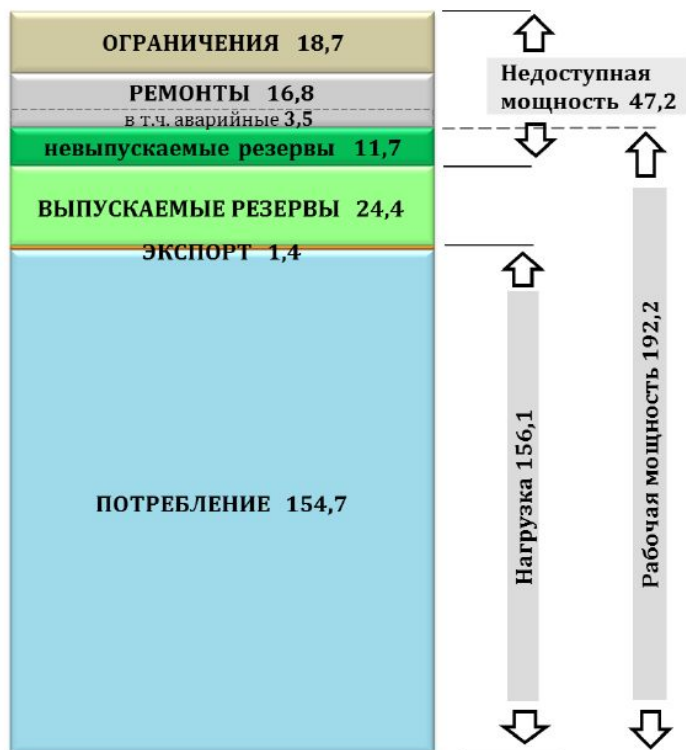
Баланс электрической энергии по ЕЭС России за 2014 и 2015 годы.

Показатель	2014 год, млн. кВтч	2015 год	
		млн. кВтч	2015/2014 г., %
Выработка электроэнергии, всего	1 024 943,4	1 026 877,2	100,19
в т.ч.: ТЭС	621 123,0	614 126,7	98,87
ГЭС	167 063,1	160 170,5	95,87
АЭС	180 255,2	194 997,9	108,18
ВЭС	-	6,1	
СЭС	-	7,3	
Электростанции промышленных предприятий	56 502,1	57 568,7	101,89
в т.ч.: ТЭС	56 212,9	57 312,1	101,96
ГЭС	15,5	0,0	
АЭС	273,7	256,6	93,75
Потребление электроэнергии	1 013 858,2	1 008 250,8	99,45
Сальдо перетоков электроэнергии «+» – прием, «-» – выдача	-11 085,2	-18 626,4	

Баланс мощности в часы зимнего максимума 2 2014 и 2015 гг.

31.01.2014

Руст = 226,5



26.01.2015

Руст = 232,4

