



Минэнерго России	
№:	333
Дата:	15.07.2010
Кол. листов:	263



**Министерство энергетики
Российской Федерации**
(Минэнерго России)



МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

НЕ НУЖДАЕТСЯ

В ГОСУДАРСТВЕННОЙ РЕГИСТРАЦИИ

письмо Минюста России № 01/14284-Р/В
от 17 августа 2010г.

П Р И К А З

15 июля 2010г

№ 333

Москва

**Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической
системы России на 2010-2016 годы**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 43, ст. 5073) и пунктом 4.4.1. Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 22, ст. 2577; № 42, ст. 4825; № 46, ст. 5337; 2009, № 3, ст. 378; № 6; ст. 738; № 33, ст. 4088; № 52 (ч.2), ст. 6586; № 9, ст. 960; № 26, ст. 3350), п р и к а з ы в а ю:

Утвердить прилагаемую схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2010 - 2016 годы.

Врио Министра



С.И. Кудряшов

УТВЕРЖДЕНА
приказом Минэнерго России
от «15» 07 2010 г. № 333

Схема и программа развития Единой энергетической системы России

I. Основные цели и задачи

Схема и программа развития Единой энергетической системы (далее - ЕЭС) России на период 2010–2016 годы (далее – схема и программа) разработаны в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах развития электроэнергетики»¹.

Основной целью схемы и программы является содействие развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, а также обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность.

Основными задачами схемы и программы являются обеспечение надежного функционирования ЕЭС России в долгосрочной перспективе, скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей и информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии и инвесторов.

¹ Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 43, ст. 5073

II. Прогноз спроса на электрическую энергию по единой энергетической системе России и территориям субъектов российской федерации на 2010–2016 годы

Прогноз потребления электрической энергии основывается на: макроэкономических показателях Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17.11.2008 №1662-р², Экономической стратегии России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 №1715-р³; Сценарных условиях функционирования экономики Российской Федерации; основных параметрах социально-экономического развития Российской Федерации на 2010 год и плановый период на 2011-2012 годы, представленных Минэкономразвития России и одобренных Правительством Российской Федерации в июле 2009 г.; Инвестиционной программе ОАО «ФСК ЕЭС» на 2010-2012 годы.

Объем потребления электрической энергии по ЕЭС России в 2009 году составил 942,8 млрд.кВт.ч, в 2008 году 989,7 млрд.кВт.ч. (снижение в 2009 году на 4,7%). Снижение потребления электрической энергии связано с влиянием экономического кризиса, повлекшего спад промышленного производства.

В числе регионов и объединенных энергетических системах (далее - ОЭС), в которых экономический кризис привел к резкому снижению спроса на электрическую энергию, выделяются центры с производством:

- металлургической продукции в ОЭС Центра (Липецкая, Вологодская области), ОЭС Урала (Свердловская, Челябинская, Оренбургская области), ОЭС Сибири (Кемеровская область), ОЭС Северо-Запада (Республика Карелия), ОЭС Юга (Волгоградская область);
- химической продукции в ОЭС Средней Волги (Нижегородская, Саратовская, Самарская области, Республика Татарстан, Чувашская Республика - Чувашия), ОЭС Урала (Пермская, Кировская области, Республика Башкортостан), ОЭС Юга (Волгоградская область);
- продукции машиностроения и оборонно-промышленного комплекса (далее - ОПК) в ОЭС Центра, Средней Волги, Северо-Запада, Урала, Сибири;
- строительных материалов.

В числе регионов, характеризующихся в 2009 году приростом спроса на электрическую энергию, выделяются Амурская область (рост добычи золота и строительство объектов нефтепроводной системы «Восточная Сибирь - Тихий океан» (далее - ВСТО), Забайкальский край (добыча золота, урана), Краснодарский край (развитие инфраструктурных объектов и производство пищевых продуктов), республики Северного Кавказа, Калужская область (развитие промышленного производства).

² Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 47, ст. 5489.

³ Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 48, ст. 5836

Регионы, где снижение спроса на электрическую энергию ниже среднероссийских показателей: Москва, Московская область, Санкт-Петербург, Ленинградская область (регионы с развитой транспортной системой, ориентированные на производство высокотехнологичной продукции); Калининградская область (регион с интенсивным развитием промышленного производства); Ставропольский край (регион с высокой долей производства сельскохозяйственной продукции (15% в ОЭС Юга и 3,5% в общероссийском производстве); Тюменская область (регион с высокой долей производства валового регионального продукта (далее - ВРП) (10% общероссийского производства); Приморский край (регион со строительством объектов к саммиту Азиатско-Тихоокеанское экономическое сотрудничество (далее - АТЭС), нефтеналивного порта в конечной точке нефтепроводной системы ВСТО (район Находки).

Сформированный прогноз потребления электрической энергии на 2010–2016 годы по ЕЭС России представлен на рисунке 1.1.

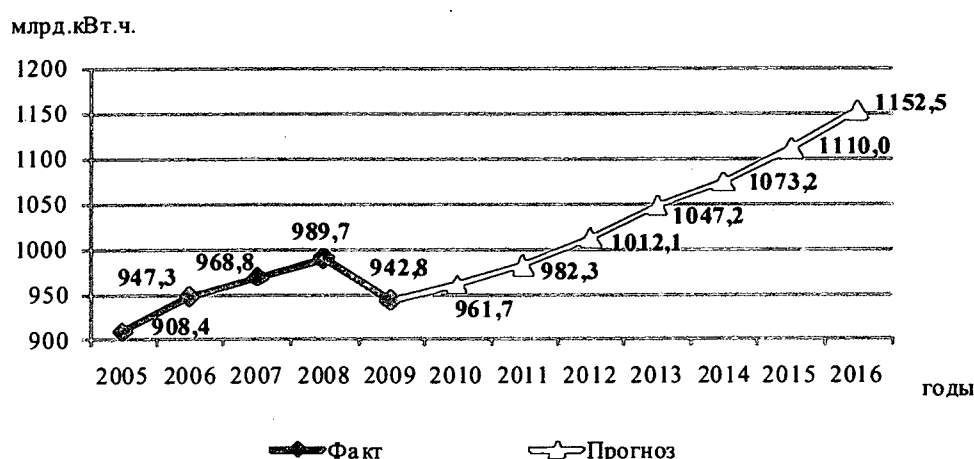


Рисунок 1.1. Прогноз потребления электрической энергии по ЕЭС России 2010-2016 годы

Прогноз спроса на электрическую энергию по территориям субъектов Российской Федерации сформирован исходя из отчётных статистических данных о потреблении электрической энергии с учетом достижения докризисных показателей, планируемых вводов крупных потребителей, расширения производства действующих объектов. Оценка дополнительной потребности в электрической энергии проведена на основе заявок и подписанных договоров на технологическое присоединение потребителей, предоставленных ОАО «ФСК ЕЭС», а также информации органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации об инвестиционных проектах и возможностях их реализации.

Прогнозируемое изменение потребления электрической энергии по ОЭС представлено в таблице 1.1, по территориям субъектов Российской Федерации - в Приложении 1.

Региональное развитие до 2012 года определяется уровнем спада производства, и экономическим ростом. Достижение докризисных показателей спроса на электрическую энергию по ОЭС ожидается в 2010 году в ОЭС

Востока, в 2011 году в ОЭС Северо-Запада, Центра, Юга, Сибири, в 2012 году в ОЭС Урала, в 2013 году в ОЭС Средней Волги.

В связи с развитием инфраструктурных объектов и созданием новых предприятий обрабатывающей промышленности период 2013-2016 годы характеризуется большим приростом спроса на электрическую энергию в ОЭС Сибири, ОЭС Востока, ОЭС Юга.

Крупными потребителями электрической энергии являются:

- в ОЭС Сибири: Тайшетский и Богучанский алюминиевые заводы, сталеплавильный завод в городе Черемхово, производство ферросплавов в Красноярском крае и Кемеровской области, Богучанский лесопромышленный комплекс, завод по выпуску волокнистых полуфабрикатов в Томской области, разработка Элегестинского месторождения коксующихся углей в Республике Тыва, а также объекты особой экономической зоны в Алтайском крае; объекты особой экономической зоны в Томской области;

- в ОЭС Востока: 2-ая очередь нефтепровода Восточная Сибирь Тихий Океан со строительством нефтеперекачивающей станции в Амурской области, Хабаровском, Приморском краях и нефтеперерабатывающего завода (далее – НПЗ) в районе Находки (объем переработки - 20 млн.т нефти), горно-металлургические предприятия Приамурья на базе железорудных месторождений Гаринское, Кимканское, Сутарское, порт Ванино, Советская Гавань, объекты АТЭС;

- в ОЭС Юга: олимпийские объекты и обрабатывающие производства на базе использования высокого природно-рекреационного потенциала региона, модернизации сельского хозяйства и пищевой промышленности, объекты Туапсинского НПЗ, нефтяные терминалы нефтепроводной системы Каспийского трубопроводного консорциума, морские порты.

На территориях, входящих в ОЭС Центра, Северо-Запада, Урала, Средней Волги, традиционно высокими темпами прироста потребления электрической энергии характеризуются промышленные центры с обрабатывающими производствами и районы по добыче и переработке сырьевых ресурсов, обеспечивающие приток населения и инвестиций (Москва и Московская обл., Санкт-Петербург и Ленинградская область, Калужская, Нижегородская, Саратовская область, Республика Татарстан, Тюменская область).

Рост потребления электрической энергии в ОЭС Центра определяется расширением зоны экономического роста за пределы Москвы с формированием единой системы транспортных коммуникаций и развитием научно-инновационных центров в городах Дубна, Черноголовка, Зеленоград, Троицк, Протвино, Королев, Обнинск. К крупным промышленным потребителям относятся научно-производственный электрометаллургический завод и предприятия автомобильной промышленности в Калужской области, металлургические предприятия: ОАО «Новолипецкий металлургический комбинат», ОАО «Оскольский металлургический комбинат», ОАО «Михайловский ГОК».

Таблица 1.1. Прогноз потребления электрической энергии по ЕЭС России, млрд кВт·ч.

	Факт	Ср.год. прирос т, %	Факт	Прогноз							Ср.год. прирос т, %
	2008 г.	2006 - 2008 годы	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2010 - 2016 годы
ЕЭС России	989,69 1		942,8 2	961,6 6	982,3 1	1012,0 9	1047,1 8	1073,2 3	1109,9 6	1152,5 4	
годовой темп прироста, %	2,10	1,50	-4,74	2,00	2,15	3,03	3,47	2,49	3,42	3,84	2,91
ОЭС Центра	220,51 4		211,7 1	216,5 7	220,4 2	224,80	230,66	236,64	246,73	257,80	
годовой темп прироста, %	1,27	2,65	-3,99	2,30	1,77	1,99	2,61	2,59	4,26	4,49	2,86
Средней Волги	108,03 0		99,34	101,0 7	103,8 5	107,41	110,71	113,42	117,61	122,30	
годовой темп прироста, %	0,79	2,18	-8,04	1,74	2,75	3,43	3,07	2,45	3,69	3,99	3,02
Урала	250,98 1		236,2 1	241,0 9	244,2 6	250,82	254,98	258,94	268,52	278,94	
годовой темп прироста, %	0,91	3,23	-5,89	2,07	1,31	2,69	1,66	1,55	3,70	3,88	2,41
Северо-Запада	91,302		88,29	90,19	92,33	93,91	95,75	96,70	100,09	105,40	
годовой темп прироста, %	2,25	2,92	-3,30	2,15	2,37	1,71	1,96	0,99	3,49	5,31	2,57
Юга	80,985		78,10	79,72	81,86	86,14	90,69	93,23	96,10	99,59	

годовой темп прироста, %	3,19	3,30	-3,56	2,07	2,68	5,23	5,28	2,80	3,08	3,63	3,54
Сибири	209,25 1		200,9 2	204,1 6	210,0 3	218,37	232,82	241,80	246,93	252,64	
годовой темп прироста, %	4,70	3,11	-3,98	1,61	2,88	3,97	6,62	3,86	2,12	2,31	3,33
Востока	28,628		28,25	28,86	29,56	30,64	31,57	32,50	33,98	35,87	
годовой темп прироста, %	3,93	1,88	-1,32	2,16	2,43	3,65	3,04	2,95	4,55	5,56	3,47

Примечание: показатели потребления электрической энергии приведены.

В ОЭС Северо-Запада город Санкт-Петербург и Ленинградская область остаются основным экономическим и инновационным потенциалом. Рост потребления электрической энергии определяется увеличением объемов транспортных услуг (реконструкция и сооружение специализированных терминалов в портах Усть-Луга, Высоцк, Приморск, Выборг), выпуском высокотехнологичной продукции автомобилестроения (заводы «Ниссан» и «Дженерал Мотор», завод по производству автокомпонентов во Всеволожске), развитием транспортного машиностроения (Тихвинский вагоностроительный завод), нефтепереработки (Киришский НПЗ - 2-ая очередь), выпуском проката (Ижорский трубный завод). Рост спроса на электрическую энергию северных территорий (Архангельская, Мурманская области, Республика Коми) определяется увеличением добычи полезных ископаемых и переходом к глубокой переработке сырья, модернизация производства медно-никелевого концентрата и увеличение выпуска никеля на предприятиях Кольской горно-металлургической компании, освоение Штокмановского газоконденсатного месторождения и строительство портового комплекса и завода сжиженного природного газа (поселок Териберка), рост добычи нефти на территории Тимано-Печорской нефтегазовой провинции, объемов и глубины переработки нефти (Ухтинский НПЗ, комплекс глубокой переработки нефти и газа на ООО «Енисей»).

В ОЭС Урала прирост спроса на электрическую энергию определяется поддержанием уровня добычи нефти с использованием новых технологий, развитием нефтегазохимических производств (Ново-Уренгойский газохимический комплекс, Тобольскнефтехим), освоением природных ресурсов. На Тюменскую область приходится 35% от суммарного прироста потребления электрической энергии ОЭС Урала за период 2010-2016 годы. Черная металлургия остается основным потребителем электрической энергии Урала (модернизация и расширение существующих предприятий с использованием энергоэффективных технологий).

Рост потребления электрической энергии в ОЭС Средней Волги определяется модернизацией и строительством предприятий нефтегазохимического комплекса (в Республике Татарстан (г.Нижнекамск) – НПЗ и нефтехимический завод, Индустриальный парк «Камские поляны», Нижегородской области (промзона Кстовского района) - комплекс по производству поливинилхлорида, металлургическое производства (ОАО «Выксунский металлургический завод», литейно-прокатный комплекс ОАО «ОМК-Сталь»); в Самарской, Ульяновской областях - развитием машиностроения, модернизация производств компонентной базы и создание новых сборочных производств (ОАО «АвтоВАЗ», ОАО «КамАЗ», ОАО «АвтоГАЗ»), производство авиационных двигателей нового поколения, грузовых и пассажирских самолетов.

Соотношение потребления электрической энергии по ОЭС к ЕЭС в 2009 и 2016 годах характеризуется увеличением доли ОЭС Юга, ОЭС Средней Волги, ОЭС Сибири, ОЭС Востока при снижении доли ОЭС Урала, ОЭС Северо-Запада, ОЭС Центра (рис.1.2).

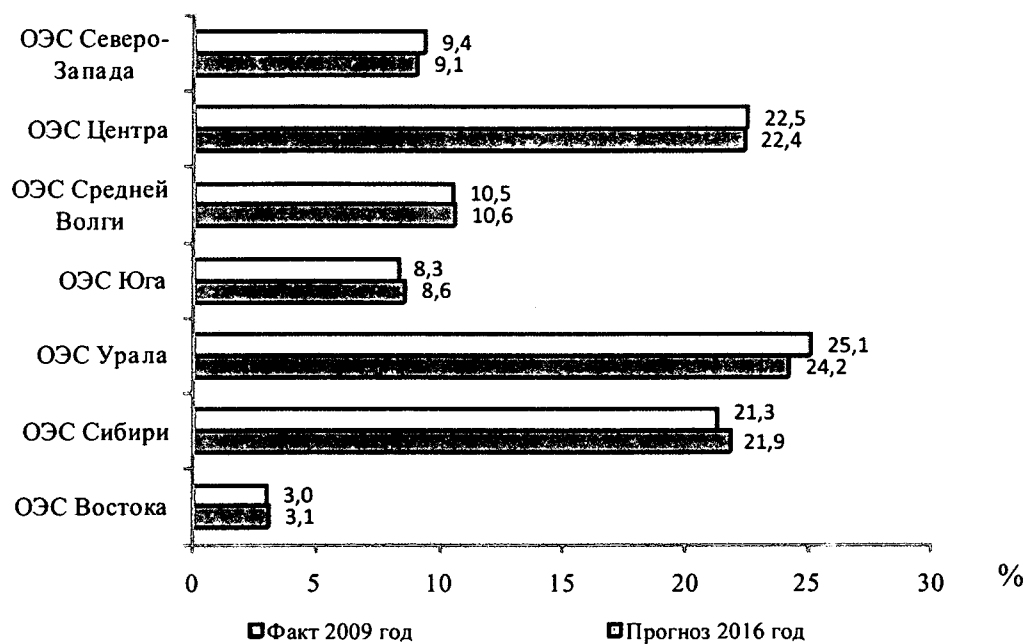


Рисунок 1.2. Соотношение потребления электрической энергии

III. Прогноз максимальных электрических нагрузок единой энергетической системы России, объединенных энергетических систем и по территориям субъектов российской федерации на 2010–2016 годы

ЕЭС России

В таблице 2.1. представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ЕЭС России на 2010–2016 годы. Значения основных показателей режимов потребления электрической энергии на перспективу определены для среднесезонных значений температур наружного воздуха.

Таблица 2.1. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ЕЭС России

Наименование	Ед. измер.	Факт		Прогноз						
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Э год	млрд кВт·ч	987,1	940,2	959,1	979,7	1009,1	1043,7	1069,0	1105,8	1148,3
Р _{мах} собств.	млн кВт	149,2	150,0	150,6	153,3	157,1	161,8	165,2	170,0	176,2
Р _{мах} собств.*	млн кВт	150,2	150,9	151,5	154,2	158,1	162,8	166,3	171,1	177,3
Т _{мах} год.	час/год	6620	6268	6370	6390	6425	6450	6470	6505	6520
Т _{мах} год.*	час/год	6570	6230	6330	6355	6383	6412	6430	6465	6475

*) С учетом совмещенного максимума потребления электрической энергии ОЭС Востока

Таблица 2.2. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ЕЭС России без учета ОЭС Востока

Наименование	Ед. измер.	Факт		Прогноз						
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Э год	млрд кВт·ч	958,5	912,0	930,2	950,2	978,5	1012,2	1036,5	1071,8	1112,5
Р _{мах} собств.	млн кВт	145,2	145,9	146,4	149,0	152,7	157,2	160,5	165,1	171,0
Т _{мах} год.	час/год	6600	6253	6355	6380	6410	6440	6455	6490	6505

В таблицах 2.1 и 2.2 спрос на электрическую энергию представлен без учета потребления электрической энергии на заряд действующих и перспективных гидро-аккумулирующих электрических станций (ГАЭС).

По данным таблицы 2.1 максимальная электрическая нагрузка ЕЭС России на 2016 год прогнозируется на уровне 176,2 млн кВт, что соответствует среднегодовым темпам прироста нагрузки за период 2010-2016 годы 2,3 %.

На рисунке 2.1 представлен график изменения основных показателей режимов потребления электрической энергии для спроса на электрическую энергию.

Число часов использования ($T_{\max}$ год.) максимальной нагрузки ЕЭС России на конец периода может составить до 6520 часов, что соответствует его среднему значению.

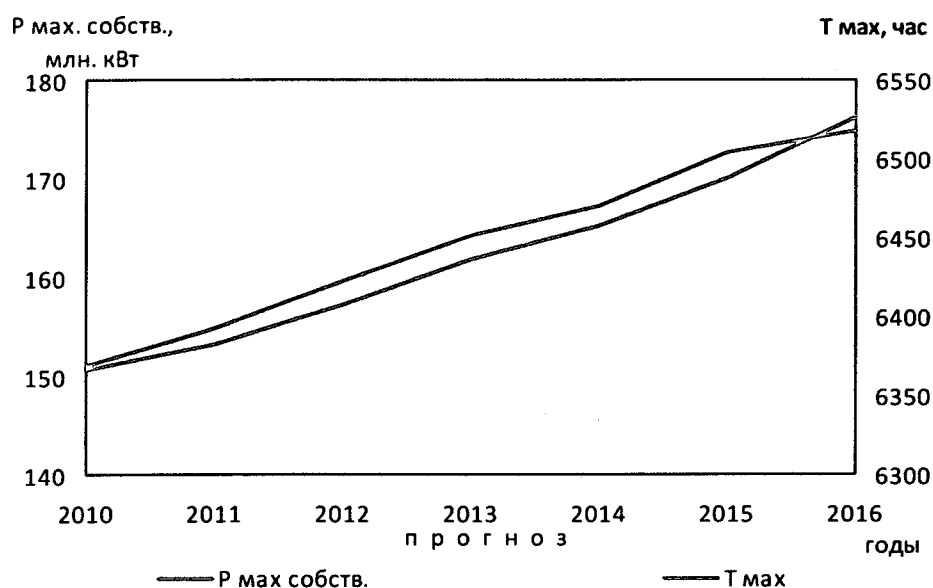


Рисунок 2.1. Прогнозные максимальные электрические нагрузки ЕЭС России и числа часов их использования

Далее представлены характеристики перспективных режимов потребления электрической энергии по ОЭС.

С учетом основных тенденций изменения режимов потребления электрической энергии, выявленных на основе ретроспективного анализа, заявок потребителей и технических условий на технологическое присоединение, представленных ОАО «ФСК ЕЭС», сформированы перспективные режимы потребления электрической энергии по ОЭС.

ОЭС Северо-Запада

Доля ОЭС Северо-Запада в общем потреблении мощности ЕЭС России составит 9,8 % в 2010 году и 9,5 % в 2016 году.. К 2010. собственный максимум электрической нагрузки составит 15,0 млн. кВт, к 2016 г. — 17,2 млн кВт. Среднегодовой прирост максимумов нагрузки за 2010–2016 годы прогнозируется на уровне 2,5 %.

В таблице 2.3 приведены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада.

Таблица 2.3. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада

Наименование	Ед. измер.	Факт		Прогноз						
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Э год	млрд кВт•ч	91,3	88,3	90,2	92,3	93,9	95,7	96,7	100,1	105,4
P макс. собств.	млн кВт	13,7	14,5	15,0	15,2	15,5	15,7	15,9	16,4	17,2
T макс. год.	час/год	6640	6090	6025	6080	6075	6085	6090	6115	6135
P макс. совм.	млн кВт	13,4	14,3	14,8	14,9	15,2	15,4	15,6	16,0	16,8
T макс. сов.	час/год	6790	6175	6095	6175	6200	6210	6215	6240	6260

Число часов использования максимума нагрузки ОЭС Северо-Запада к 2016 прогнозируется на уровне 6135 часов. По сравнению с 2010 число часов использования максимума нагрузки ОЭС Северо-Запада уменьшится и стабилизируется на значениях, более характерных для данной энергосистемы.

Изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Северо-Запада и числа часов их использования представлено на рисунке 2.2.

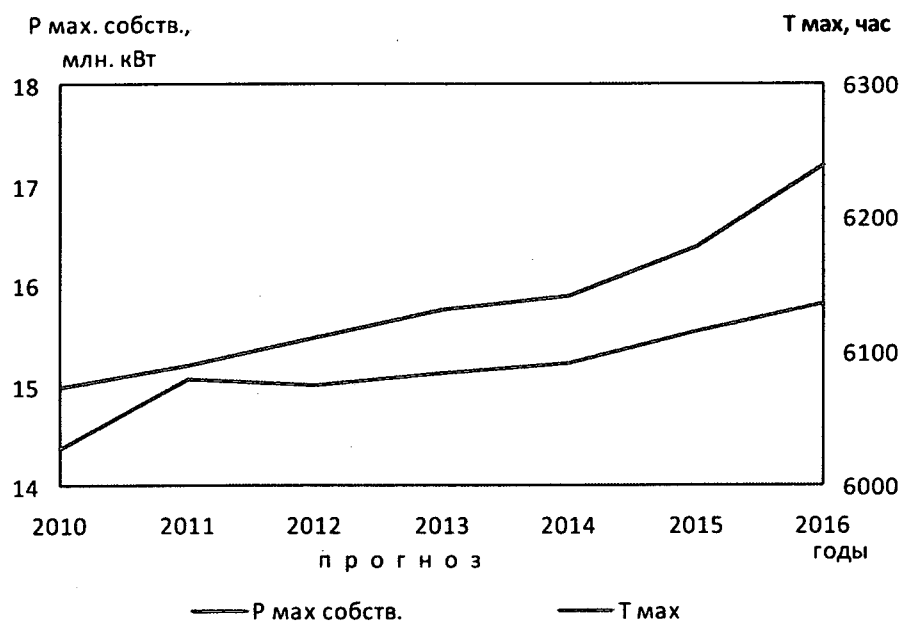


Рисунок 2.2. Прогнозные максимальные электрические нагрузки ОЭС Северо-Запада и числа часов их использования

ОЭС Центра

Доля ОЭС Центра в общем потреблении мощности ЕЭС России составит 24,5 % в 2010 году, 24,1 % в 2016 году. К 2010 году собственный максимум электрической нагрузки составит 37,1 млн кВт, к 2016 — 42,8 млн кВт. Среднегодовой прирост максимумов нагрузки за 2010–2016 годы прогнозируется на уровне 2,1 %.

В таблице 2.4 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ОЭС Центра.

Таблица 2.4. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Центра

Наименование	Ед. измер.	Факт		Прогноз						
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Э год	млрд кВт·ч	217,9	209,1	214,0	217,8	221,8	227,4	232,7	242,8	253,9
Р макс. собств.	млн кВт	36,0	36,9	37,1	37,5	38,0	38,8	39,6	41,0	42,8
Т макс. год.	час/год	6050	5665	5765	5810	5835	5860	5870	5920	5935
Р макс. совм.	млн кВт	35,7	36,8	37,12	37,50	38,02	38,79	39,63	41,01	42,77
Т макс. сов.	час/год	6110	5680	5765	5810	5835	5860	5870	5920	5935

Спрос на электрическую энергию в таблице 2.4 представлен без учета потребления электрической энергии на заряд действующей Загорской ГАЭС и Загорской ГАЭС-2, ввод первой очереди которой предусмотрен в 2012 году.

Числа часов использования максимума нагрузки на перспективу будут достаточно стабильны и прогнозируются на уровне 5935 часов.

На рисунке 2.3 приведено изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Центра и чисел часов их использования на период 2010–2016 годы

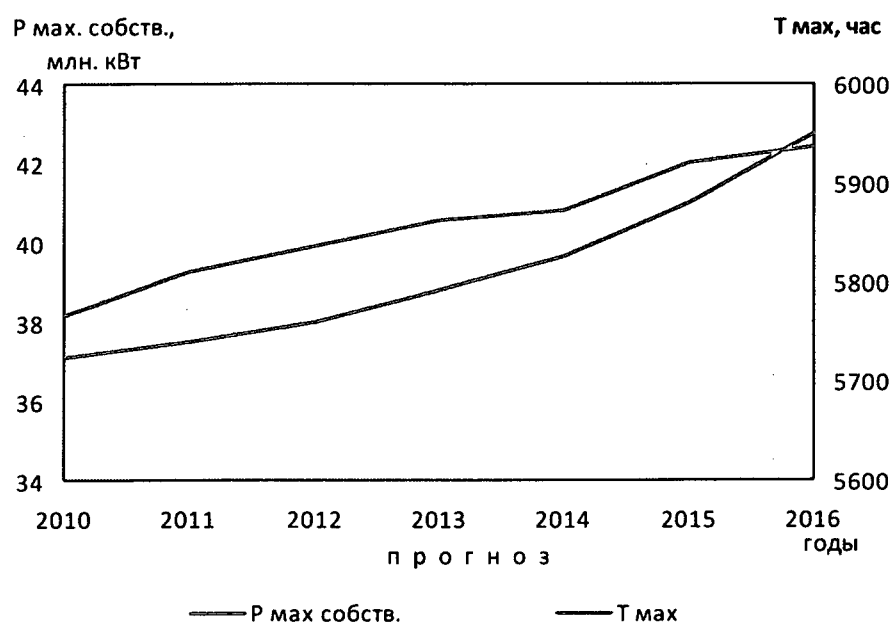


Рисунок 2.3. Прогнозные максимальные электрические нагрузки ОЭС Центра и числа часов их использования

ОЭС Средней Волги

Доля ОЭС Средней Волги в общем потреблении мощности ЕЭС России составит 11,0 % в 2010 году и останется на указанном уровне в 2016 году. К 2010 году собственный максимум электрической нагрузки составит 17,4 млн кВт, к 2016 году 19,8 млн кВт. Среднегодовой прирост максимумов нагрузки за 2010–2016 годы прогнозируется на уровне 1,9 %.

В таблице 2.5 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Средней Волги.

Таблица 2.5. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Средней Волги

Наименование	Ед. измер.	Факт		Прогноз						
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Э год	млрд кВт·ч	108,0	99,3	101,1	103,8	107,4	110,7	113,4	117,6	122,3
Р макс. собств.	млн кВт	17,6	17,4	17,0	17,3	17,7	18,2	18,5	19,1	19,8
Т макс. год.	час/год	6125	5705	5955	6010	6060	6095	6130	6160	6175
Р макс. совм.	млн кВт	17,6	17,4	16,7	17,0	17,5	17,9	18,2	18,8	19,5
Т макс. сов.	час/год	6155	5705	6060	6100	6150	6190	6220	6255	6270

Число часов использования максимальной нагрузки ожидается на уровне 5955 часов в 2010 году и 6 175 часов в 2016 году.

На рисунке 2.4 приведено изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Средней Волги и чисел часов их использования на период 2010–2016 годы

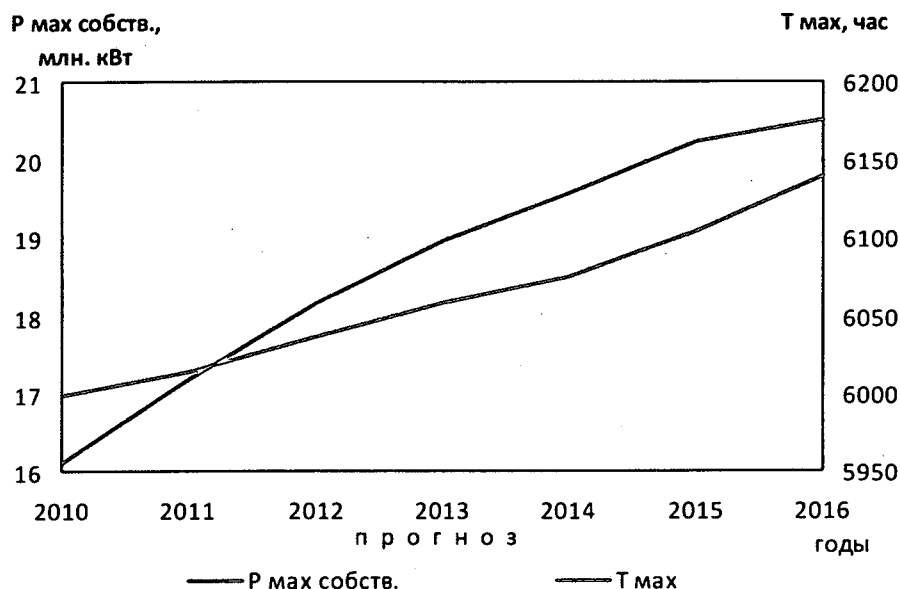


Рисунок 2.4. Прогнозные максимальные электрические нагрузки ОЭС Средней Волги и числа часов их использования

ОЭС Юга

Доля ОЭС Юга в 2010 году составит порядка 8,8 % по потреблению мощности от общей максимальной нагрузки ЕЭС России. К 2016 г. доля энергосистемы в максимуме ЕЭС России увеличится до 9,1 %. К 2010 году собственный максимум электрической нагрузки прогнозируется на уровне 13,7 млн кВт, к 2016 году — 16,5 млн кВт. Среднегодовой прирост максимумов нагрузки за 2010–2016 годы прогнозируется на уровне 3,2 %.

В таблице 2.6 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ОЭС Юга.

Таблица 2.6. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Юга

Наименование	Ед. измер.	Факт		Прогноз						
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Э год	млрд кВт·ч	81,0	78,1	79,7	81,9	86,1	90,5	93,0	95,8	99,3
P max собств.	млн кВт	13,9	13,3	13,7	14,0	14,7	15,3	15,7	16,1	16,5
T max год.	час/год	5835	5870	5825	5850	5875	5910	5930	5965	6020
P max совм.	млн кВт	13,7	12,9	13,3	13,7	14,4	15,0	15,4	15,7	16,2
T max сов.	час/год	5890	6055	6005	5970	5995	6030	6050	6085	6145

Спрос на электрическую энергию в таблице 2.6 представлен без учета потребления электрической энергии на заряд Зеленчукской ГАЭС, ввод которой предусмотрен в 2013 году.

Число часов использования максимальной нагрузки к 2016 году будет составлять около 6020 часов.

На рисунке 2.5 представлено изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Юга и чисел часов их использования на период 2010–2016 годы

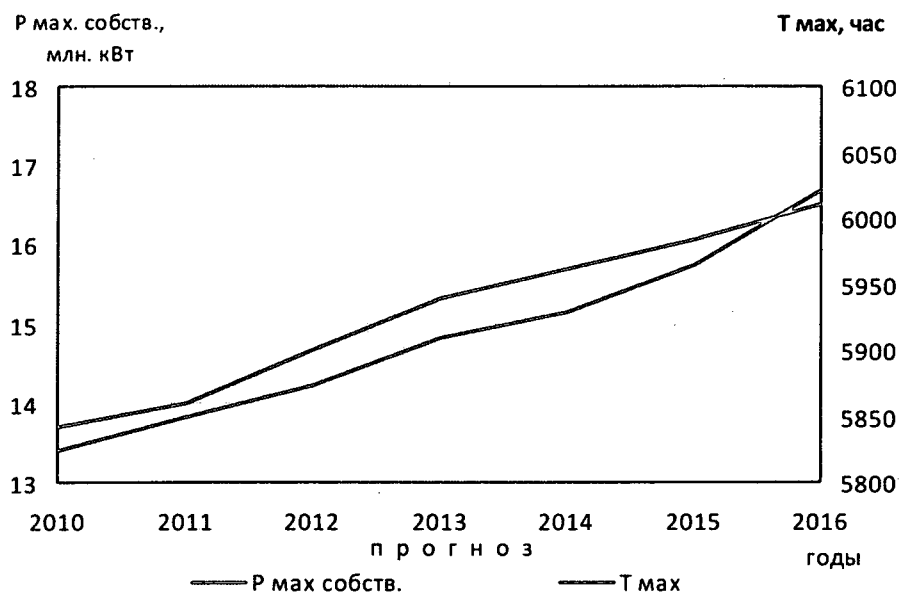


Рисунок 2.5. Прогнозные максимальные электрические нагрузки ОЭС Юга и числа часов их использования

ОЭС Урала

Доля ОЭС Урала в общем потреблении мощности ЕЭС России составит 22,8 % в 2010 году и 22,1% в 2016 году. Собственный максимум электрической нагрузки к 2010 году прогнозируется на уровне 35,6 млн кВт, к 2016 году — на уровне 40,1 млн кВт. Среднегодовой прирост максимумов нагрузки за 2010–2016 годы прогнозируется на уровне 1,7 %.

В таблице 2.7 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Урала.

Таблица 2.7. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Урала

Наименование	Ед. измер.	Факт		Прогноз						
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Э год	млрд кВт·ч	251,0	236,2	241,1	244,3	250,8	255,0	258,9	268,5	278,9
P_max собств.	млн кВт	35,9	35,6	35,3	35,7	36,6	37,0	37,5	38,6	40,1

Т макс год.	час/год	699 5	663 5	6835	6840	6860	688 5	6905	6950	6960
Р макс совм.	млн кВт т	35, 0	35, 2	34,6	35,0	35,8	36, 3	36,8	37,9	39,3
Т макс сов.	час/год	716 5	671 0	6975	6980	7000	702 5	7045	7095	7105

За счет высокого средневзвешенного значения числа часов использования промышленного максимума нагрузки (6 800÷7 000) ОЭС Урала и в перспективе будет характеризоваться самым высоким числом часов использования максимума нагрузки – около 6 960 часов.

На рисунке 2.6 представлено изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Урала и чисел часов их использования на период 2010 – 2016 годы

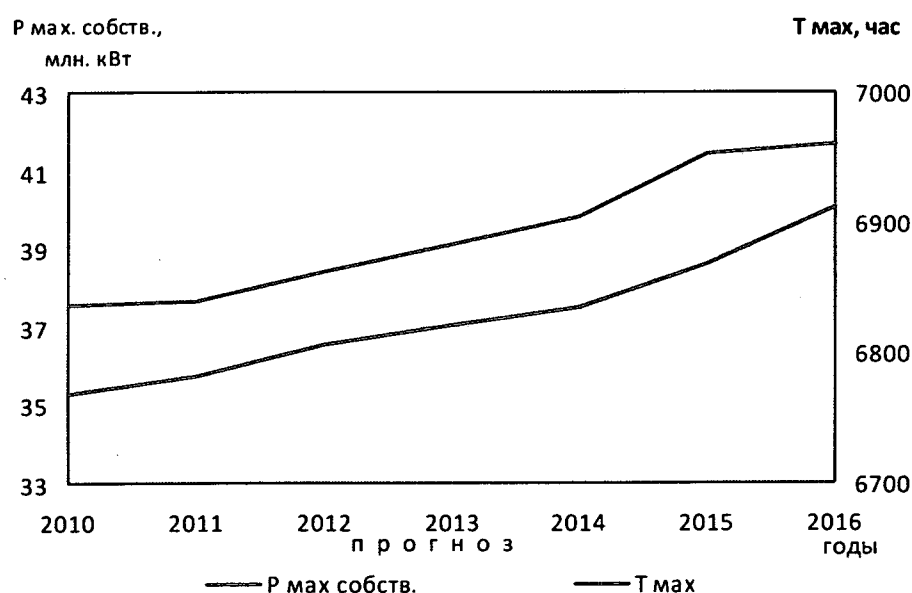


Рисунок 2.6. Прогнозные максимальные электрические нагрузки ОЭС Урала и числа часов их использования

ОЭС Сибири

Доля ОЭС Сибири в общем потреблении мощности ЕЭС России составит 19,8% в 2010 году и 20,6% в 2016 году. Собственный максимум электрической нагрузки к 2010 году прогнозируется на уровне 31,5 млн Вт, к 2016 году на уровне 38,2 млн Вт. Среднегодовой прирост максимумов нагрузки за 2010–2016 годы прогнозируется на уровне 3%.

В таблице 2.8 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Сибири.

Таблица 2.8. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Сибири

Наименование	Ед. измер.	Факт		Прогноз						
		200	200	2010	201	2012	2013	2014	2015	2016

		8 г.	9 г.	г.	1г.	г.	г.	г.	г.	г.
Э год	млрд к Вт•ч	209 ,3	200 ,9	204, 2	210, 0	218, 4	232, 8	241, 8	246, 9	252, 6
Р мах собств.	млн кВт	31, 7	31, 1	31,5	32,2	33,3	35,4	36,6	37,3	38,2
Т мах год.	час/год	660 0	646 0	6490	651 5	6550	6580	6600	6615	6615
Р мах совм.	млн кВт	29, 7	29, 2	29,9	30,8	31,8	33,8	35,0	35,7	36,5
Т мах сов.	час/год	703 5	688 0	6820	682 0	6860	6890	6910	6925	6930

Число часов использования максимальной нагрузки к 2016 году составит 6615 часов.

На рисунке 2.7 представлено изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Сибири и чисел часов их использования на период 2010 – 2016 годы

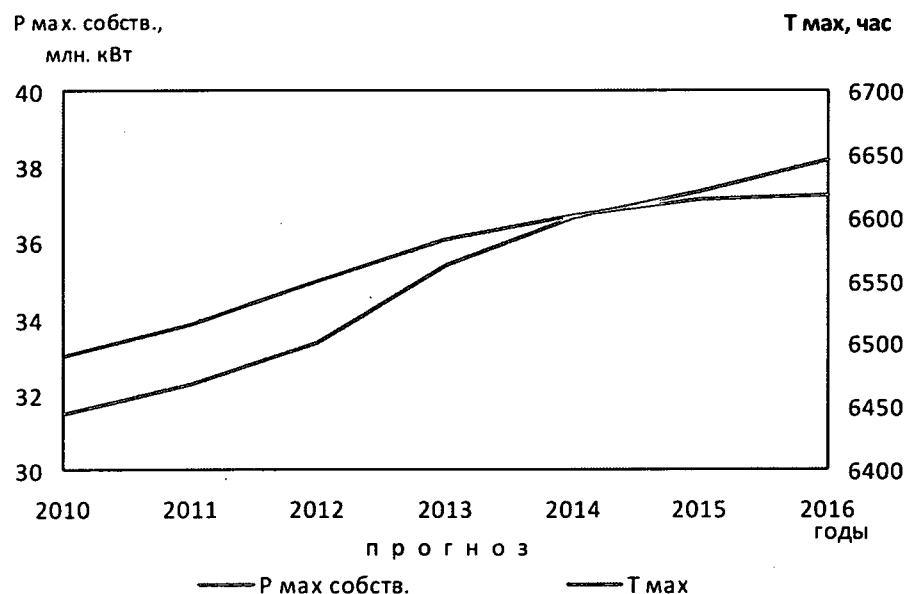


Рисунок 2.7. Прогнозные максимальные электрические нагрузки ОЭС Сибири и числа часов их использования

ОЭС Востока

Доля ОЭС Востока в общем потреблении мощности ЕЭС России составит 3,4% в 2010 году и 3,6% в 2016 году. Собственный максимум электрической нагрузки ОЭС Востока к 2010 году прогнозируется на уровне 5,2 млн кВт, к 2016 году – 6,3 млн кВт. Среднегодовые темпы прироста по мощности за 2010-2016 годы составят до 3,3 %.

В таблице 2.9 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Востока.

Таблица 2.9. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Востока

Наименование	Ед. измер.	Факт		Прогноз						
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Э год	млрд кВт·ч	28,6	28,2	28,9	29,6	30,6	31,6	32,5	34,0	35,9
Р макс. собств.	млн кВт	5,0	5,0	5,2	5,2	5,4	5,6	5,7	6,0	6,3
Т макс. год.	час/год	5715	5627	5590	5635	5645	5655	5660	5670	5685
Р макс. совм.	млн кВт	4,0	4,2	4,2	4,3	4,5	4,6	4,7	4,9	5,2
Т макс. совм.	час/год	7210	6798	6820	6875	6885	6895	6905	6915	6935

Число часов использования максимальной нагрузки составит 5 685 часов в 2010 году и 5 590 часов в 2016 году.

На рисунке 2.7 представлено изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Востока и чисел часов их использования на период 2010 – 2016 годы

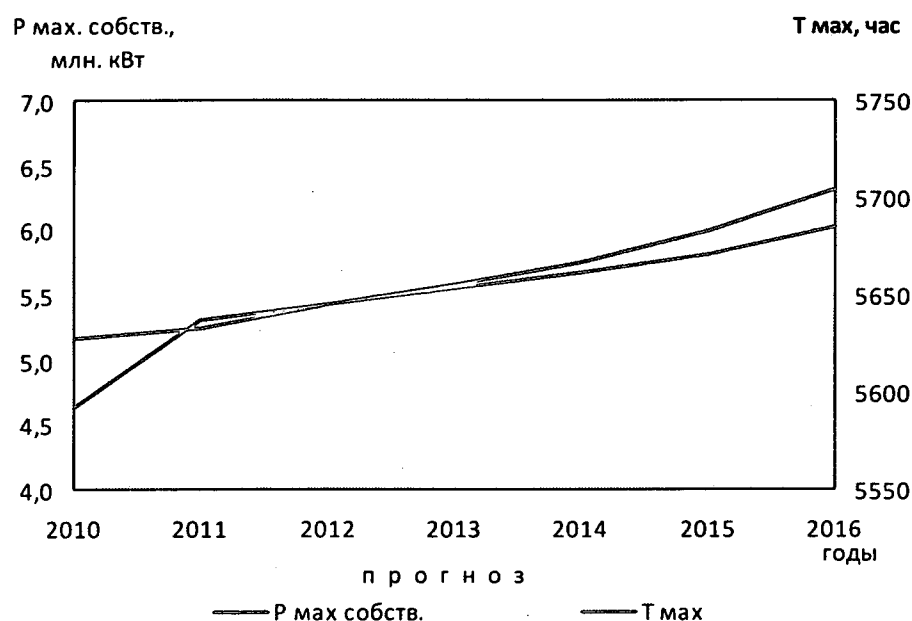


Рисунок 2.8. Прогнозные максимальные электрические нагрузки ОЭС Востока и числа часов их использования

IV. Прогноз требуемого увеличения мощностей для удовлетворения спроса на электрическую энергию

Величина перспективной потребности в установленной мощности электростанций ЕЭС России на 2010-2016 годы, определена с учетом прогнозируемых максимумов нагрузки потребителей, сальдо экспорта (импорта) мощности, нормативного расчетного резерва мощности, величины ограничений установленной мощности электростанций и величины неиспользуемой мощности нетрадиционных источников энергии (ветровых электростанций) в период прохождения максимума нагрузки.

Основную часть потребности в генерирующей мощности составляет прогнозируемый на 2010-2016 годы максимум потребления мощности ОЭС.

При оценке потребности в мощности для ОЭС европейской части ЕЭС России учитывается максимум потребления, совмещенный с ЕЭС, для ОЭС Сибири – максимум потребления, совмещенный с ЕЭС и собственный, а для ОЭС Востока – собственный максимум потребления. При принятых уровнях и режимах потребления мощности прогнозируемый суммарный максимум потребления (без учета экспорта) по ЕЭС России на уровне 2010 года составит 151,5 млн. кВт и возрастет к 2016 году до 177,3 млн. кВт (с учетом ОЭС Востока на собственный максимум нагрузки), а без учета ОЭС Востока – 146,4 и 171,0 млн. кВт.

Величина экспорта (импорта) мощности и электрической энергии из ЕЭС России принята на основе имеющихся договоров, предварительных соглашений и разрабатываемых ОАО «Интер РАО ЕЭС» перспективных проектов. Экспортные поставки из ЕЭС России на уровне 2010 году предусматриваются в объеме 6,2 млн. кВт/22,1 млрд кВт·ч, в 2016 году 6,8 млн. кВт/25,4 млрд кВт·ч. Прогнозируемые объемы экспорта мощности на час годового совмещенного максимума графика нагрузки и годовые объемы передаваемой электрической энергии с указанием стран, в которые осуществляются экспортные поставки, представлены в таблице 3.1.

Начиная с 2011 года предусматривается реализация первого этапа экспорта мощности и электрической энергии из ОЭС Востока в Китай с поставкой на уровне 2016 года 0,45 млн. кВт/2,7 млрд кВт·ч.

Реализация второго этапа экспорта в Китай из ОЭС Востока в размере 3,0 млн. кВт/18 млрд кВт·ч связана с сооружением экспортных электростанций: Ерковецкой ТЭС (1200 МВт) в Амурской энергосистеме и Ургальской ТЭС (2400 МВт) в Хабаровской энергосистеме, — и на уровне 2015-2016 годов не рассматривается.

Исходя из балансовой ситуации, импорт мощности в период 2010-2016 годы не предусматривается. В составе импорта электрической энергии учитываются только режимные перетоки электрической энергии из Азербайджана, Грузии, Украины и Монголии, суммарный объем которых оценивается в 1,02 млрд кВт·ч в год.

Таблица 3.1. Прогноз экспорта электрической энергии и мощности по ОЭС

	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.	
	Энергия млн. кВт Вт·ч	Мощность МВт	Энергия млн. кВт Вт·ч	Мощность МВт	Энергия млн. кВт Вт·ч	Мощность МВт	Энергия млн. кВт Вт·ч	Мощность МВт	Энергия млн. кВт Вт·ч	Мощность МВт	Энергия млн. кВт Вт·ч	Мощность МВт	Энергия млн. кВт Вт·ч	Мощность МВт
ЕЭС России- всего, в т.ч.	22070	6200	24470	6500	24695	6540	24920	6580	25145	6620	25370	6800	25370	6800
ОЭС Северо- Запада	13150	2550	13150	2550	13150	2550	13150	2550	13150	2550	13150	2550	13150	2550
Финляндия	9600	1450	9600	1450	9600	1450	9600	1450	9600	1450	9600	1450	9600	1450
Латвия	1800	500	1800	500	1800	500	1800	500	1800	500	1800	500	1800	500
Литва	1750	600	1750	600	1750	600	1750	600	1750	600	1750	600	1750	600
ОЭС Центра	4050	1700	4050	1700	4050	1700	4050	1700	4050	1700	4050	1700	4050	1700
Беларусь	2000	400	2000	400	2000	400	2000	400	2000	400	2000	400	2000	400
Литва	1750	600	1750	600	1750	600	1750	600	1750	600	1750	600	1750	600
Украина	300	700	300	700	300	700	300	700	300	700	300	700	300	700
ОЭС Средней Волги	250	200	250	200	250	200	250	200	250	200	250	200	250	200
ОЭС Юга	2730	770	2730	770	2730	770	2730	770	2730	770	2730	920	2730	920
Турция	600	150	600	150	600	150	600	150	600	150	600	150	600	150
Казахстан	30	20	30	20	30	20	30	20	30	20	30	20	30	20
Грузия	1100	300	1100	300	1100	300	1100	300	1100	300	1100	300	1100	300
Азербайджан	700	150	700	150	700	150	700	150	700	150	700	150	700	150
Иран	300	150	300	150	300	150	300	150	300	150	300	300	300	300
ОЭС Урала	470	480	470	480	470	480	470	480	470	480	470	480	470	480
Казахстан	470	480	470	480	470	480	470	480	470	480	470	480	470	480
ОЭС Сибири	220	200	220	200	220	200	220	200	220	200	220	200	220	200
Монголия	220	200	220	200	220	200	220	200	220	200	220	200	220	200
ОЭС Востока	1200	300	3600	600	3825	640	4050	680	4275	720	4500	750	4500	750

Фактором, оказывающим значительное влияние на спрос мощности, является величина резерва мощности, необходимого по условиям обеспечения надежности функционирования ЕЭС и ОЭС России. Планируемый перспективный резерв мощности складывается из трех составляющих: ремонтного (включая модернизацию), оперативного и стратегического резервов.

Величины нормируемого расчетного резерва мощности в течение всего рассматриваемого периода до 2016 года составляют по ОЭС от 12 до 23 % от максимума нагрузки в соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем (утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №281). Нормативный резерв мощности по различным ОЭС в процентах от максимума потребления представлен в таблице 3.2.

Абсолютная величина резерва мощности в ЕЭС России на уровне 2010 года должна составить 24,8 млн. кВт, на уровне 2016 года – 29,2 млн. кВт.

Таблица 3.2. Нормативы расчётного резерва мощности, %

ОЭС	Относительная величина расчётного резерва						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ОЭС Северо-Запада	21,5	23,1	23,2	23,2	23,3	23,3	22,9
ОЭС Центра	17,0	17,0	17,2	17,2	17,1	17,1	17,0
ОЭС Средней Волги	13,0	12,9	12,9	12,8	12,8	12,8	12,8
ОЭС Юга	14,8	14,6	14,2	13,9	13,8	13,9	14,1
ОЭС Урала	18,2	18,3	18,2	18,4	18,5	18,5	18,5
Европейская секция	17	17	17	17	17	17	17
ОЭС Сибири	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Европейская секция и Сибирь	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
ОЭС Востока	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ЕЭС России	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4

Ограничения мощности электростанций, учитываемые при определении спроса мощности на 2010-2016 годы, представляют собой разницу между установленной мощностью и реальной располагаемой мощностью электростанций в период зимнего максимума нагрузки. Эта величина включает и ограничения мощности на ГЭС, связанные, в том числе, с несоответствием водно-энергетических характеристик гидроэлектростанций суточным графикам электрической нагрузки.

Ограничения мощности электростанций в период прохождения максимума нагрузки 2010-2016 годы сформированы на основании планов-прогнозов генерирующих компаний (далее – ГК).

Ограничения установленной мощности на ТЭС связаны с техническим состоянием оборудования, его конструктивными дефектами, несоответствием производительности отдельного оборудования установленной мощности, износом оборудования, снижением или отсутствием тепловых нагрузок теплофикационных агрегатов (в основном на турбинах с противодавлением),

экологическими ограничениями по условиям охраны воздушного и водного бассейнов и др.

В соответствии с данными, представленными ГК, ограничения установленной мощности ТЭС в ЕЭС России в период 2010-2016 годы прогнозируются в объеме 5,0-5,6 млн. кВт.

Ограничения установленной мощности ГЭС связаны с техническим состоянием оборудования, дополнительными требованиями по охране окружающей среды, снижением располагаемого напора ниже напора расчетного по мощности из-за проектной сезонной сработки водохранилища, ледового подпора, незавершенностью строительных мероприятий по нижнему бьефу отдельных ГЭС, а также снижением мощности ГЭС по результатам вписания показателей ГЭС и ГАЭС в конфигурацию графика электрической нагрузки для декабря месяца в условиях маловодного года (90% обеспеченности).

Ограничения мощности ГЭС в ЕЭС России в рассматриваемый период прогнозируются в размере 19,2 млн. кВт на уровне 2010 года со снижением до 16,8 млн. кВт на уровне 2016 года.

Суммарная величина прогнозируемых ограничений мощности в 2010 и 2016 годы по ЕЭС России оценивается соответственно в размере 24,7 и 22,4 млн. кВт.

В составе недоиспользуемой мощности учитывается негарантированная в период прохождения максимума нагрузки установленная мощность нетрадиционных источников энергии (ветровых электростанций), величина которой составляет 0,01 млн. кВт на уровне 2016 года.

С учетом перечисленных факторов потребность в генерирующей мощности электростанций по ЕЭС России составит 207,2 млн. кВт на уровне 2010 года и 235,7 млн. кВт на уровне 2016 года.

Изменение потребности в установленной мощности электростанций по ОЭС и ЕЭС России в период 2010-2016 годы представлена на рисунке 3.1 и в таблице 3.3.



**Рисунок 3.1. Потребность в установленной мощности электростанций
ЕЭС России**

**Таблица 3.3. Прогноз потребности в установленной мощности
электростанций, млн. кВт**

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ОЭС Северо-Запада							
Максимум нагрузки	14,80	14,95	15,15	15,42	15,56	16,04	16,84
Экспорт	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
Нормируемый расчетный резерв мощности	3,18	3,45	3,51	3,58	3,63	3,73	3,86
Ограничения установленной мощности электростанций	1,76	1,76	1,82	1,83	1,84	1,83	1,82
АЭС							
ГЭС	1,04	1,09	1,14	1,15	1,16	1,15	1,14
ТЭС	0,72	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
Недоиспользование мощности НИЭ	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Потребность в установленной мощности электростанций - всего	22,30	22,71	23,04	23,38	23,58	24,16	25,07
ОЭС Центра							
Максимум нагрузки	37,12	37,50	38,02	38,79	39,63	41,01	42,77
Экспорт	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
Нормируемый расчетный резерв мощности	6,30	6,39	6,53	6,67	6,79	7,00	7,28
Ограничения установленной мощности электростанций	0,63	0,62	0,69	1,03	1,09	1,24	1,59
АЭС							
ГЭС	0,14	0,15	0,23	0,58	0,56	0,52	0,46
ТЭС	0,48	0,47	0,46	0,44	0,53	0,72	1,13
Недоиспользование мощности НИЭ	0	0	0	0	0	0	0
Потребность в установленной	45,74	46,21	46,94	48,19	49,21	50,95	53,34

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
мощности электростанций - всего							
ОЭС Средней Волги							
Максимум нагрузки	16,68	17,03	17,46	17,89	18,23	18,80	19,51
Экспорт	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Нормируемый расчетный резерв мощности	2,16	2,20	2,25	2,29	2,33	2,41	2,50
Ограничения установленной мощности электростанций	3,99	3,90	3,86	3,86	3,81	3,73	3,68
АЭС	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
ГЭС	2,85	2,83	2,83	2,85	2,81	2,79	2,78
ТЭС	1,11	1,03	0,99	0,98	0,97	0,90	0,86
Недоиспользование мощности НИЭ	0	0	0	0	0	0	0
Потребность в установленной мощности электростанций – всего	23,03	23,32	23,77	24,24	24,57	25,13	25,88
ОЭС Юга							
Максимум нагрузки	13,28	13,71	14,37	15,02	15,37	15,75	16,17
Экспорт	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,92	0,92
Нормируемый расчетный резерв мощности	1,97	2,00	2,04	2,09	2,12	2,19	2,27
Ограничения установленной мощности электростанций	1,95	2,11	2,07	2,10	2,40	2,38	2,37
АЭС							
ГЭС	1,64	1,72	1,67	1,70	2,01	1,98	1,98
ТЭС	0,31	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
Недоиспользование мощности НИЭ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Потребность в установленной	17,97	18,59	19,25	19,97	20,66	21,23	21,73

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
мощности электростанций – всего							
ОЭС Урала							
Максимум нагрузки	34,56	35,00	35,82	36,30	36,75	37,85	39,27
Экспорт	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
Нормируемый расчетный резерв мощности	6,30	6,39	6,53	6,67	6,79	7,00	7,28
Ограничения установленной мощности электростанций	2,16	2,23	2,33	2,35	2,18	1,96	1,98
АЭС							
ГЭС	0,82	0,91	1,01	1,07	0,98	0,91	0,91
ТЭС	1,34	1,32	1,31	1,29	1,20	1,05	1,07
Недоиспользование мощности НИЭ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Потребность в установленной мощности электростанций - всего	43,50	44,10	45,16	45,81	46,20	47,29	49,01
ОЭС Сибири							
Максимум нагрузки	29,94	30,79	31,84	33,78	34,98	35,66	36,46
Экспорт	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Нормируемый расчетный резерв мощности	3,77	3,87	4,00	4,25	4,40	4,48	4,58
Ограничения установленной мощности электростанций	12,95	12,74	12,64	9,13	9,47	9,47	9,47
АЭС							
ГЭС	11,50	11,50	11,50	8,10	8,45	8,45	8,45
ТЭС	1,45	1,24	1,14	1,03	1,02	1,02	1,02
Недоиспользование мощности НИЭ	0	0	0	0	0	0	0
Потребность в установленной мощности	46,87	47,60	48,68	47,35	49,05	49,81	50,72

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
электростанций - всего							
ОЭС Востока							
Максимум нагрузки	5,16	5,25	5,43	5,58	5,74	5,99	6,31
Экспорт	0,30	0,60	0,64	0,68	0,72	0,75	0,75
Нормируемый расчетный резерв мощности	1,14	1,15	1,19	1,23	1,26	1,32	1,39
Ограничения установленной мощности электростанций	1,25	1,24	1,24	1,33	1,38	1,40	1,51
АЭС							
ГЭС	1,18	1,16	1,14	1,12	1,11	1,08	1,05
ТЭС	0,07	0,09	0,10	0,21	0,27	0,32	0,46
Недоиспользование мощности НИЭ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Потребность в установленной мощности электростанций - всего	7,84	8,24	8,50	8,83	9,10	9,46	9,95
ЕЭС России							
Максимум нагрузки	151,53	154,21	158,10	162,79	166,26	171,10	177,33
Экспорт	6,20	6,50	6,54	6,58	6,62	6,80	6,80
Нормируемый расчетный резерв мощности	24,81	25,44	26,06	26,78	27,33	28,13	29,16
Ограничения установленной мощности электростанций	24,70	24,61	24,63	21,62	22,17	22,00	22,41
АЭС	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
ГЭС	19,17	19,35	19,53	16,57	17,07	16,88	16,77
ТЭС	5,49	5,22	5,07	5,01	5,07	5,08	5,61
Недоиспользование мощности НИЭ	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Потребность в установленной мощности	207,25	210,78	215,34	217,78	222,38	228,04	235,70

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
электростанций - всего							
ОЭС Сибири на собственный максимум нагрузки							
Максимум нагрузки	31,46	32,24	33,34	35,38	36,63	37,34	38,18
Экспорт	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Нормируемый расчетный резерв мощности	3,77	3,87	4,00	4,25	4,40	4,48	4,58
Ограничения установленной мощности электростанций	12,95	12,74	12,64	9,13	9,47	9,47	9,47
АЭС							
ГЭС	11,50	11,50	11,50	8,10	8,45	8,45	8,45
ТЭС	1,45	1,24	1,14	1,03	1,02	1,02	1,02
Недоиспользование мощности НИЭ	0	0	0	0	0	0	0
Потребность в установленной мощности электростанций - всего	48,39	49,05	50,18	48,95	50,70	51,49	52,43
ЕЭС России с ОЭС Сибири на собственный максимум нагрузки							
Максимум нагрузки	153,05	155,66	159,60	164,38	167,91	172,78	179,04
Экспорт	6,20	6,50	6,54	6,58	6,62	6,80	6,80
Нормируемый расчетный резерв мощности	24,81	25,44	26,06	26,78	27,33	28,13	29,16
Ограничения установленной мощности электростанций	24,70	24,61	24,63	21,62	22,17	22,00	22,41
АЭС	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
ГЭС	19,17	19,35	19,53	16,57	17,07	16,88	16,77
ТЭС	5,49	5,22	5,07	5,01	5,07	5,08	5,61
Недоиспользование мощности НИЭ	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Потребность в установленной мощности электростанций -	208,76	212,23	216,84	219,37	224,03	229,72	237,42

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Всего							

V. Прогноз развития действующих и предполагаемых к сооружению новых генерирующих мощностей

При формировании установленной мощности электростанций ЕЭС России на 2010-2016 годы учтены новые вводы объектов по производству электрической энергии на период 2010–2016 годы, а также мероприятия по демонтажу, модернизации и реконструкции (перемаркировке) действующего генерирующего оборудования, согласно предложениям генерирующих компаний (на 01.02.2010) с учетом корректировки в соответствии с:

- предложениями генерирующих компаний по корректировке Приложения 1 к договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок;
- проведенными Минэнерго России и ОАО «СО ЕЭС» анализом и экспертизой возможности ввода генерирующих мощностей в предложенные генерирующими компаниями сроки;
- предложениями ОАО «СО ЕЭС» по демонтажу неэффективного генерирующего оборудования, вывод из эксплуатации которого не окажет существенного влияния на режимно-балансовую ситуацию в отдельных энергоузлах и ЕЭС России в целом.

Планируемые объемы демонтажа мощности на электростанциях ЕЭС России на 2010-2016 годы составят 8,4 млн кВт, в т.ч. на АЭС – 0,6 млн кВт и на ТЭС – 7,8 млн кВт.

Из общего объема демонтажей 6,6 млн кВт учтено по предложениям генерирующих компаний и 1,8 млн кВт согласно предложениям ОАО «СО ЕЭС» по выводу из эксплуатации оборудования находящегося в холодном резерве/консервации более одного календарного года.

Объемы и структура демонтажа генерирующих мощностей по ОЭС и ЕЭС России представлены в таблице 4.1 и на рисунке 4.1.

Таблица 4.1. Структура выводимой из эксплуатации генерирующей мощности на электростанциях ЕЭС России, МВт

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2010-2016 годы
ЕЭС России, всего	2650,7	890,0	474,5	1288,0	992,5	1211,0	855,3	8362,0
АЭС	180,0						417,0	597,0
ГЭС	0,2							0,2
ТЭС	2470,5	890,0	474,5	1288,0	992,5	1211,0	438,3	7764,8
в т.ч. ТЭЦ	2448,0	508,0	244,5	364,0	352,5	871,0	298,3	5086,3
КЭС	22,5	382,0	230,0	924,0	640,0	340,0	140,0	2678,5
в т.ч. под замену	387,5	385,0	308,0	801,0	491,0	25,0		2397,5

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2010-2016 годы
ТЭС	387,5	385,0	308,0	801,0	491,0	25,0		2397,5
в т.ч. ТЭЦ	387,5	185,0	108,0	241,0	141,0	25,0		1087,5
КЭС		200,0	200,0	560,0	350,0			1310,0
ОЭС Северо-Запада, всего	384,0	100,0		23,0	50,5			557,5
ТЭС	384,0	100,0		23,0	50,5			557,5
в т.ч. ТЭЦ	384,0	100,0		23,0	50,5			557,5
ОЭС Центра, всего	325,5	315,0	222,0	210,0	140,0	460,0	591,0	2263,5
АЭС							417,0	417,0
ТЭС	325,5	315,0	222,0	210,0	140,0	460,0	174,0	1846,5
в т.ч. ТЭЦ	325,5	115,0	22,0			320,0	34,0	816,5
КЭС		200,0	200,0	210,0	140,0	140,0	140,0	1030,0
в т.ч. под замену	156,0	290,0	200,0	210,0				856,0
ТЭС	156,0	290,0	200,0	210,0				856,0
в т.ч. ТЭЦ	156,0	90,0						246,0
КЭС		200,0	200,0	210,0				610,0
ОЭС Средней Волги, всего	720,0		25,0	175,0		25,0	60,0	1005,0
ТЭС	720,0		25,0	175,0		25,0	60,0	1005,0
в т.ч. ТЭЦ	720,0		25,0	175,0		25,0	60,0	1005,0
в т.ч. под замену	50,0		25,0	100,0		25,0		200,0
ТЭС	50,0		25,0	100,0		25,0		200,0
в т.ч. ТЭЦ	50,0		25,0	100,0		25,0		200,0
ОЭС Юга, всего	174,2	255,0	85,0	264,0			11,0	789,2

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2010-2016 годы
ГЭС	0,2							0,2
ТЭС	174,0	255,0	85,0	264,0			11,0	789,0
в т.ч. ТЭЦ	174,0	85,0	85,0				11,0	355,0
КЭС		170,0		264,0				434,0
в т.ч. под замену	50,0	25,0	25,0					100,0
ТЭС	50,0	25,0	25,0					100,0
в т.ч. ТЭЦ	50,0	25,0	25,0					100,0
ОЭС Урала, всего	451,5	62,0	59,5	275,0	406,0	701,0	93,3	2048,3
ТЭС	451,5	62,0	59,5	275,0	406,0	701,0	93,3	2048,3
в т.ч. ТЭЦ	451,5	62,0	59,5	25,0	106,0	501,0	93,3	1298,3
КЭС				250,0	300,0	200,0		750,0
в т.ч. под замену	60,0		23,0	150,0	150,0			383,0
ТЭС	60,0		23,0	150,0	150,0			383,0
в т.ч. ТЭЦ	60,0		23,0					83,0
КЭС				150,0	150,0			300,0
ОЭС Сибири, всего	570,5	139,0	35,0	341,0	341,0		100,0	1526,5
АЭС	180,0							180,0
ТЭС	390,5	139,0	35,0	341,0	341,0		100,0	836,5
в т.ч. ТЭЦ	368,0	139,0	35,0	141,0	141,0		100,0	814,0
КЭС	22,5			200,0	200,0			22,5
в т.ч. под замену	71,5	70,0	35,0	341,0	341,0			348,5
ТЭС	71,5	70,0	35,0	341,0	341,0			348,5
в т.ч. ТЭЦ	71,5	70,0	35,0	141,0	141,0			348,5
КЭС				200,0	200,0			

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2010-2016 годы
ОЭС Востока, всего	25,0	19,0	48,0		55,0	25,0		172,0
ТЭС	25,0	19,0	48,0		55,0	25,0		172,0
в т.ч. ТЭЦ	25,0	7,0	18,0		55,0	25,0		130,0
КЭС		12,0	30,0					42,0

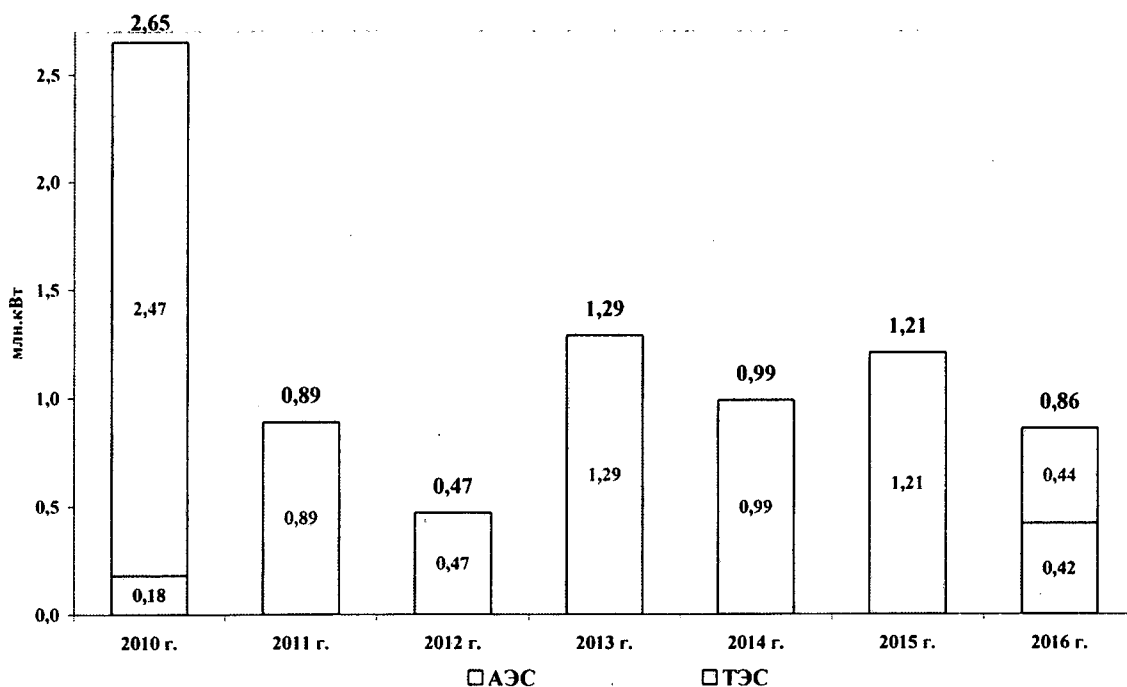


Рисунок 4.1. Демонтаж установленной мощности на электростанциях ЕЭС России

По АЭС предусматривается останов реакторов Железногорского горно-химического комбината (180 МВт) в Красноярском крае в 2010 году и демонтаж третьего энергоблока на Нововоронежской АЭС (417 МВт) в Воронежской области в 2016 году. В 2010 году на ТЭС предполагается демонтаж 1,76 млн. кВт неэффективного, морально устаревшего оборудования, в основном находящегося в длительной консервации.

Изменение мощности действующих электростанций ЕЭС России с учетом демонтажа устаревшего оборудования, планируемого присоединения (отсоединения) мощностей, перемаркировки и изменения установленной мощности генерирующего оборудования после проведения реконструкции и модернизации представлена в таблице 4.2 и на рисунке 4.2. Установленная мощность действующих электростанций по ЕЭС России к 2016 году снизится на 8 млн. кВт (с 211,8 млн. кВт в 2009 году до 203,8 млн. кВт в 2016 году).



Минэнерго России	
№:	333
Дата:	15.07.2010
Кол. листов:	263

Таблица 4.2. Изменение мощности действующих электростанций ЕЭС России (без учета ввода новых объектов генерации), МВт

	ФАКТ	ПРОГНОЗ						
	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Мощность действующих электростанций - всего	21184 5,7	20869 7,5	20807 5,8	20775 0,2	20661 9,7	20568 7,3	20455 2,1	20375 4,9
АЭС	23446,0	23266,0	23266,0	23266,0	23266,0	23266,0	23266,0	22849,0
ГЭС	44426,3	44474,4	44574,6	44613,5	44676,0	44708,1	44765,9	44824,0
ТЭС	143963,8	140947,5	140225,6	139861,1	138668,1	137703,6	136510,6	136072,3
НИЭ	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
Демонтаж мощности		2650,7	890,0	474,5	1033,0	737,5	1211,0	855,3
АЭС		180,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	417,0
ГЭС		0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС		2470,5	890,0	474,5	1288,0	992,5	1211,0	438,3
НИЭ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Присоединение (+), отсоединение (-)		311,6	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
АЭС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС		311,6	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НИЭ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Перемаркировка		53,8	18,6	0,0	35,0	0,0	0,0	4,4
АЭС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС		25,5	10,5	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4
ТЭС		28,3	8,1	0,0	35,0	0,0	0,0	0,0
НИЭ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Реконструкция, модернизация и восстановление ресурса		247,2	219,7	148,9	122,5	60,1	75,8	53,7
АЭС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

	ФАКТ	ПРОГНОЗ						
	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ГЭС		69,2	89,7	38,9	62,5	32,1	57,8	53,7
ТЭС		178,0	130,0	110,0	60,0	28,0	18,0	0,0
НИЭ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

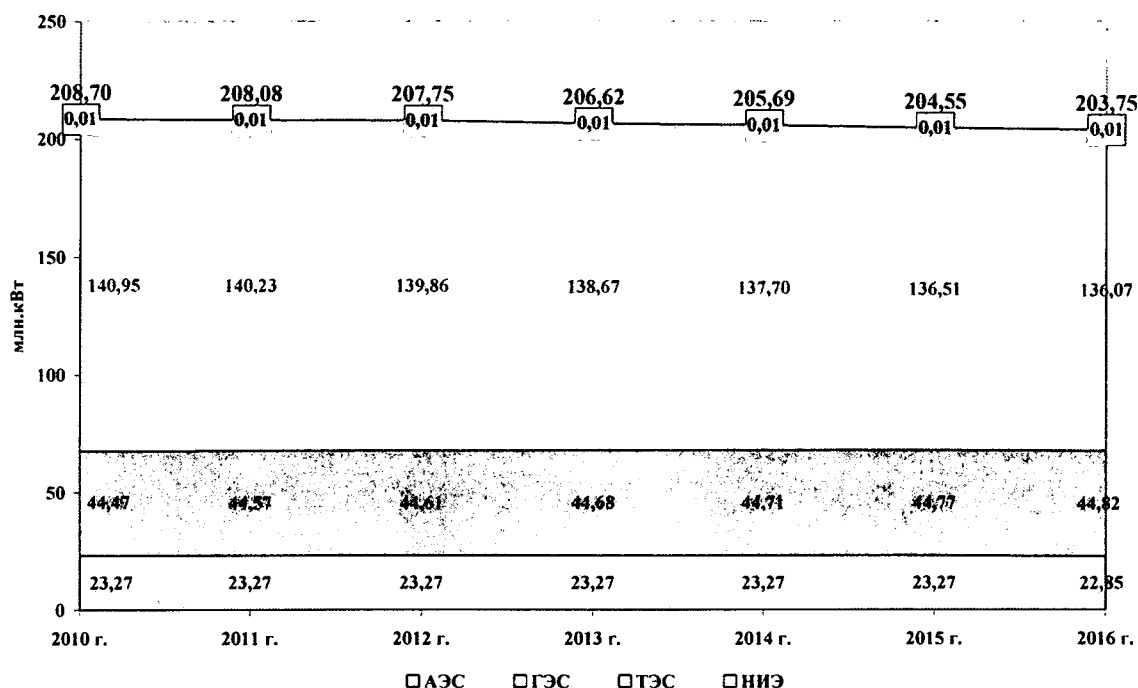


Рисунок 4.2. Изменение мощности действующих электростанций ЕЭС России

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в период 2010–2016 годы предусматриваются в объеме 42,85 млн. кВт, в т.ч. на АЭС 9,87 млн. кВт, на ГЭС 3,52 млн. кВт, на ГАЭС 0,98 млн. кВт, на ТЭС 28,48 млн. кВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по ОЭС и ЕЭС России в 2009 году приведены в таблице 4.3, на 2010-2016 годы – в таблице 4.4 и на рисунках 4.3 и 4.4.

Таблица 4.3. Вводы мощности на электростанциях ОЭС и ЕЭС России в 2009 году

	Станционный номер	Марка турбины	Установленная мощность, МВт
ЕЭС России			1268,33
ОЭС Северо-Запада			119,93

Светогорская ГЭС-11	№	ПЛ-20/0961	30,5
Василеостровская ТЭЦ-7	№	Т-50/60-8,8	50
ГТ ТЭЦ Лужская	№4	ГТ-009	36
Хямекоски ГЭС	№		0,9
ДЭС э/с Республики Карелия		ДЭС	2
ДЭС э/с Республики Коми		ДЭС	0,53
ОЭС Центра			805,5
Мобильные ГТЭС Дарьино	№	ГТУ	22,5
Мобильные ГТЭС на ПСМ№39 "Пушкино"	№	ГТУ	22,5
ТЭС Международная " (1 очередь)	№	ПГУ	116
Елецкая ТЭЦ	ПГУ:		52
ГТ ТЭЦ Тамбовская	№2	ГТ-009М	18
Мобильные ГТЭС Игнатово	№3	ГТУ	67,5
ГТЭС "Коломенское"	№3	ГТУ	136
ТЭЦ НЛМК	№	ТАП-25-2 УЗ	25
Павлово - Посадская ГТУ ТЭЦ	№2	ГТУ	16
Каширская ГРЭС	№	К-330	330
ОЭС Средней Волги			22,2
ГТ ТЭЦ Саранская	№2	ГТ-009М	18
ТЭЦ «Газэнергострой»		ГТУ	4,2
ОЭС Юга			95
Зарамагская ГЭС	№	РО-15	15
Сочинская ТЭЦ	№	ПГУ	80
ОЭС Урала			18
ГТ ТЭЦ Екатеринбургская	№2	ГТЭ-009	18
ОЭС Сибири			207,7
Новокемеровская ТЭЦ	№5	Т-120-12,8	100
Канская ТЭЦ	№	Р-12-3,4/0,5	12
Читинская ТЭЦ-2	№	Р-6-3,4/0,5	6
Томская ГРЭС-2	№	Т-50/60-8,8	50
МГТЭС Кызыльская	№	ГТУ	22,5
ДЭС-2 ЗАО ЗДК «Полно»		ДЭС	17,2

Таблица 4.4. Вводы мощности на электростанциях ОЭС и ЕЭС России, МВт

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	Всего за 2010- 2016 годы
ЕЭС России - всего	7618,9	5612,9	6587,9	8816,0	5970,0	5019,0	3225, 0	42849, 7
АЭС	1000,0		1000,0	2369,0	1980,0	1199,0	2320, 0	9868,0
ГЭС	1079,0	999,9	999,9	442,0				3520,8
ГАЭС			420,0	560,0				980,0
ТЭС	5539,9	4613,0	4168,0	5445,0	3990,0	3820,0	905,0	28480, 9
в т.ч. ТЭЦ	4253,9	1583,0	1943,0	2920,0	2200,0	960,0	265,0	14124, 9
КЭС	1286,0	3030,0	2225,0	2525,0	1790,0	2860,0	640,0	14356, 0
в т.ч. замена	588,0	50,0	370,0	365,0	480,0			1853,0
ТЭС	588,0	50,0	370,0	365,0	480,0			1853,0
в т.ч. ТЭЦ	438,0	50,0	370,0	55,0	170,0			1083,0
КЭС	150,0			310,0	310,0			770,0
ОЭС Северо- Запада - всего	1440,0	720,0	572,0	1280,0		100,0	2320, 0	6432,0
АЭС				1170,0			2320, 0	3490,0
ТЭС	1440,0	720,0	572,0	110,0		100,0		2942,0
в т.ч. ТЭЦ	1440,0	180,0	572,0	110,0		100,0		2402,0
КЭС		540,0						540,0
ОЭС Центра - всего	1439,0	921,0	1819,0	3449,0	1065,0	1599,0		10292, 0
АЭС			1000,0	1199,0		1199,0		3398,0
ГАЭС			420,0	420,0				840,0
ТЭС	1439,0	921,0	399,0	1830,0	1065,0	400,0		6054,0
в т.ч. ТЭЦ	863,0	596,0	184,0	1615,0	645,0	400,0		4303,0
КЭС	576,0	325,0	215,0	215,0	420,0			1751,0
в т.ч. замена		50,0	130,0					180,0
ТЭС		50,0	130,0					180,0
в т.ч.		50,0	130,0					180,0

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	Всего за 2010- 2016 годы
ТЭЦ								
ОЭС Средней Волги - всего		261,0	240,0		415,0			916,0
ТЭС		261,0	240,0		415,0			916,0
в т.ч. ТЭЦ		261,0	240,0		415,0			916,0
в т.ч. замена			240,0		115,0			355,0
ТЭС			240,0		115,0			355,0
в т.ч. ТЭЦ			240,0		115,0			355,0
ОЭС Юга – всего	1635,1	551,0	595,0	1687,0	1100,0		400,0	5968,1
АЭС	1000,0				1100,0			2100,0
ГЭС	79,1			442,0				521,1
ГАЭС				140,0				140,0
ТЭС	556,0	551,0	595,0	1105,0			400,0	3207,0
в т.ч. ТЭЦ	556,0	141,0	595,0	315,0				1607,0
КЭС		410,0		790,0			400,0	1600,0
в т.ч. замена	110,0							110,0
ТЭС	110,0							110,0
в т.ч. ТЭЦ	110,0							110,0
ОЭС Урала - всего	1856,9	1760,0	1410,0	1390,0	2780,0	2800,0	505,0	12501, 9
АЭС					880,0			880,0
ТЭС	1856,9	1760,0	1410,0	1390,0	1900,0	2800,0	505,0	11621, 9
в т.ч. ТЭЦ	1291,9	220,0	150,0	180,0	840,0	340,0	265,0	3286,9
КЭС	565,0	1540,0	1260,0	1210,0	1060,0	2460,0	240,0	8335,0
в т.ч. замена	281,0							281,0
ТЭС	281,0							281,0
в т.ч. ТЭЦ	231,0							231,0
КЭС	50,0							50,0

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	Всего за 2010- 2016 годы
В т.ч. Тюменская энергосистем а - всего	871,2	1150,0	860,0	410,0	410,0	1420,0		5121,2
ТЭС	871,2	1150,0	860,0	410,0	410,0	1420,0		5121,2
В т.ч. ТЭЦ	356,2				410,0			766,2
КЭС	515,0	1150,0	860,0	410,0		1420,0		4355,0
В т.ч. замена	231,0							231,0
ТЭС	231,0							231,0
В т.ч. ТЭЦ	231,0							231,0
ОЭС Сибири - всего	1141,9	1399,9	1909,9	765,0	365,0	520,0		6101,7
ГЭС	999,9	999,9	999,9					2999,7
ТЭС	142,0	400,0	910,0	765,0	365,0	520,0		3102,0
В т.ч. ТЭЦ	97,0	185,0	160,0	455,0	55,0	120,0		1072,0
КЭС	45,0	215,0	750,0	310,0	310,0	400,0		2030,0
В т.ч. замена	97,0			365,0	365,0			827,0
ТЭС	97,0			365,0	365,0			827,0
В т.ч. ТЭЦ	97,0			55,0	55,0			207,0
КЭС				310,0	310,0			620,0
ОЭС Востока - всего	106,0		42,0	245,0	245,0			638,0
ТЭС	106,0		42,0	245,0	245,0			638,0
В т.ч. ТЭЦ	6,0		42,0	245,0	245,0			538,0
КЭС	100,0							100,0
В т.ч. замена	100,0							100,0
ТЭС	100,0							100,0
В т.ч. КЭС	100,0							100,0

Наиболее значительный объем вводов генерирующих мощностей предполагается в ОЭС Центра (10,29 млн. кВт) и в ОЭС Урала (12,5 млн. кВт, в т.ч. в Тюменской энергосистеме – 5,12 млн. кВт).

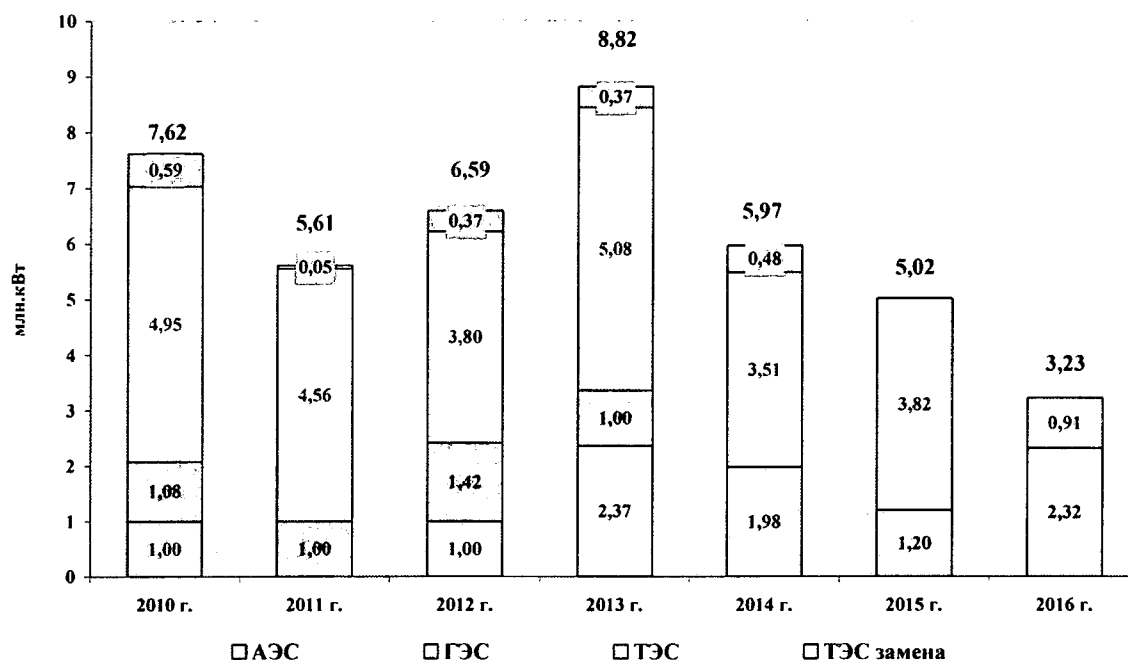


Рисунок 4.3. Вводы мощности на электростанциях ЕЭС России

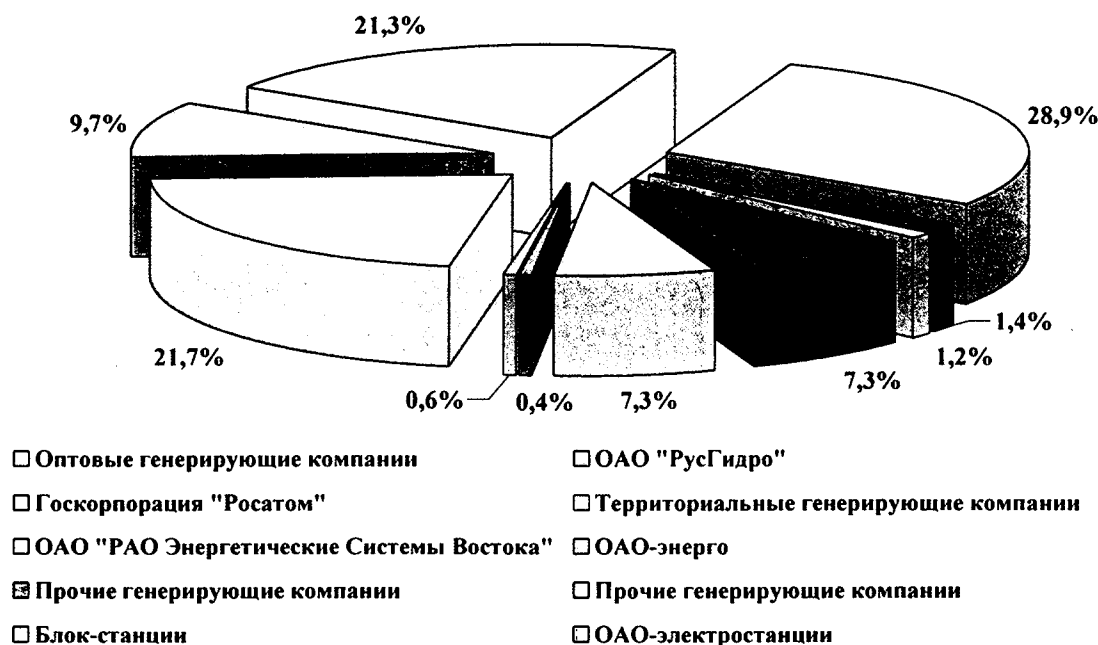


Рисунок 4.4. Структура вводов мощности на электростанциях ЕЭС России по генерирующим компаниям

Развитие атомной энергетики на 2010-2016 года. предполагается за счет установки новых энергоблоков на действующих АЭС, в т.ч.: на Калининской

АЭС (1 000 МВт в 2012 году), Волгодонской АЭС (ВВЭР-1000 2010 году и ВВЭР-1100 в 2014 году), Белоярской АЭС (четвертый энергоблок типа БН-880 в 2014 году), а также сооружения новых АЭС. Сооружение АЭС на новых площадках предусматривается: в ОЭС Северо-Запада – Балтийской АЭС (с вводом первого энергоблока ВВЭР-1150 в 2016 году), Ленинградской АЭС-2 (предзамена выбывающих в 2018 и 2020 года энергоблоков по 1000 МВт на Ленинградской АЭС) с вводом в эксплуатацию первого энергоблока ВВЭР-1170 в 2013 году и второго энергоблока ВВЭР-1170 – в 2016 году, а также в ОЭС Центра – Нововоронежской АЭС-2 (первый и второй энергоблоки типа ВВЭР-1199 в 2013 и 2015 года).

Развитие гидроэнергетики на 2010-2016 года предполагается в наиболее перспективных по наличию гидроресурсов регионах страны - на Северном Кавказе и в Сибири, а также за счет развития гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) в европейской зоне России.

Вводы мощности на ГЭС ЕЭС России в период 2010-2016 года предусматриваются в объеме 3,52 млн кВт.

Первоочередной задачей в предстоящий период является завершение строительства ГЭС, имеющих высокую степень готовности к вводу в эксплуатацию: Зарамагские ГЭС в ОЭС Юга (342 МВт до 2013 годы), Богучанская ГЭС в ОЭС Сибири (3000 МВт в 2010-2012 годы).

Значительные вводы ГЭС в европейской части России предусматриваются в ОЭС Юга, в том числе завершение сооружения Кашхатау ГЭС (65,1 МВт в 2010 году), Гоцатлинской ГЭС каскада Зирани (100 МВт в 2013 году), Зарамагской ГЭС-1 (342 МВт в 2013 году), Егорлыкской ГЭС-2 (14 МВт в 2010 году).

В европейской части России на 2010-2016 года предполагается развитие атомной энергетики и увеличивается потребность в маневренной мощности, предусматривается строительство Загорской ГАЭС-2 в Московской энергосистеме ОЭС Центра (по 420 МВт в 2012 и 2013 годах) и Зеленчукской ГЭС-ГАЭС в Карачаево-Черкесской энергосистеме ОЭС Юга (140 МВт в 2013 году).

Наибольший объем вводов ГЭС намечается в ОЭС Сибири, где планируется завершение строительства Богучанской ГЭС (1000 МВт в 2010 году, 1000 МВт в 2011 году и 1000 МВт в 2012 году с достижением проектной установленной мощности 3000 МВт в 2012 году).

Развитие тепловой электроэнергетики на органическом топливе связано с внедрением энергосберегающих технологий производства электрической энергии (ПГУ и ГТУ) как при строительстве, так и при реконструкции генерирующих мощностей на газе и созданием оборудования с суперсверхкритическими параметрами острого пара на угле.

Строительство электростанций на основе парогазового цикла, техническое перевооружение существующих энергообъектов с применением парогазовых технологий является приоритетным направлением технической политики в электроэнергетике России.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России возрастет к 2016 году на 35,89 млн.кВт (16,9 %) и составит 247,74 млн.кВт. В период 2010–2016

годов в структуре генерирующих мощностей ЕЭС России возрастет доля АЭС с 11,1 % до 13,2 %, доля ГЭС незначительно снизится с 21,0 % до 19,9 %, доля ТЭС снизится с 67,9 % до 66,9 %.

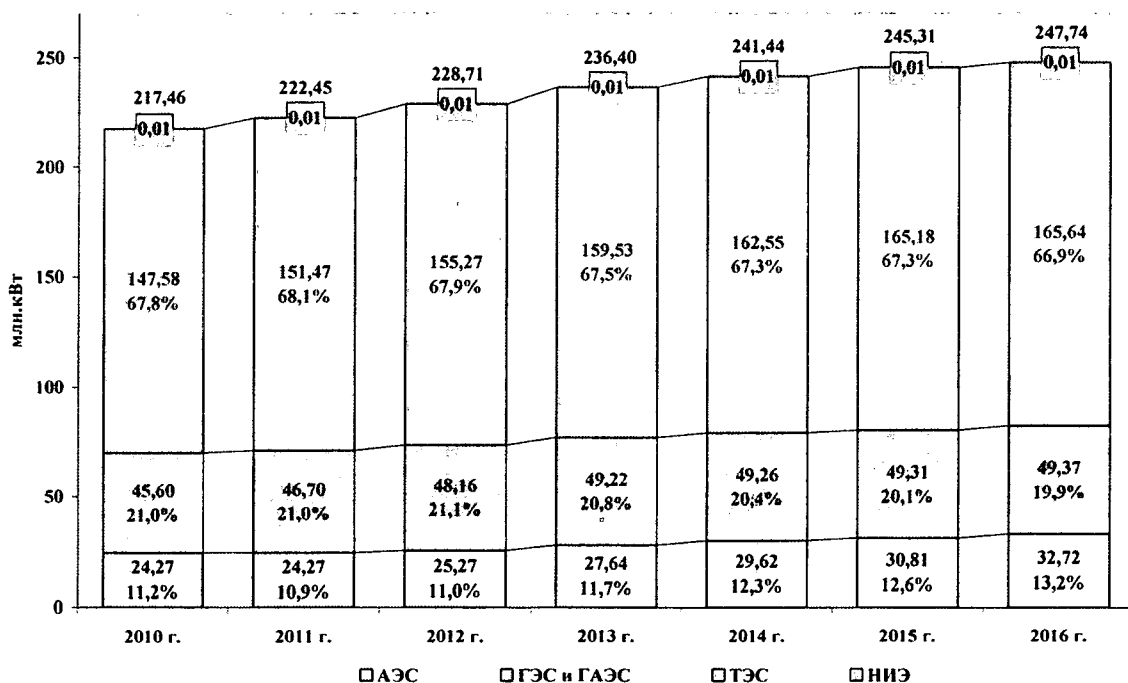
Структура установленной мощности электростанций по ОЭС и ЕЭС России в период 2009-2016 годы представлена в таблице 4.6 и на рис. 4.5.

Таблица 4.6. Установленная мощность электростанций по ОЭС и ЕЭС России, МВт

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ЕЭС России	217453,8	222445,0	228707,3	236392,8	241430,4	245314,2	247742,0
АЭС	24266,0	24266,0	25266,0	27635,0	29615,0	30814,0	32717,0
ГЭС	44399,8	45499,9	46538,7	47043,2	47075,3	47133,1	47191,2
ГАЭС	1200,0	1200,0	1620,0	2180,0	2180,0	2180,0	2180,0
ТЭС	147578,4	151469,5	155273,0	159525,0	162550,5	165177,5	165644,2
в т.ч. ТЭЦ	82745,3	83943,4	85701,9	88352,9	90228,4	90335,4	90302,1
КЭС	64703,7	67396,7	69441,7	71042,7	72192,7	74712,7	75212,7
дизельные	107,4	107,4	107,4	107,4	107,4	107,4	107,4
детан д.- генер .уст.	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
НИЭ	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
ОЭС Северо- Запада	22127,7	22720,9	23305,8	24562,8	24512,3	24612,3	26936,7
АЭС	5760,0	5760,0	5760,0	6930,0	6930,0	6930,0	9250,0
ГЭС	2916,7	2929,9	2942,8	2942,8	2942,8	2942,8	2947,2
ТЭС	13444,8	14024,8	14596,8	14683,8	14633,3	14733,3	14733,3
в т.ч. ТЭЦ	9583,8	9663,8	10235,8	10322,8	10272,3	10372,3	10372,3
КЭС	3806,3	4306,3	4306,3	4306,3	4306,3	4306,3	4306,3
дизельные	54,7	54,7	54,7	54,7	54,7	54,7	54,7
НИЭ	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
ОЭС Центра	50624,3	51240,3	52837,3	56086,3	57011,3	58160,3	57569,3
АЭС	11834,0	11834,0	12834,0	14033,0	14033,0	15232,0	14815,0
ГЭС	638,4	648,4	648,4	658,4	658,4	668,4	668,4
ГАЭС	1200,0	1200,0	1620,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ТЭС	36951,9	37557,9	37734,9	39354,9	40279,9	40219,9	40045,9
В т.ч. ТЭЦ	19962,4	20443,4	20605,4	22220,4	22865,4	22945,4	22911,4
КЭС	16967,5	17092,5	17107,5	17112,5	17392,5	17252,5	17112,5
детан д.- генер .уст.	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ОЭС Средней Волги	25743,5	26026,0	26256,5	26098,0	26523,5	26520,0	26481,5
АЭС	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	6801,0	6822,5	6838,0	6854,5	6865,0	6886,5	6908,0
ТЭС	14870,3	15131,3	15346,3	15171,3	15586,3	15561,3	15501,3
В т.ч. ТЭЦ	12564,3	12825,3	13040,3	12865,3	13280,3	13255,3	13195,3
КЭС	2306,0	2306,0	2306,0	2306,0	2306,0	2306,0	2306,0
НИЭ	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
ОЭС Юга	17866,4	18219,9	18740,4	20184,4	21306,0	21317,3	21738,5
АЭС	2000,0	2000,0	2000,0	2000,0	3100,0	3100,0	3100,0
ГЭС	5590,1	5621,6	5632,1	6095,1	6116,7	6128,0	6160,2
ГАЭС				140,0	140,0	140,0	140,0
ТЭС	10275,3	10597,3	11107,3	11948,3	11948,3	11948,3	12337,3
В т.ч. ТЭЦ	4409,1	4491,1	5001,1	5316,1	5316,1	5316,1	5305,1
КЭС	5866,2	6106,2	6106,2	6632,2	6632,2	6632,2	7032,2
НИЭ	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
ОЭС Урала	44210,1	45935,2	47305,7	48450,7	50834,7	52933,7	53345,4
АЭС	600,0	600,0	600,0	600,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	1844,3	1853,3	1853,3	1853,3	1853,3	1853,3	1853,3
ТЭС	41763,6	43479,7	44850,2	45995,2	47499,2	49598,2	50009,9
В т.ч. ТЭЦ	16223,4	16399,5	16510,0	16695,0	17439,0	17278,0	17449,7
КЭС	25540,2	27080,2	28340,2	29300,2	30060,2	32320,2	32560,2
НИЭ	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
В т.ч. Тюменская энергосисте ма	12469,9	13619,9	14479,9	14889,9	15299,9	16719,9	16719,9

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ТЭС	12469,9	13619,9	14479,9	14889,9	15299,9	16719,9	16719,9
ТЭЦ ^{в т.ч.}	2394,2	2394,2	2394,2	2394,2	2804,2	2804,2	2804,2
КЭС	10075,7	11225,7	12085,7	12495,7	12495,7	13915,7	13915,7
ОЭС Сибири	47587,4	49012,3	50977,2	51481,2	51523,2	52076,2	51976,2
ГЭС	23269,3	24284,2	25284,1	25299,1	25299,1	25314,1	25314,1
ТЭС	24318,1	24728,1	25693,1	26182,1	26224,1	26762,1	26662,1
ТЭЦ ^{в т.ч.}	16154,0	16264,0	16429,0	16808,0	16740,0	16878,0	16778,0
КЭС	8118,5	8418,5	9218,5	9328,5	9438,5	9838,5	9838,5
дизельные	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
ОЭС Востока	9163,8	9159,8	9153,8	9398,8	9588,8	9563,8	9563,8
ГЭС	3340,0	3340,0	3340,0	3340,0	3340,0	3340,0	3340,0
ТЭС	5823,8	5819,8	5813,8	6058,8	6248,8	6223,8	6223,8
ТЭЦ ^{в т.ч.}	3848,3	3856,3	3880,3	4125,3	4315,3	4290,3	4290,3
КЭС	2099,0	2087,0	2057,0	2057,0	2057,0	2057,0	2057,0
дизельные	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1



**Рисунок 4.5. Структура установленной мощности на электростанциях
ЕЭС России**

VI. Балансы мощности и электрической энергии ОЭС и ЕЭС России на перспективный период 2010-2016 годы

На основе сопоставления прогнозируемой потребности в генерирующей мощности и изменения установленной мощности электростанций выполнен расчет балансов мощности по ОЭС и ЕЭС России на 2010-2016 годы

Балансы мощности по ОЭС Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Юга и Урала рассчитаны на час прохождения совмещенного максимума потребления в ЕЭС. По ОЭС Сибири рассмотрены перспективные балансы мощности и на час совмещенного максимума в ЕЭС и на час прохождения собственного максимума ОЭС. Разница этих максимумов в ОЭС Сибири на уровне 2016 года составляет порядка 1,7 млн.кВт. Баланс мощности ОЭС Востока рассчитан по собственному максимуму потребления.

Эффект снижения зимнего максимума потребления ЕЭС из-за разновременности максимумов ОЭС на уровне 2016 года оценивается в размере 3,5 млн.кВт (без учета ОЭС Востока).

При прогнозируемом изменении потребления электрической энергии максимум нагрузки потребителей ЕЭС России возрастет с ожидаемого 151,5 млн.кВт в 2010 году до 177,3 млн.кВт на уровне 2016 года.

Экспортные поставки из ЕЭС России на уровне 2010 года планируются в объеме 6,2 млн.кВт/21,1 млрд.кВт·ч, в 2016 году - 6,8 млн.кВт/24,4 млрд.кВт·ч (по электрической энергии - сальдо экспорта-импорта).

Нормативный резерв мощности ЕЭС России составляет 16,4 % от максимума нагрузки, нормативный резерв мощности по европейской части ЕЭС - 17 %, ОЭС Сибири - 12 %, ОЭС Востока - 22 %. За рассматриваемый период 2010-2016 годы суммарно по ОЭС величина резерва возрастет на 4,4 млн.кВт и составит, 24,8 млн кВт в 2010 году и 29,2 млн кВт в 2016 году.

Величина прогнозируемых ограничений мощности на электростанциях и неиспользуемой мощности нетрадиционных источников электроэнергии по ЕЭС России оценивается в размере 24,7 млн.кВт в 2010 году и 22,4 млн.кВт в 2016 году.

Суммарно потребность в генерирующей мощности по ЕЭС России в 2010 году составляет 207,2 млн.кВт с ростом к 2016 году до 235,7 млн.кВт.

При расчетах балансов мощности учтены также следующие дополнительные факторы:

- ограничение мощности при вводе генерирующего оборудования после прохождения зимнего максимума нагрузки («вводы 4-го квартала»);
- наличие в отдельные годы «запертой» мощности в ряде регионов, которая из-за отсутствия или недостаточной пропускной способности электрических сетей не может быть выдана в смежные энергосистемы и ОЭС.

Прогноз вводов 4-го квартала после прохождения зимнего максимума на 2010-2016 года сформирован по данным генерирующих компаний и составляет от 2,0 до 5,5 млн.кВт или 36-64 % от годового ввода.

Наличие избытков мощности в ряде энергосистем при отсутствии или недостаточной пропускной способности их внешних электрических связей приводит к наличию «запертой» мощности. В 2010-2016 годах прогнозируется наличие «запертой» мощности в энергосистемах ОЭС Северо-Запада, в Коми, Архангельской и Кольской энергосистемах. Величина «запертой» мощности в 2010 г. оценивается в размере 0,7 млн.кВт и снижается к 2016 году до 0,4 млн.кВт. Избытки мощности ОЭС Востока представлены как дополнительный местный резерв мощности, хотя в результате слабых электрических связей и отсутствия параллельной работы с ЕЭС также могут быть отнесены к «запертой» мощности в ЕЭС России.

Величина мощности, не участвующей в балансе на час прохождения максимума потребления в результате названных дополнительных факторов («запертая мощность» и «вводы 4-го квартала»), по ЕЭС России достигает в отдельные годы 2,6-6,1 млн.кВт, что составляет 1,2-2,5 % от установленной мощности электростанций.

В результате, необходимая для обеспечения балансов установленная мощность электростанций ЕЭС России оценивается 211,5 млн.кВт на уровне 2010 года и 238,8 млн.кВт на уровне 2016 года.

В целом по ЕЭС России установленная мощность электростанций при заданном развитии генерирующих мощностей за период 2010–2016 годы (глава 4) возрастет с отчетной величины 211,8 млн.кВт в 2009 году на 35,8 млн.кВт и составит 247,7 млн.кВт в 2016 году. В структуре установленной мощности за период доля АЭС увеличится с 11,1 % в 2009 году до 13,2 % в 2016 году, доля мощности ГЭС (с ГАЭС и НИЭ) снизится с 21,0 % до 19,9 % в 2016 году, доля ТЭС- с 67,9 % до 66,9 % в 2016 году.

При ожидаемом изменении потребления электрической энергии и вводах генерирующих мощностей баланс мощности ЕЭС в период 2010-2016 годы является избыточным. Покрытие нагрузки будет производиться с фактическим превышением величины нормативного резерва.

В период 2010-2016 годы баланс мощности по ЕЭС России в целом складывается с превышением нормативного резерва на 3,8-8,7 % (избытки мощности изменяются в диапазоне от 6,0 млн.кВт в 2010 г. до 8,9 млн.кВт к 2016 г.).

Баланс мощности по европейской части ЕЭС России складывается также с превышением нормативного резерва на 4,0-9,3 % (избытки мощности изменяются в диапазоне от 4,9 млн.кВт в 2010 г. до 7,9 млн.кВт к 2016 г.).

Вместе с тем, учитывая систематические переносы сроков ввода электростанций и электросетевых объектов, следует отметить, что избытки мощности являются вероятностной величиной и могут существенно сократиться.

Наличие дополнительной резервной мощности может служить базой для проведения генерирующими компаниями программ по выводу из эксплуатации неэффективного и выработавшего свой ресурс генерирующего оборудования, а также надежного функционирования ЕЭС в условиях формирующегося конкурентного рынка мощности и электрической энергии.

В рамках формирования генерирующими компаниями программ по выводу из эксплуатации неэффективного и выработавшего свой ресурс

генерирующего оборудования рекомендуется дополнительно к демонтажу оборудования, предложенного генерирующими компаниями, рассматривать вывод из эксплуатации оборудование:

- находящееся в состоянии длительной консервации (учтено в балансах электрической энергии и мощности согласно предложениям ОАО «СО ЕЭС» по выводу из эксплуатации оборудования находящегося в холодном резерве/консервации более одного календарного года);

- удовлетворяющее одновременно двум критериям – введенное в эксплуатацию до 1960 года и имеющее низкие параметры свежего пара (менее 90 кгс/см²).

При этом для принятия решения о возможности вывода из эксплуатации оборудования необходимо учитывать следующие факторы:

- обеспечение надежного тепло- и электроснабжения потребителей в соответствующем энергоузле (энергорайоне);

- необходимость продолжения эксплуатации распределительного устройства электростанции;

- обеспечение поддержания требуемых уровней напряжения (необходимость продолжения эксплуатации части генерирующего оборудования в режиме синхронных компенсаторов или обеспечения ввода новых сетевых элементов, позволяющих поддерживать требуемые режимы производства/потребления реактивной мощности);

- необходимость пересмотра ранее выданных технических условий на присоединение новых потребителей.

Перспективные балансы мощности по ОЭС на период 2010–2016 годы приведены в Приложении 2, сводные балансы мощности по ЕЭС России, а также ЕЭС России без ОЭС Востока и по европейской зоне ЕЭС России в таблицах 5.1 - 5.3. Кроме того, в Приложении 3 приведены данные по региональной структуре перспективных балансов мощности на 2010-2016 годы.

При прогнозируемой потребности в ОЭС Северо-Запада баланс мощности на уровне 2010 года складывается с дефицитом порядка 2 млн.кВт, в том числе около 0,4 млн.кВт в Калининградской энергосистеме до ввода второго энергоблока на Калининградской ТЭЦ-2. В период 2011-2013 годы и на уровне 2016 года дефицит мощности в ОЭС Северо-Запада оценивается 0,6-0,8 млн.кВт, покрытие которого может быть обеспечено за счет получения мощности из ОЭС Центра. В 2014-2015 годы ОЭС Северо-Запада практически самобалансируется.

В балансах мощности ОЭС Юга до 2015 года ожидается дефицит мощности в размере 0,4-0,9 млн.кВт, покрытие которого будет обеспечиваться за счет получения мощности из ОЭС Центра и Средней Волги. В 2015-2016 годы баланс мощности ОЭС Юга самобалансируется.

В ОЭС Центра, Средней Волги и Урала при заданном развитии электростанций балансы мощности в период 2010-2016 годы складываются с превышением нормативного резерва. При этом переток мощности и электрической энергии из ОЭС Центра в ОЭС Средней Волги в размере порядка 0,7-1,0 млн.кВт / 5,0-6,5 млрд кВт•ч определяется дефицитом Нижегородской энергосистемы, большая доля которого покрывается из ОЭС Центра.

Таблица 5.1. Баланс мощности ЕЭС России

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн кВт•ч	95908 8,0	97973 1,0	10091 44,0	10437 57,0	10690 43,0	11057 59,0	11483 35,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,0	2,2	3,0	3,4	2,4	3,4	3,9
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	15153 4,0	15421 1,0	15809 5,0	16279 0,0	16626 0,0	17110 3,0	17732 5,0
Число часов использования максимума	час	6329	6353	6383	6412	6430	6463	6476
Экспорт мощности	тыс. кВт	6200, 0	6500, 0	6540, 0	6580, 0	6620, 0	6800, 0	6800, 0
в т.ч. нерезервируемый экспорт	тыс. кВт	6200, 0	6500, 0	6540, 0	6580, 0	6620, 0	6800, 0	6800, 0
Нормируемый резерв мощности	тыс. кВт	24811 ,0	25443 ,0	26064 ,0	26782 ,0	27325 ,0	28128 ,0	29161 ,0
Нормируемый резерв в % к сумм. макс.	%	16,4	16,5	16,5	16,5	16,4	16,4	16,4
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	24696 ,8	24615 ,3	24635 ,2	21622 ,4	22169 ,2	22001 ,0	22412 ,3
Недоиспольз. мощн. НИЭ	тыс. кВт	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
ИТОГО потребность	тыс. кВт	20724 7,8	21077 5,3	21534 0,2	21778 0,4	22238 0,2	22803 8,0	23570 4,3
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс. кВт	21745 3,8	22244 5,0	22870 7,3	23639 2,8	24143 0,4	24531 4,2	24774 2,0
АЭС	тыс. кВт	24266 ,0	24266 ,0	25266 ,0	27635 ,0	29615 ,0	30814 ,0	32717 ,0
ГЭС	тыс. кВт	45599 ,8	46699 ,9	48158 ,7	49223 ,2	49255 ,3	49313 ,1	49371 ,2
ТЭС	тыс. кВт	14757 8,4	15146 9,5	15527 3,0	15952 5,0	16255 0,5	16517 7,5	16564 4,2
нетрадиционные	тыс. кВт	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6

Вводы мощности 4-го кв.	тыс. кВт	3502, 0	2003, 3	3133, 1	5474, 8	3980, 0	4049, 0	2705, 0
Запертая мощность	тыс. кВт	720,0	640,0	620,0	600,0	600,0	540,0	400,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	тыс. кВт	21323 1,8	21980 1,7	22495 4,2	23031 8,0	23685 0,4	24072 5,2	24463 7,0
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕ ФИЦИТ(-)	тыс. кВт	5984, 0	9026, 4	9614, 0	12537 ,6	14470 ,2	12687 ,2	8932, 7
Импорт мощности	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности	тыс. кВт							
Передача мощности	тыс. кВт							
Исключение из участия в балансе Николаевской ТЭЦ	тыс. кВт	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6
ИЗБЫТОК(+)/ДЕ ФИЦИТ(-)	тыс. кВт	5853, 4	8895, 8	9483, 4	12407 ,0	14339 ,6	12556 ,6	8802, 1
Фактический резерв мощности	тыс. кВт	30664 ,4	34338 ,8	35547 ,4	39189 ,0	41664 ,6	40684 ,6	37963 ,1
То же в % к суммарному максимуму	%	20,2	22,3	22,5	24,1	25,1	23,8	21,4

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС ОЭС Сибири учтена на совмещенный максимум, ОЭС Востока - на собственный максимум

Таблица 5.2. Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн к Вт·ч	93022 8,0	95016 8,0	97850 1,0	10121 90,0	10365 41,0	10717 79,0	11124 62,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,0	2,1	3,0	3,4	2,4	3,4	3,8
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. к Вт	14637 3,0	14896 6,0	15266 7,0	15720 6,0	16051 9,0	16511 1,0	17101 5,0
Число часов использования максимума	час	6355	6378	6409	6439	6457	6491	6505
Экспорт мощности	тыс. к Вт	5900, 0	5900, 0	5900, 0	5900, 0	5900, 0	6050, 0	6050, 0
в т.ч. нерезервируемый экспорт	тыс. к Вт	5900, 0	5900, 0	5900, 0	5900, 0	5900, 0	6050, 0	6050, 0
Нормируемый резерв мощности	тыс. к Вт	23674 ,0	24290 ,0	24869 ,0	25554 ,0	26062 ,0	26809 ,0	27773 ,0
Нормируемый резерв в % к сумм. макс.	%	16,2	16,3	16,3	16,3	16,2	16,2	16,2
Ограничения мощности на конец года	тыс. к Вт	23449 ,8	23371 ,3	23394 ,2	20289 ,4	20792 ,2	20600 ,0	20907 ,3
Недоиспольз. мощн. НИЭ	тыс. к Вт	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
ИТОГО потребность	тыс. к Вт	19940 2,8	20253 3,3	20683 6,2	20895 5,4	21327 9,2	21857 6,0	22575 1,3
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс. кВт	20815 9,4	21315 4,6	21942 2,9	22686 3,4	23171 1,0	23561 9,8	23804 7,6
АЭС	тыс. кВт	24266 ,0	24266 ,0	25266 ,0	27635 ,0	29615 ,0	30814 ,0	32717 ,0
ГЭС	тыс. кВт	42259 ,8	43359 ,9	44818 ,7	45883 ,2	45915 ,3	45973 ,1	46031 ,2
ТЭС	тыс. кВт	14162 4,0	14551 9,1	14932 8,6	15333 5,6	15617 1,1	15882 3,1	15928 9,8
нетрадиционные	тыс. кВт	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
Вводы мощности	тыс.	3502,	2003,	3133,	5474,	3980,	4049,	2705,

4-го кв.	кВт	0	3	1	8	0	0	0
Запертая мощность	тыс. кВт	720,0	640,0	620,0	600,0	600,0	540,0	400,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	тыс. кВт	20393 7,4	21051 1,3	21566 9,8	22078 8,6	22713 1,0	23103 0,8	23494 2,6
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс. кВт	4534, 6	7978, 0	8833, 6	11833 ,2	13851 ,8	12454 ,8	9191, 3
Импорт мощности	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности	тыс. кВт							
Передача мощности	тыс. кВт							
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс. кВт	4534, 6	7978, 0	8833, 6	11833 ,2	13851 ,8	12454 ,8	9191, 3
Фактический резерв мощности	тыс. кВт	28208 ,6	32268 ,0	33702 ,6	37387 ,2	39913 ,8	39263 ,8	36964 ,3
То же в % к суммарному максимуму	%	19,3	21,7	22,1	23,8	24,9	23,8	21,6

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС ОЭС Сибири учтена на совмещенный максимум

Таблица 5.3. Баланс мощности европейской зоны ЕЭС России

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн кВт•ч	72607 3,0	74013 8,0	76012 9,0	77936 5,0	79473 7,0	82484 5,0	85982 4,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,1	1,9	2,7	2,5	2,0	3,8	4,2
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	11643 2,0	11818 0,0	12082 5,0	12342 2,0	12553 5,0	12945 4,0	13455 2,0
Число часов использования максимума	час	6236	6263	6291	6315	6331	6372	6390
Экспорт мощности	тыс. кВт	5700, 0	5700, 0	5700, 0	5700, 0	5700, 0	5850, 0	5850, 0
в т.ч. нерезервируемый экспорт	тыс. кВт	5700, 0	5700, 0	5700, 0	5700, 0	5700, 0	5850, 0	5850, 0
Нормируемый резерв мощности	тыс. кВт	19901 ,0	20422 ,0	20869 ,0	21309 ,0	21666 ,0	22330 ,0	23191 ,0
Нормируемый резерв в % к сумм. макс.	%	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	10495 ,7	10629 ,7	10756 ,0	11164 ,0	11317 ,8	11126 ,6	11434 ,9
Недоиспольз. мощн. НИЭ	тыс. кВт	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
ИТОГО потребность	тыс. кВт	15253 4,7	15493 7,7	15815 6,0	16160 1,0	16422 4,8	16876 6,6	17503 3,9
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс. кВт	16057 2,0	16414 2,3	16844 5,7	17538 2,2	18018 7,8	18354 3,6	18607 1,4
АЭС	тыс. кВт	24266 ,0	24266 ,0	25266 ,0	27635 ,0	29615 ,0	30814 ,0	32717 ,0
ГЭС	тыс. кВт	18990 ,5	19075 ,7	19534 ,6	20584 ,1	20616 ,2	20659 ,0	20717 ,1
ТЭС	тыс. кВт	11730 5,9	12079 1,0	12363 5,5	12715 3,5	12994 7,0	13206 1,0	13262 7,7
нетрадиционные	тыс. кВт	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6

Вводы мощности 4-го кв.	тыс. к Вт	2405, 1	1455, 0	1943, 8	5084, 8	3870, 0	3929, 0	2705, 0
Запертая мощность	тыс. к Вт	720,0	640,0	620,0	600,0	600,0	540,0	400,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	тыс. к Вт	15744 6,9	16204 7,3	16588 1,9	16969 7,4	17571 7,8	17907 4,6	18296 6,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/Д ЕФИЦИТ(-)	тыс. к Вт	4912, 2	7109, 6	7725, 9	8096, 4	11493 ,0	10308 ,0	7932, 5
Импорт мощности	тыс. к Вт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности	тыс. к Вт							
Передача мощности в ОЭС Сибири	тыс. к Вт	400,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
ИЗБЫТОК(+)/Д ЕФИЦИТ(-)	тыс. к Вт	4512, 2	6909, 6	7525, 9	7896, 4	11293 ,0	10108 ,0	7732, 5
Фактический резерв мощности	тыс. к Вт	24413 ,2	27331 ,6	28394 ,9	29205 ,4	32959 ,0	32438 ,0	30923 ,5
То же в % к суммарному максимуму	%	21,0	23,1	23,5	23,7	26,3	25,1	23,0

В Тюменской энергосистеме дефицит резервной мощности на час прохождения собственного максимума ожидается на уровне 2010-2012 годы и оценивается порядка 1,3 млн.кВт в 2010 году, снижаясь к 2012 году до 0,1 млн.кВт. Покрытие дефицита может быть обеспечено из избыточных энергосистем ОЭС Урала. В последующий период до 2016 года Тюменская энергосистема при заданном развитии электростанций самобалансируется с незначительными избытками 0,1–0,7 млн.кВт.

Для надежного электроснабжения потребителей на территории Тюменской энергосистемы предусмотрен ввод мощности 5121 МВт за период 2010-2016 годы, в том числе на ТЭС в Тарко-Сале (2хПГУ-300).

В балансе мощности ОЭС Сибири в 2010 году на час прохождения максимума нагрузки ЕЭС дефицит резервной мощности составит 0,4 млн.кВт, с 2011 года ОЭС Сибири становится избыточной. На час прохождения собственного максимума дефицит мощности в 2010 году достигает 1,9 млн.кВт, и может быть частично покрыт из ЕЭС России по линии Томск-Нижевартовск (порядка 0,2 млн.кВт) и по электрическим связям Урал-Казахстан-Сибирь (порядка 1,0 млн.кВт). В рассматриваемый период 2010-2016 годы планируется восстановление Саяно-Шушенской ГЭС, строительство Богучанской ГЭС и ввод

около 2,6 млн.кВт на тепловых электростанциях. При принятом развитии электростанций дефицит мощности в ОЭС Сибири на час собственного максимума будет сокращаться и составит в период 2011-2012 годы 0,4-0,6 млн.кВт, в 2013-2015 годы баланс мощности ОЭС Сибири будет складываться с избытком, но к 2016 году возможно возникновение дефицита 0,5 млн.кВт.

Баланс мощности ОЭС Востока до 2015 года складывается с превышением нормативного резерва (22 %) на 1,7-18 %. К 2016 году в ОЭС Сибири баланс складывается с дефицитом мощности в размере около 0,3 млн.кВт. Из чего следует, что для обеспечения экспортных поставок в рамках 1 этапа широкомасштабного экспорта в Китай на уровне 2016 г. потребуется ввод дополнительных экспортно-ориентированных генерирующих мощностей, в качестве которых может рассматриваться Хабаровская ПГУ, мощностью 400 МВт.

Балансы электрической энергии по ЕЭС и ОЭС России сформированы с учетом следующих расчетных условий:

- выработка электрической энергии по гидроэлектростанциям учтена среднесноголетней величиной. Для ОЭС Сибири и Востока с большой долей ГЭС в структуре генерирующих мощностей выполнен также расчет на маловодные условия;

- выработка атомных электростанций определена по предложениям ОАО «Концерн Энергоатом» по прогнозу выработки электрической энергии на действующих АЭС в 2010-2020 годы, а также в соответствии со Сценарными условиями для расчёта прогнозных показателей работы атомных станций. Годовое число использования располагаемой мощности АЭС при их базисной и эффективной загрузке составило в ЕЭС в рассматриваемый период 6 900-7 300 часов (в первый год эксплуатации энергоблока на АЭС – 3 500 часов).

Структура производства электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России приведена в таблице 5.4.

Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России возрастет на 219,8 млрд.кВт·ч: с 957,1 млрд кВт·ч в 2009 году до 1 176,9 млрд.кВт·ч в 2016 году. Прирост выработки будет обеспечен на 25 % от АЭС, 67 % от ТЭС и около 8 % от ГЭС и НИЭ.

В таблице 5.5 приведена укрупненная структура изменения производства электрической энергии в ЕЭС России по типам электростанций в рассматриваемый период:

Таблица 5.5. Укрупнённая структура производства электрической энергии в ЕЭС России

	Единицы измерения	Выработка эл. энергии 2009 г.	Прирост за 2010-2016	Выработка э/э 2016 г.
Всего, в т.ч.	млрд кВт•ч	957,1	219,8	1176,9
	%	100,0	100,0	100,0
АЭС	млрд кВт•ч	163,5	56,0	219,5
	%	17,1	25,5	18,7
ГЭС и НИЭ	млрд кВт•ч	166,8	17,1	183,9
	%	17,4	7,8	15,6
ТЭС	млрд кВт•ч	626,8	146,7	773,5
	%	65,5	66,7	65,7

В прогнозируемой структуре производства электрической энергии ЕЭС доля АЭС увеличится с 16,9 % в 2010 году до 18,7 % в 2016 году, доля ГЭС снизится с 15,7 % до 15,6 %, а доля ТЭС с 67,4 % до 65,7 % (таблица 5.4).

В целом по ЕЭС России баланс электрической энергии в период 2010-2016 годы обеспечивается при следующих годовых числах часов использования располагаемой мощности (таблица 5.6, с округлением):

Таблица 5.6. Число часов использования мощности электростанций ЕЭС России

	Годовое число часов использования располагаемой мощности электростанций ЕЭС								
	ФАКТ		ПРОГНОЗ						
	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
АЭС	6900	7000	6900	7100	7000	7300	7100	7100	7200
ТЭС	5100	4600	4700	4600	4600	4600	4600	4700	4800

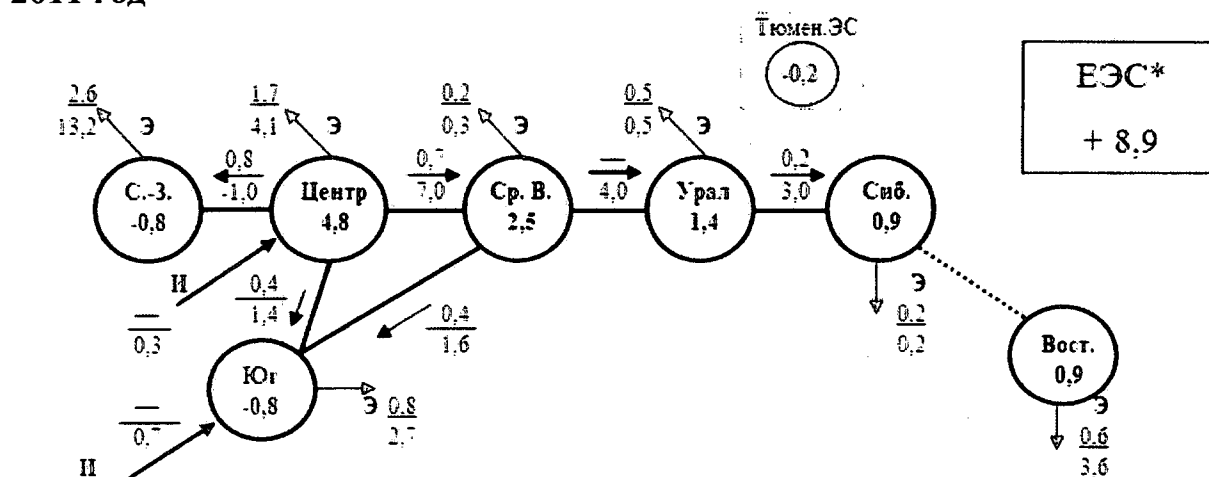
Перспективные балансы электрической энергии по ОЭС на период 2010–2016 годы приведены в Приложении 4, сводный баланс электрической энергии по ЕЭС России — в таблице 5.7. Кроме того, в Приложении 5 приведены данные по региональной структуре перспективных балансов электрической энергии на 2010-2016 годы

Схемы балансовых перетоков мощности на час прохождения зимнего максимума нагрузки ЕЭС и электрической энергии за год между ОЭС в период 2010-2016 годы представлены на рисунках 5.1 – 5.2.

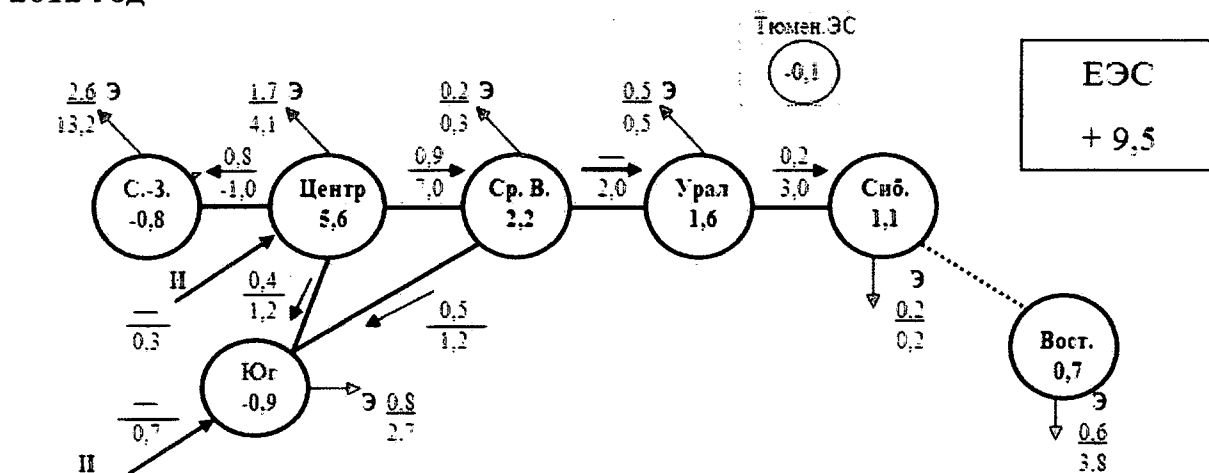
Таблица 5.7. Баланс электрической энергии ЕЭС России

Наименование	Единицы измерения	ФАКТ		ПРОГНОЗ							
		2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	
Потребление электрической энергии	млрд кВт·ч	987,11	940,25	959,088	979,731	1009,144	1043,757	1069,043	1105,759	1148,335	
Заряд ГАЭС	млрд кВт·ч	2,58	2,58	2,580	2,580	2,950	3,419	4,200	4,200	4,200	
Экспорт	млрд кВт·ч	29,23	27,49	22,070	24,470	24,695	24,920	25,145	25,370	25,370	
Импорт	млрд кВт·ч	12,38	13,21	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020	
Потребность в электрической энергии	млрд кВт·ч	1006,54	957,11	982,718	1005,761	1035,769	1071,076	1097,368	1134,309	1176,885	
Производство электрической энергии - всего	млрд кВт·ч	1006,54	957,11	982,718	1005,761	1035,769	1071,076	1097,368	1134,309	1176,885	
ГЭС	млрд кВт·ч	156,61	166,76	153,847	168,823	174,083	179,423	183,896	183,896	183,896	
АЭС	млрд кВт·ч	162,46	163,52	166,300	172,100	177,700	185,300	195,100	210,500	219,500	
ТЭС-всего	млрд кВт·ч	687,47	626,83	662,564	664,831	683,979	706,346	718,365	739,906	773,482	
нетрадиционные	млрд кВт·ч	0,01	0,01	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	
Располагаемая мощность - всего	МВт	195248,6	189849,2	196709,4	203780,8	210551,4	216995,0	223474,6	227262,6	230525,1	
ГЭС	МВт	37145,1	30062,0	32938,0	35097,4	38042,3	40039,5	40513,0	40557,8	40633,2	
АЭС	МВт	23411,0	23411,0	24231,0	24231,0	25231,0	25231,0	27600,0	29580,0	30362,0	
ТЭС-всего	МВт	134684,1	136368,7	139532,9	144444,9	147270,6	151717,0	155354,1	157117,3	159522,4	
нетрадиционные	МВт	8,4	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	

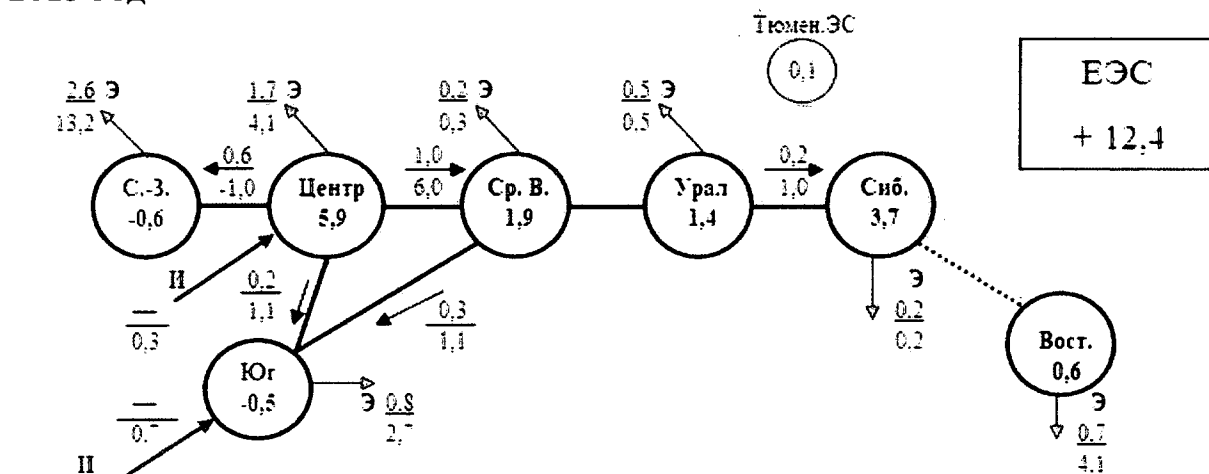
2011 год



2012 год



2013 год



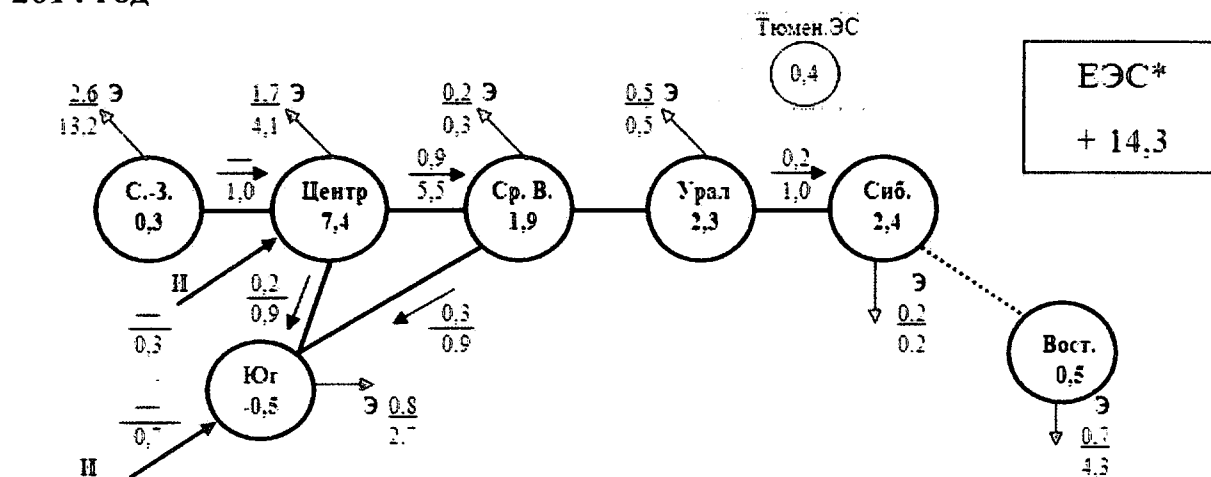
Условные обозначения:

- $\frac{0,9}{7,5}$ - направление и величина потока: в числителе величина мощности (млн.кВт), в знаменателе показатель электрической энергии (млрд.кВтч)
- Вост. 1,5 - (+) избыток, (-) дефицит мощности в ОЭС без учёта межсистемных перетоков на час прохождения максимальной нагрузки в ЕЭС России (без ОЭС Востока), по ОЭС Востока - на час собственного максимума
- Тюмен.ЭС -0,3 - (+) избыток, (-) дефицит мощности в Тюменской энергосистеме на час собственного максимума
- Э, И

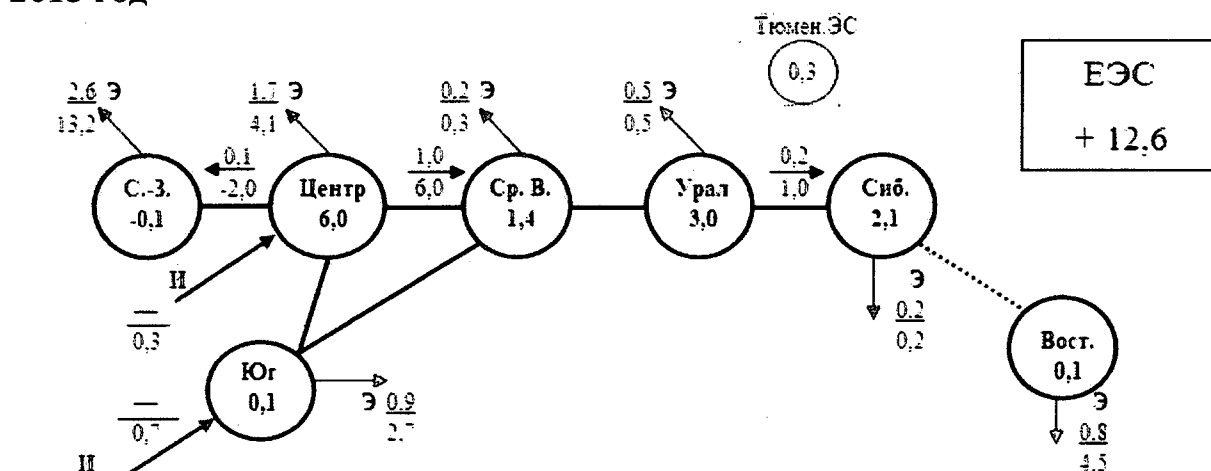
- экспорт и импорт мощности, млн.кВт/ электрической энергии ,
млрд.кВтч

**Рисунок 5.1. Балансовые дефициты (-), избытки (+) мощности по ОЭС и
перетоки мощности и электрической энергии**

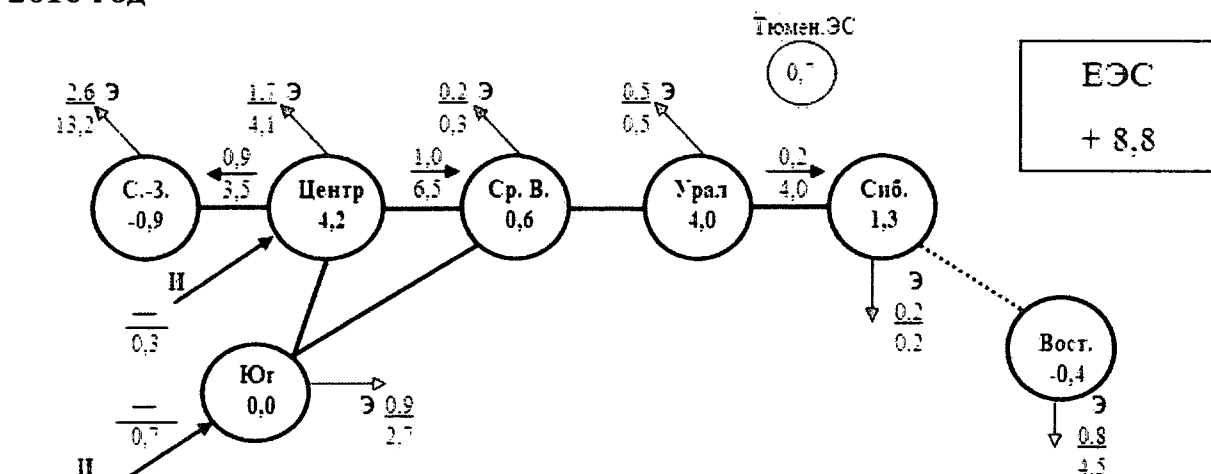
2014 год



2015 год



2016 год



Условные обозначения:

$\frac{0.9}{7.5}$ - направление и величина потока: в числителе величина мощности (млн.кВт), в знаменателе показатель электрической энергии (млрд.кВтч)

Вост.
1.5

Тюмен.ЭС
-0.3

Э, И

- (+) избыток, (-) дефицит мощности в ОЭС без учёта межсистемных перетоков на час прохождения максимальной нагрузки в ЕЭС России (без ОЭС Востока), по ОЭС Востока - на час собственного максимума
- (+) избыток, (-) дефицит мощности в Тюменской энергосистеме на час собственного максимума

- экспорт и импорт мощности, млн.кВт/электрической энергии ,
млрд.кВтч

**Рисунок 5.2. Балансовые дефициты (-), избытки (+) мощности по ОЭС и
перетоки мощности и электрической энергии**

VII. Прогноз спроса на топливо организаций электроэнергетики (по электростанциям ЕЭС России) без учета децентрализованных источников

Прогноз потребности тепловых электростанций России в органическом топливе формируется, исходя из намечаемых уровней производства электрической и тепловой энергии (таблица 6.1).

Таблица 6.1. Производство электрической и тепловой энергии на ТЭС ЕЭС России в 2010-2016 годы

	ФАКТ		ПРОГНОЗ						
	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Выработка эл.эн., млрд кВт•ч	687,5	626,8	662,6	664,8	684	706,3	718,4	739,9	773,5
Выработка эл.эн., млрд кВт•ч *)	687,5	626,8	672	678,6	698,1	720,7	735,6	757,2	790,5
Отпуск тепла ТЭС, млн Гкал	614,1	611,2	622,6	639,6	653,2	665,5	674,5	683,6	688,9

*) Вариант с гарантированной выработкой на ГЭС Сибири и Востока при маловодных условиях

При определении потребности электростанций в различных видах топлива учитывались режимы работы ТЭС, характеристики действующего и вводимого оборудования, виды установленного для ТЭС топлива, существующее состояние топливоснабжения.

Потребность в тепловой энергии рассчитана на основе прогнозов генерирующих компаний, полученных в 2008-2009 годы Прирост отпуска тепла от ТЭС обусловлен как ростом потребления тепловой энергии, так и переключением нагрузок с котельных на ТЭЦ.

Сводная характеристика изменения спроса на органическое топливо тепловых электростанций ЕЭС России (без учета децентрализованных источников) для рассматриваемого варианта представлена в таблице 6.2.

Таблица 6.2. Потребность тепловых электростанций ЕЭС России в органическом топливе в 2010-2016годы

	ФАКТ		ПРОГНОЗ				
	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Расход топлива, тыс.тут	303318	280381	293059	292349	297919	304917	307225
Газ	207090	192307	199410	200549	204831	207259	208211
Нефтетопливо	5324	5399	5123	4069	3853	3819	3798
Прочее топливо	9141	8477	8576	8824	8862	8852	8892
Уголь	81763	74198	79950	78907	80373	84987	86324

В варианте с гарантированной выработкой на ГЭС Сибири и Востока

при маловодных условиях дополнительно потребуется топлива в 2010г. 3,5 млн тут топлива(из них на ТЭС ОЭС Сибири 2,5 млн тут, на ТЭС ОЭС Востока 1 млн тут, в 2011-2012годы 5,1 млн тут (соответственно 4 млн тут и 1,1 млн тут), в 2013 г. 5,3 млн тут (4,1 млн тут и 1,2 млн тут), в 2014-2016 годы 6,4 млн тут (5 млн тут и 1,4 млн тут).

Характеристика потребности тепловых электростанций в различных видах органического топлива по ОЭС приведена в таблице 6.3.

Таблица 6.3. Потребность тепловых электростанций в органическом топливе по ОЭС в 2010-2016 годы

ОЭС	Годы	Расход топлива, тыс.тут	Газ	Нефте-топливо	Прочее топливо	Уголь
ОЭС Северо-Запада	2008	25286	18457	2415	1814	2600
	2009	24347	17743	2708	1484	2412
	2010	25512	18991	2422	1622	2477
	2011	25800	20122	1470	1715	2493
	2012	26059	20129	1484	1773	2674
	2013	26853	20849	1506	1813	2685
	2014	26346	20318	1510	1836	2682
	2015	25964	19895	1499	1862	2708
	2016	26604	20468	1506	1885	2745
ОЭС Центра	2008	64267	56245	443	3199	4381
	2009	58310	51351	391	2970	3598
	2010	58 310	51 351	391	2 969	3 598
	2011	61 254	53 758	401	2 878	4 216
	2012	60 284	52 854	372	3 090	3 967
	2013	58940	51564	349	2980	4047
	2014	58133	50626	311	2984	4212
	2015	58863	51174	296	3002	4392
	2016	63622	55476	317	3026	4804
ОЭС Средней Волги	2008	31872	30947	810	51	64
	2009	29020	28043	846	54	77
	2010	27 690	26 794	767	51	77
	2011	28159	27258	773	51	77
	2012	29071	28214	729	51	77
	2013	29074	28231	716	50	77
	2014	29876	29013	734	51	77
	2015	31458	30569	760	52	77
	2016	33360	32437	789	55	78
ОЭС Юга	2008	18376	15823	308	31	2213
	2009	16827	14635	206	28	1958
	2010	19030	16441	222	30	2337
	2011	18684	16224	178		2282

ОЭС	Годы	Расход	Газ	Нефте-	Прочее	Уголь
	2012	19690	17254	176		2260
	2013	20741	17996	176		2569
	2014	20620	18054	165		2401
	2015	21327	18646	173		2508
	2016	20688	18161	163		2365
ОЭС Урала	2008	97094	79935	696	1698	14765
	2009	91357	74968	676	1615	14098
	2010	95023	77627	671	1645	15080
	2011	95422	78036	670	1645	15071
	2012	97327	79998	670	1645	15014
	2013	98484	80937	671	1645	15232
	2014	98529	81774	671	1645	14439
	2015	99978	83367	682	1645	14284
	2016	100944	84701	681	1645	13918
ОЭС Сибири	2008	56550	4038	346	2349	49817
	2009	51118	4051	292	2326	44449
	2010	55 516	4 174	347	2 348	48 647
	2011	53 730	3 989	341	2 323	47 077
	2012	55 124	4 131	354	2 341	48 297
	2013	59345	4438	362	2364	52182
	2014	61786	5155	366	2376	53889
	2015	63719	5701	375	2388	55254
	2016	64525	6044	384	2396	55701
ОЭС Востока	2008	9873	1644	307		7923
	2009	9403	1517	280		7607
	2010	9034	1625	293		7115
	2011	10271	2066	265		7940
	2012	10827	2528	79		8220
	2013	11480	3245	39		8195
	2014	11934	3271	39		8624
	2015	12650	3815	34		8801
	2016	13322	4051	35		9236

VIII. Требования к развитию средств диспетчерского и технологического управления, систем противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики

8.1. Принятые сокращения

АДВ	автоматическая дозировка (управляющих) воздействий
АЛАР	автоматическая ликвидация асинхронного режима
АОПН	автоматическое ограничения повышения напряжения
АОПО	автоматическое ограничение перегрузки оборудования
АОПЧ	автоматическое ограничение повышения частоты
АОСН	автоматическое ограничение снижения напряжения
АОСЧ	автоматическое ограничение снижения частоты
АПВ	автоматическое повторное включение
АПНУ	автоматическое предотвращение нарушения устойчивости энергосистемы
АРН	автоматическое регулирование напряжения
АРПМ	автоматика разгрузки при перегрузке передачи по активной мощности
АРЧМ	автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности
АСУ ТП	автоматизированная система управления технологическим процессом подстанции, электростанции
АТ	автотрансформатор
АТС	автоматическая телефонная станция
АЧР	автоматика частотной разгрузки
ВОЛС	волоконная оптическая линия связи
ДЗЛ	дифференциальная защита линии
ДЗШ	дифференциальная защита сборных шин
ДФЗ	дифференциально-фазная защита
ЗНР	защита от неполнофазного режима
ИУ	исполнительное устройство противоаварийной автоматики
КЗ	короткое замыкание
КЛС	кабельная линия связи
КПР	контроль предшествующего режима
ЛЭП	линия электропередачи
ОАПВ	однофазное автоматическое повторное включение
ПА	противоаварийная автоматика
ПО	пусковой орган противоаварийной автоматики
САОН	специальная автоматика отключения нагрузки
СВ	секционный выключатель
СМРР	система мониторинга переходных режимов в энергосистеме
Т	трансформатор

ТАПВ	трехфазное автоматическое повторное включение
ТН	трансформатор напряжения
ТТ	трансформатор тока
УВ	управляющее воздействие
УПАСК	устройство передачи аварийных сигналов и команд
УРОВ	устройство резервирования отказа выключателей
УТАПВ	ускоренное трехфазное автоматическое повторное включение
УТМ	устройство телемеханики
ФОВ	фиксация отключения блока
ФОЛ	фиксация отключения линии
ФОТ	фиксация отключения трансформатора
ЦС	централизованная система
ЦСПА	централизованная система противоаварийной автоматики
ЧАПВ	частотное автоматическое повторное включение
ШР	шунтирующий реактор
ШСВ	шиносоединительный выключатель

8.2. При строительстве, реконструкции объектов электроэнергетики, предусмотренных программой (схемой) развития ЕЭС России рекомендуется обеспечение:

- наблюдаемости и управляемости режимов работы объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства;
- повышения надежности функционирования ЕЭС России путем создания (модернизации) систем противоаварийного и режимного управления

- 8.3. Для повышения наблюдаемости и управляемости ЕНЭС и объектов распределения электросетевого хозяйства организациями по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью, ОАО «Холдинг МРСК» и другими субъектами электроэнергетики планируется модернизация систем сбора и передачи информации (ССПИ).
- 8.4. Модернизация ССПИ предусматривается инвестиционными программами организаций по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью, сетевых организаций, являющихся дочерними и зависимыми обществами ОАО «Холдинг МРСК» (далее – ДЗО ОАО «Холдинг МРСК»), и других субъектов электроэнергетики, а также документами организаций, определяющими техническую политику компаний в указанной сфере.
- 8.5. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2010-2016 годы планируется реализация следующих проектов по развитию систем противоаварийной и режимной автоматики:
- Создание системы ЦСПА нового поколения в ОЭС Востока;
 - Создание иерархической системы АРЧМ в Европейской части ЕЭС России с подключением энергоблоков ТЭС и ГЭС от 100 МВт и более;
 - Создание программно-аппаратных комплексов ЦС АРЧМ Востока и Сибири;
 - Разработка проектов реконструкции и модернизации противоаварийной автоматики в операционных зонах филиалов Системного оператора Единой энергетической системы России (далее Системный Оператор) РДУ;
 - Развитие ЦСПА ОЭС Юга путём установки трёх низовых устройств на ПС 500 кВ Тихорецк, ПС 500 кВ Шахты и ПС 500 кВ Чирюрт.
 - Ввод ЦСПА ОЭС Сибири с интеграцией в него комплекса ПА ПС Итатская.
 - Создание узлового комплекса на Саяно-Шушенской ГЭС.
 - Модернизация узловых комплексов ПА на ПС Тагил и ПС Калино в связи с вводом ВЛ 500 кВ Северная – БАЗ.
 - Модернизация узлового комплекса ПА Калининской АЭС в связи с вводом четвёртого блока указанной АЭС.
 - Модернизация ЦСПА ОЭС Урала и ЦСПА ОЭС Сибири в связи с вводом ВЛ 500 кВ Восход – Ишим – Курган.

8.6. При создании (модернизации) ССПИ и технологической связи, систем противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, в том числе, осуществляемом при строительстве (реконструкции) объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства, включенных в настоящую Программу, рекомендуется обеспечение следующих характеристик указанных систем технологического управления.

8.6.1. Рекомендации к противоаварийной автоматике, выполняющей функции системного значения.

8.6.1.1. Рекомендации к ПА в сети 330-750 кВ.

В системообразующей сети 330-750 кВ для обеспечения надёжности режимов работы и в целях повышения пропускной способности электрических сетей ЛЭП, а также оборудование электростанций и подстанций оснащаются устройствами ПА.

а) Устройства ПА на ЛЭП 330-750 кВ.

Для выполнения функций АПНУ на каждой ЛЭП устанавливаются следующие устройства ПА:

- ФОЛ (с каждой стороны ВЛ);
- УПАСК;

по необходимости:

- КПР;
- АРПМ.

Для выполнения автоматической ликвидации асинхронного полнофазного режима на каждой ЛЭП (со всех сторон) устанавливается устройство АЛАР, включающее в себя функции основного и резервного действия.

Дополнительно к указанным устройствам АЛАР по необходимости и при наличии обоснований устанавливаются резервные устройства АЛАР, выполненные на других принципах, и резервирующие устройство АЛАР не только данной ЛЭП, но и ЛЭП всего транзита.

Основное действие устройства АЛАР выполняется на первом цикле АР, имеет контроль изменения знака активной мощности, контроль электрического центра качаний, а также может иметь фиксацию знака скольжения. Зона основного действия не должна выходить за пределы защищаемой ЛЭП.

Резервное действие устройства АЛАР выполняется на принципе отсчета определенного числа циклов АР.

В дополнение к устройствам АЛАР, указанным в п. 3.2.1.2 настоящих Общих требований, при наличии режимных обоснований на отдельных объектах электроэнергетики возможна установка АЛАР неполнофазного режима.

Для выполнения функций автоматического ограничения повышения напряжения на ЛЭП (с каждой стороны) устанавливаются устройства АОПН, обеспечивающие защиту оборудования, установленного на ЛЭП, от

повышенных уровней напряжения. Кроме того, в дополнение к АОПН устанавливаются устройства, действующие на отключение смежных присоединений при срабатывании АОПН ЛЭП и отказе выключателя ЛЭП (УРОВ АОПН).

Для выполнения функций АОПО на ЛЭП устанавливается устройство защиты от токовой перегрузки ЛЭП, обеспечивающее автоматическую разгрузку ЛЭП при значительных перегрузках по току путем разгрузки (отключения) генераторов и (или) отключения нагрузки потребителей.

Устройства АРПМ устанавливаются на отдельных ЛЭП (совокупности ЛЭП), на которые возможен наброс мощности по любым причинам. Устройство АРПМ нескольких ЛЭП (сечения) обеспечивает селективную работу с учетом потокораспределения активной мощности по отдельным ЛЭП.

б) Устройства ПА на АТ и ШР 330-750 кВ.

Для выполнения функций АПНУ на каждом АТ устанавливаются при необходимости следующие устройства ПА:

- ФОТ;
- КПР.

Для выполнения функций АОПО на АТ устанавливается устройство от перегрузки АТ с действием на сигнал и отключение нагрузки потребителей.

На ШР выполняются устройства автоматического отключения и включения ШР от устройств АОСН и АОПН, расположенных на том же объекте, где установлен ШР, или от УПАСК, принимающих команды аналогичных устройств с других объектов электроэнергетики.

в) Устройства ПА на энергоблоках ТЭС и АЭС, работающих в сети 220-750 кВ и гидрогенераторах (агрегатах) ГЭС (ГАЭС).

На блоках ТЭС и АЭС, работающих в сети 220-750 кВ, должны быть предусмотрены:

- импульсная разгрузка турбины (ИРТ);
- длительная разгрузка турбины (ДРТ);
- устройство отключения генераторов (ОГ);
- устройства фиксации отключения блока (ФОБ);
- при наличии парогазовых установок – устройства частотного пуска газовых турбин;
- АЛАР блока.

На ГЭС (ГАЭС) должны быть предусмотрены:

- устройство отключения гидрогенераторов (агрегатов) (ОГ);
- устройство автоматического пуска гидрогенераторов;
- устройства автоматической загрузки гидрогенераторов;
- устройства автоматического перевода гидрогенератора из режима синхронного компенсатора в активный режим.

8.6.1.2. Рекомендации к ПА в сети 110-220 кВ.

В сетях 110-220 кВ размещаются исполнительные устройства ПА, реализующие один из основных видов управляющих воздействий – отключение нагрузки потребителей. При этом ЛЭП 110-220 кВ используются как для организации каналов УПАСК для выдачи команд на отключение нагрузки, так и как элементы, которые отключаются от устройств ПА для снятия нагрузки.

На ЛЭП 110-220 кВ, шунтирующих связи более высокого напряжения, при отключении которых на ЛЭП 110-220 кВ может возникнуть асинхронный режим, требуется размещение устройств для его ликвидации.

Кроме того, в некоторых случаях ЛЭП 110-220 кВ охватываются комплексами АПНУ и комплексами централизованной разгрузки оборудования для предотвращения каскадного развития аварийной ситуации в энергосистеме.

а) Устройства ПА на ЛЭП 110-220 кВ.

При необходимости выполнения функций АПНУ или централизованной разгрузки оборудования для предотвращения каскадного развития аварийной ситуации на ЛЭП устанавливаются следующие устройства ПА:

- ФОЛ;
- УПАСК;
- КПР;
- АРПМ.

Если ЛЭП 110-220 кВ входят в сечение, где возможен асинхронный режим, то для выполнения функций АЛАР на ЛЭП 220 кВ устанавливаются устройства АЛАР, имеющие функции основного и резервного действия.

Основное действие устройства АЛАР осуществляется на первом цикле АР, иметь контроль изменения знака активной мощности, контроль электрического центра качаний.

Резервное действие устройства АЛАР выполняется на принципе отсчета определенного числа циклов АР. Пусковые органы могут выполняться на различных принципах, которые определяются на основе расчетов электрических режимов.

На ЛЭП 110 кВ устанавливаются либо устройства АЛАР, аналогичные устройствам для ЛЭП 220 кВ, либо простые делительные устройства, действующие без выдержки времени после отключения шунтирующей ее ЛЭП 220-750 кВ.

При необходимости, определяемой расчетами электрических режимов, для выполнения функций АОПН на ЛЭП 220 кВ устанавливаются устройства АОПН, обеспечивающие защиту оборудования, установленного на ЛЭП 220 кВ и прилегающих шинах, от повышенных уровней напряжения. Кроме того, устанавливается устройство, действующее при срабатывании АОПН ЛЭП и отказе выключателя ЛЭП на отключение смежных присоединений (УРОВ АОПН).

Для выполнения функций АОПО на ЛЭП 110-220кВ устанавливается устройство от перегрузки ЛЭП, обеспечивающее автоматическую разгрузку ЛЭП при значительных перегрузках по току или отключение перегружаемой ЛЭП.

Устройства АРПМ устанавливаются на отдельных ВЛ (совокупности ВЛ), на которые возможен наброс мощности по любым причинам. Устройство АРПМ нескольких ВЛ (сечения) обеспечивает селективную работу с учетом потокораспределения активной мощности по отдельным ВЛ.

б) Устройства ПА на подстанциях.

Для выполнения функций АОСЧ на подстанциях устанавливаются устройства АЧР.

Устройства АЧР действуют на отключение ЛЭП 6-10-35-110 кВ, а в отдельных случаях и 220 кВ, питающих энергопринимающие устройства потребителей электрической энергии.

Для обеспечения возможности автоматического восстановления питания энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии после восстановления частоты устанавливаются устройства ЧАПВ, действующие на включение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, отключенных от АЧР.

Для выполнения функций АОСН и недопущения лавины напряжения на подстанциях электроэнергетических объектов устанавливаются устройства АСН.

Устройства АСН действуют на отключение ЛЭП 6-10-35-110 кВ, а в отдельных случаях и 220 кВ, питающих потребителей электрической энергии.

Для обеспечения быстрого восстановления питания потребителей после восстановления напряжения устанавливаются устройства АПВ после АСН.

Для реализации УВ от ПА, выполняющей функции системного значения, устанавливаются устройства САОН.

8.6.2. Рекомендации к устройствам АДВ на объектах электроэнергетики.

Устройства АДВ являются основными логическими элементами АПНУ энергосистемы, определяющими виды, объемы и места реализации УВ.

Подстанции или электростанции, на которых устанавливаются устройства АДВ, определяются проектом.

Устройства АДВ определяют УВ, обеспечивающие устойчивость энергоузла, а также определяют УВ централизованной разгрузки сети 110-220 кВ для предотвращения каскадных отключений.

Устройства АДВ имеют возможность работать в режиме удаленного контроллера (вынесенного устройства АДВ) централизованной системы противоаварийной автоматики верхнего уровня.

8.6.3. Рекомендации к режимной автоматике, выполняющей функции системного значения.

8.6.3.1. Общие рекомендации.

Режимная автоматика, выполняющая функции системного значения, реализовывает следующие функции в нормальном режиме:

- автоматического регулирования напряжения;
- автоматического регулирования частоты и активной мощности.

Для выполнения указанных функций генераторы, синхронные компенсаторы, статические компенсаторы, трансформаторы, автотрансформаторы энергосистемы должны иметь автоматические устройства, установка и эксплуатация которых осуществляются собственниками объектов электроэнергетики, на которых установлены устройства.

Принципы действия устройств режимной автоматики, выполняющей функции системного значения, их объем определяются при проектировании строительства или реконструкции объекта электроэнергетики и должны быть согласованы системным оператором.

Для регистрации электромеханических переходных процессов на электростанциях мощностью 500 и более МВт, подстанциях напряжением 500 кВ и выше, а в отдельных случаях по требованию системного оператора – на подстанциях 110-330 кВ устанавливаются регистраторы системы мониторинга переходных режимов (СМПР) в энергосистеме.

8.6.3.2. Рекомендации к устройствам режимной автоматики на электростанциях.

На электростанциях в зависимости от технических требований устанавливаются следующие автоматические устройства режимной автоматики системного значения:

- автоматический регулятор активной мощности на каждом генераторе;
- автоматический регулятор возбуждения на каждом генераторе;
- групповой регулятор активной мощности;
- групповой регулятор реактивной мощности.

На трансформаторах собственных нужд установлены автоматические регуляторы напряжения под нагрузкой.

На трансформаторах, автотрансформаторах связи с энергосистемой установлены автоматические регуляторы напряжения под нагрузкой.

На блочных трансформаторах при наличии технических обоснований предусмотрена установка устройств РПН.

8.6.3.3. Рекомендации к устройствам режимной автоматики на подстанциях.

На трансформаторах и автотрансформаторах установлены автоматические регуляторы напряжения под нагрузкой.

На синхронных и статических компенсаторах установлены автоматические регуляторы напряжения.

8.6.4. Рекомендации к релейной защите и автоматике.

8.6.4.1. Общие рекомендации.

РЗА элемента энергосистемы (ЛЭП и электрооборудования электростанций и подстанций) обеспечивают функции защиты с абсолютной селективностью и защиты с относительной селективностью (ступенчатые защиты) с обеспечением выполнения принципа дальнего резервирования.

РЗА каждого элемента энергосистемы включает устройства, выполненные, как правило, на разных принципах действия.

Устройства защиты и аппаратура связи, установленные на разных сторонах ЛЭП, аппаратно и функционально совместимы.

Обмен технологической информацией между устройствами РЗА, установленными на разных сторонах ЛЭП, осуществляется по специально выделенным каналам связи: высокочастотным, КЛС или ВОЛС. Аппаратура каналов связи обеспечивает требуемое быстродействие защиты.

Ступенчатые защиты от междуфазных КЗ и от КЗ на землю обеспечивают отключение КЗ на защищаемом элементе энергосистемы и в зоне дальнего резервирования.

Ступенчатые защиты от междуфазных КЗ и от КЗ на землю, имеют оперативное и автоматическое ускорение ступеней, охватывающих всю длину ЛЭП с необходимым коэффициентом чувствительности.

Дистанционные защиты имеют автоматическую блокировку ступеней, которые могут неправильно работать при качаниях в энергосистеме (блокировку при качаниях). Принцип действия блокировки при качаниях обеспечивает функционирование дистанционных защит при всех видах КЗ.

Защиты, использующие по принципу действия напряжения от измерительных трансформаторов напряжения, неисправность вторичных цепей которых может привести к неправильному действию защиты, блокируются при нарушении цепей напряжения.

Устройства РЗА по цепям напряжения переводятся на резервный ТН в случае неисправности основного ТН или его вторичных цепей. Резервирование цепей напряжения устройств РЗА ЛЭП 500 кВ и выше обеспечивается установкой двух трансформатора напряжения на каждой из сторон линии.

Отключение повреждения при действии защит и отказе выключателя элемента энергосистемы выполняется действием УРОВ на отключение выключателей, через которые может осуществляться подпитка места КЗ, и на запрет их АПВ.

УРОВ обеспечивает первоочередное действие на отключение отказавшего выключателя (на себя).

РЗА элемента энергосистемы ликвидирует длительный неполнофазный режим в энергосистеме, представляющий опасность для электрооборудования и недопустимый по условиям настройки РЗА сети.

АПВ обеспечивает автоматическое включение в работу отключенных от защит выключателей ЛЭП и электрооборудования, если автоматическая подача напряжения на них допускается и предусмотрена режимом работы энергосистемы.

Количество ТТ, вторичных обмоток и их классы точности обеспечивает раздельное подключение устройств РЗА и систем измерений и учёта.

Основная и резервные ступенчатые защиты или две основные защиты элемента энергосистемы питаются от разных вторичных обмоток

трансформаторов тока. Цепи тока этих защит прокладываются в разных кабелях.

Каждая защита, при наличии на выключателях двух электромагнитов отключения, действует на оба электромагнита отключения.

Защита не действует на отключение ЛЭП и оборудования при снятии, подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности и глубины снижения напряжения питания.

Функционирование защит, при наличии на объекте автоматизированной системы технологического управления (АСУ ТП), автономно и не зависит от состояния АСУ ТП. Интеграция РЗА в АСУ ТП осуществляется на уровне обмена информацией.

Система регистрации аварийных событий и процессов (РАС) обеспечивает сбор и передачу информации, достаточной для своевременного (оперативного) анализа аварийного процесса (информации о возникновении, протекании и ликвидации аварийного процесса, о фактической работе систем РЗА).

8.6.4.2. Релейная защита и АПВ ЛЭП 330кВ и выше:

На каждой стороне ЛЭП 330 кВ и выше устанавливается не менее двух защит, каждая из которых обеспечивает отключение всех видов КЗ.

Три защиты от всех видов КЗ устанавливаются:

- на ЛЭП, отходящих от АЭС;
- на ЛЭП, при КЗ на которых не обеспечивается принцип дальнего резервирования;
- на ЛЭП, при КЗ на которых и отказе быстродействующих защит отключение КЗ с выдержкой времени ступенчатыми защитами приводит к нарушению устойчивости.

Каждая защита ЛЭП обеспечивает функцию быстродействующей защиты от всех видов КЗ и обеспечивает действие на отключение поврежденной фазы при однофазных КЗ и на отключение трех фаз - при многофазных КЗ.

На каждой стороне ЛЭП как минимум одна из защит выполняет функцию ступенчатой защиты от всех видов КЗ.

Для защит с абсолютной селективностью выделяется независимый канал связи.

Для ликвидации неполнофазных режимов на ЛЭП предусматривается защита ЗНР, действующая на отключение 3-х фаз ЛЭП со всех сторон с запретом АПВ.

На каждой стороне ЛЭП 330кВ и выше предусматривается автоматическое повторное включение (ОАПВ и ТАПВ). ОАПВ осуществляется при действии быстродействующих защит. ТАПВ обеспечивает возможность однократного опробования ЛЭП напряжением и синхронного включения под нагрузку. Устройство ТАПВ следует предусматривать отдельно на каждый выключатель.

8.6.4.3. Автотрансформаторы (трансформаторы) 220 кВ и выше

На АТ (Т) устанавливаются защиты от внутренних, внешних КЗ и недопустимых режимов работы.

РЗА АТ (Т) 330 кВ и выше включает основные защиты (дифференциальные и газовые) и резервные ступенчатые защиты от междупазных КЗ и от КЗ на землю.

Два комплекта дифференциальных защит устанавливается на АТ (Т) 330 кВ и выше, а также на АТ (Т) 220 кВ мощностью 160 МВА и более.

На трансформаторах 110-220 кВ и АТ мощностью менее 160 МВА устанавливается один комплект дифференциальной защиты. Установка второго комплекта дифференциальной защиты обоснована недостаточной чувствительностью или недопустимым временем отключения резервными защитами трансформатора или защит смежных элементов при КЗ в зоне действия ДЗТ.

Ошиновка АТ (Т) 330 кВ и выше защищается двумя быстродействующими защитами.

На АТ (Т) 330 кВ и выше устанавливается отдельная дифференциальная защита ошиновки низшего напряжения токоограничивающего реактора, вольтодобавочного трансформатора. обеспечена работа УРОВ выключателей высшего напряжения АТ (Т) при КЗ на стороне низшего напряжения.

Газовое реле защиты АТ (Т) и устройства РПН АТ (Т) от внутренних повреждений имеет по два контакта для каждой ступени (отключение и сигнализация).

Газовая защита АТ (Т) и устройства РПН АТ (Т) имеет устройство контроля изоляции цепей для каждой ступени.

Ступенчатые защиты устанавливаются на сторонах высшего и среднего напряжения АТ для обеспечения дальнего резервирования, а также для резервирования основных защит АТ. Ступенчатые защиты АТ согласовываются со ступенчатыми защитами элементов энергосистемы высшего и среднего напряжения, примыкающих к АТ.

Ступенчатые защиты АТ обладают достаточной чувствительностью в пределах всей зоны дальнего резервирования. В противном случае выполняются мероприятия по усилению ближнего резервирования РЗА элементов энергосистемы, не имеющих дальнего резервирования.

На одиночно работающих Т 110-220 кВ можно использовать АПВ, когда отключение Т приводит к обесточению нагрузки потребителей.

8.6.4.4. РЗА ШР, УШР.

На ШР, УШР устанавливаются защиты от внутренних КЗ и недопустимых режимов работы.

На ШР, УШР предусматриваются два комплекта быстродействующих защит. В составе каждого комплекта существует продольная дифференциальная токовая защита и поперечная дифференциальная токовая защита.

На УШР устанавливаются защиты: обмотки управления, полупроводниковых преобразователей, компенсационной обмотки,

промежуточного и заземляющего трансформаторов. Состав защит перечисленного электротехнического оборудования определяется типом УШР.

Газовое реле защиты ШР, УШР от внутренних повреждений имеют по два контакта для каждой ступени (отключение и сигнализация) для их отдельного использования.

Газовая защита ШР, УШР имеет устройство контроля изоляции цепей по каждой ступени.

8.6.4.5. РЗА сборных шин 110 кВ и выше

На сборных шинах 330 кВ и выше устанавливаются по два комплекта дифференциальных защит.

Для сборных шин 110-220 кВ предусматриваются отдельные устройства ДЗШ. Две защит шин 110÷220 кВ устанавливаются по условию сохранения устойчивости нагрузки, обеспечения надёжной работы атомных станций, а также предотвращения нарушения технологии особо ответственных производств и обеспечения требований

Для двойной системы шин с одним выключателем на элемент сети ДЗШ выполняется по схеме для фиксированного распределения присоединений. При этом в ДЗШ и УРОВ предусматривается возможность изменения фиксации при переводе элементов сети с одной системы шин на другую.

ДЗШ имеет контроль исправности токовых цепей, действующий с выдержкой времени на вывод защиты из работы и на сигнал.

Выключатели элемента сети должны входить в зону ДЗШ.

При наличии ТТ с двух сторон выключателя, выключатель входит в зону действия ДЗШ и защит элемента сети.

Предусмотрена возможность выполнения АПВ шин.

8.6.4.6. УРОВ 110 кВ и выше

УРОВ 330-750 кВ предусматривает отдельно для каждого выключателя с возможностью независимого обслуживания каждого устройства.

УРОВ 110-220 кВ выполняет как одно устройство на систему шин, секцию, распределительное устройство или отдельно для каждого выключателя, что дает возможность независимого обслуживания каждого устройства.

В УРОВ 110÷220 кВ следует предусматривать возможность изменения фиксации при переводе присоединения с одной системы шин на другую.

8.6.4.7. РЗА ОВ, ШСВ и СВ 110 кВ и выше

РЗА обходного выключателя 330кВ и выше выполняет функцию резервных защит и АПВ любого элемента сети, при его переводе на работу через ОВ. Основная защита переводимого элемента сети сохраняется в работе, при этом цепи оперативного и переменного тока, используются от ОВ.

РЗА ОВ, ШСВ и СВ обеспечивает возможность её использования при опробовании напряжением системы шин и элементов сети, подключенных к шинам.

На ШСВ и СВ предусмотрены защиты для резервирования защиты шин на случай ее отказа или вывода ее из работы, а также для разделения систем или секций шин при КЗ на присоединениях с целью обеспечения селективной ликвидации КЗ.

На шиносоединительном и секционном выключателях 110÷220 кВ, предназначенных для выполнения и функции обходного выключателя, предусмотрены те же защиты, которые предусматриваются для отдельного обходного выключателя.

8.6.4.8. РЗА ЛЭП 110-220 кВ;

Релейная защита на каждой стороне ЛЭП 110 - 220 кВ включает в себя основную и резервную защиту. предусмотрены мероприятия, обеспечивающие отстройку основной защиты от КЗ за трансформаторами отпаечных подстанций. В случае, если ЛЭП является кабельной или кабельно-воздушной линией, необходимо предусматривать две основные защиты.

Резервная защита обладает достаточной чувствительностью в пределах всей зоны дальнего резервирования. В противном случае необходимо предусматривать дополнительные мероприятия по усилению ближнего резервирования элементов, не имеющих дальнего резервирования.

Быстродействие защит удовлетворяет требованиям обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов энергосистемы при отключении КЗ и требованиям обеспечения устойчивости нагрузки потребителей. В случае если невозможно обеспечить требуемое быстродействие защит, при отсутствии основной защиты на линиях предусматривается установка двух основных защит.

При пофазном управлении выключателями для ликвидации неполнофазных режимов на ЛЭП предусматривается защита от неполнофазного режима (ЗНР), действующая на отключение 3-х фаз с запретом АПВ, пуском УРОВ, остановка высокочастотного передатчика дифференциально-фазной защиты на данном конце и на передачу команды телеотключения на противоположный конец ЛЭП, если канал для передачи команд на данной ЛЭП предусматривается по другим причинам.

На каждой стороне ЛЭП 110-220 кВ предусматривается ТАПВ.

При подсоединении ЛЭП к шинам через два выключателя, ТАПВ следует предусматривать отдельно на каждый выключатель.

Устройства защиты ЛЭП 110-220 кВ могут дополняться устройствами передачи команд по высокочастотному каналу или по оптико-волоконному каналу.

В качестве основной защиты ЛЭП 110-220 кВ предусматриваются защиты от всех видов КЗ с абсолютной селективностью.

8.6.5. Рекомендации к передаче телеметрической информации с объектов электроэнергетики в диспетчерский центр системного оператора

8.6.5.1. Детализированный перечень сигналов и измеряемых величин по каждому объекту электроэнергетики, передаваемых в диспетчерские центры, согласовывается с системным оператором.

8.6.5.2. Рекомендации к точности измерений и параметрам передачи телеметрической информации:

- в тракте телеметрической информации должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0.5S, подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 1, а при замене измерительных трансформаторов – не хуже 0.5S;
- суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объекта диспетчеризации в диспетчерский центр системного оператора устанавливается требованиями подсистем системы оперативно-диспетчерского управления, использующих эту информацию, и лежит в пределах 1–2 секунды;
- протокол и методы передачи телеметрической информации используются в соответствии с ГОСТ Р МЭК-5-101/104 по согласованию с системным оператором;
- передача телеметрической информации в диспетчерский центр системного оператора осуществляется без промежуточной обработки (напрямую) с содержанием метки единого астрономического времени.

8.6.5.3. Рекомендации по организации технологической связи между диспетчерским центром и электростанцией, подстанцией и (или) центром управления сетями.

а) Технические требования к технологической связи:

- технологическая сеть связи организована на базе цифровых систем передачи по двум независимым взаиморезервируемым каналам;
- для автоматизированных систем управления, в том числе для передачи телеметрической информации и диспетчерских команд используются каналы технологической связи с коэффициентом готовности не менее 0,999 и время восстановления не более 11 минут в неделю;
- для систем управления, работающих в автоматическом режиме без участия человека, технологическая связь имеет коэффициент готовности и время восстановления, устанавливаемые требованиями надежности работы этих систем;
- полоса пропускания технологической связи выбирается с условием обеспечения обмена информацией с необходимыми объемами и параметрами обмена, устанавливаемыми требованиями диспетчерской и технологической телефонной связи и систем оперативно-диспетчерского управления.

б) Организация диспетчерской и технологической телефонной связи:

- диспетчеру системного оператора по каждому направлению передачи команд и ведения оперативных переговоров и оперативному персоналу субъекта электроэнергетики предоставляется полнодоступная резервируемая услуга диспетчерской телефонной связи с возможностью занятия без набора номера основного и резервного телефонного канала в технологической сети связи; предоставляемые диспетчерские телефонные каналы в технологической сети связи субъекта электроэнергетики не заходят на промежуточные АТС. Допускается организация постоянного транзитного соединения каналов и кроссконнекция телефонных каналов в цифровых потоках, а также в отдельных случаях по согласованию с системным оператором приоритетное транзитное соединение диспетчерских телефонных каналов не более чем на одной промежуточной АТС;
- окончательным оборудованием диспетчерской телефонной связи являются устройства, обеспечивающие связь без набора номера, при этом осуществляющие запись диспетчерских переговоров с сохранением записей в соответствии с установленным порядком;
- при организации диспетчерской телефонной связи применяются автоматические телефонные станции, сертифицированные для применения в электроэнергетике в диспетчерской телефонной связи;
- телефонная связь другого назначения (производственная, технологическая) организовывается как по каналам диспетчерской телефонной связи с приоритетом диспетчера, так и по каналам взаимоувязанных технологических сетей связи, а также по сети связи общего пользования;
- в случае потери диспетчерской телефонной связи предусмотрена возможность использования диспетчером системного оператора и оперативным персоналом субъекта электроэнергетики производственно-технологической телефонной связи с возможностью выхода на телефонную сеть общего пользования и на другие ведомственные телефонные сети путем набора номера.



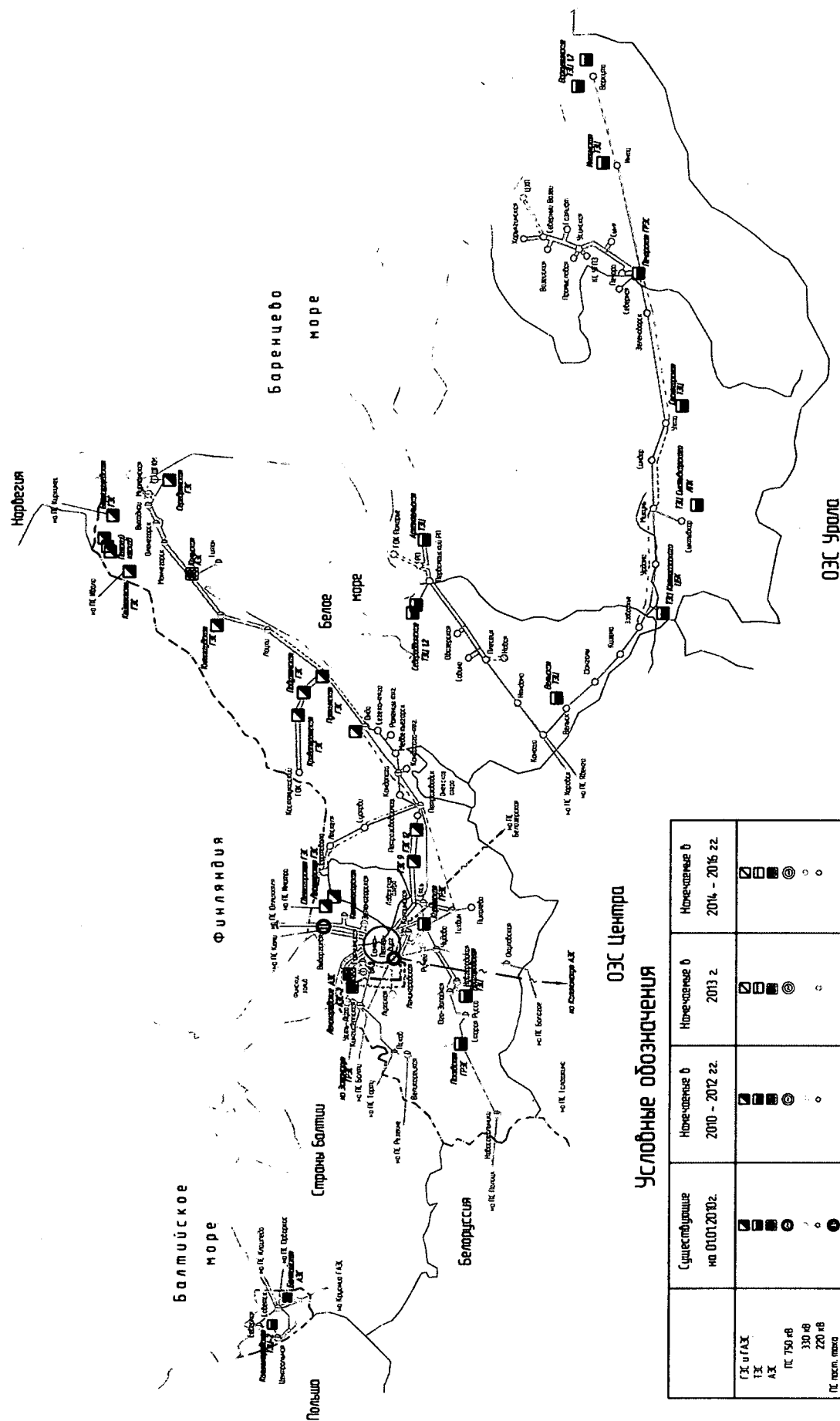
Минэнерго России	
№:	333
Дата:	15.07.2010
Кол. листов:	263

IX. Схема развития ЕЭС

Схема развития ЕЭС состоит из следующих карт-схем:

1. Карта-схема электрических сетей напряжением 220 кВт и выше ОЭС Северо-Запада на период до 2016 года.
2. Карта-схема электрических сетей напряжением 220 кВт и выше на период до 2016 года г. Санкт-Петербург.
3. Карта-схема электрических сетей напряжением 220 кВт и выше на период до 2016 года ОЭС Центра.
4. Карта-схема электрических сетей напряжением 220 кВт и выше ОЭС Юга на период до 2016 года.
5. Карта-схема электрических сетей напряжением 220 кВт и выше на период до 2016 года ОЭС Средней Волги.
6. Карта-схема электрических сетей напряжением 220 кВт и выше ОЭС Урала на период до 2016 года.
7. Карта-схема электрических сетей напряжением 220 кВт и выше ОЭС Сибири на период до 2016 года.
8. Карта-схема электрических сетей напряжением 220 кВт и выше ОЭС Востока на период до 2016 года.
9. Географическая карта-схема электрических сетей напряжением 220 кВт и выше Московской энергосистемы на перспективу до 2016 года.

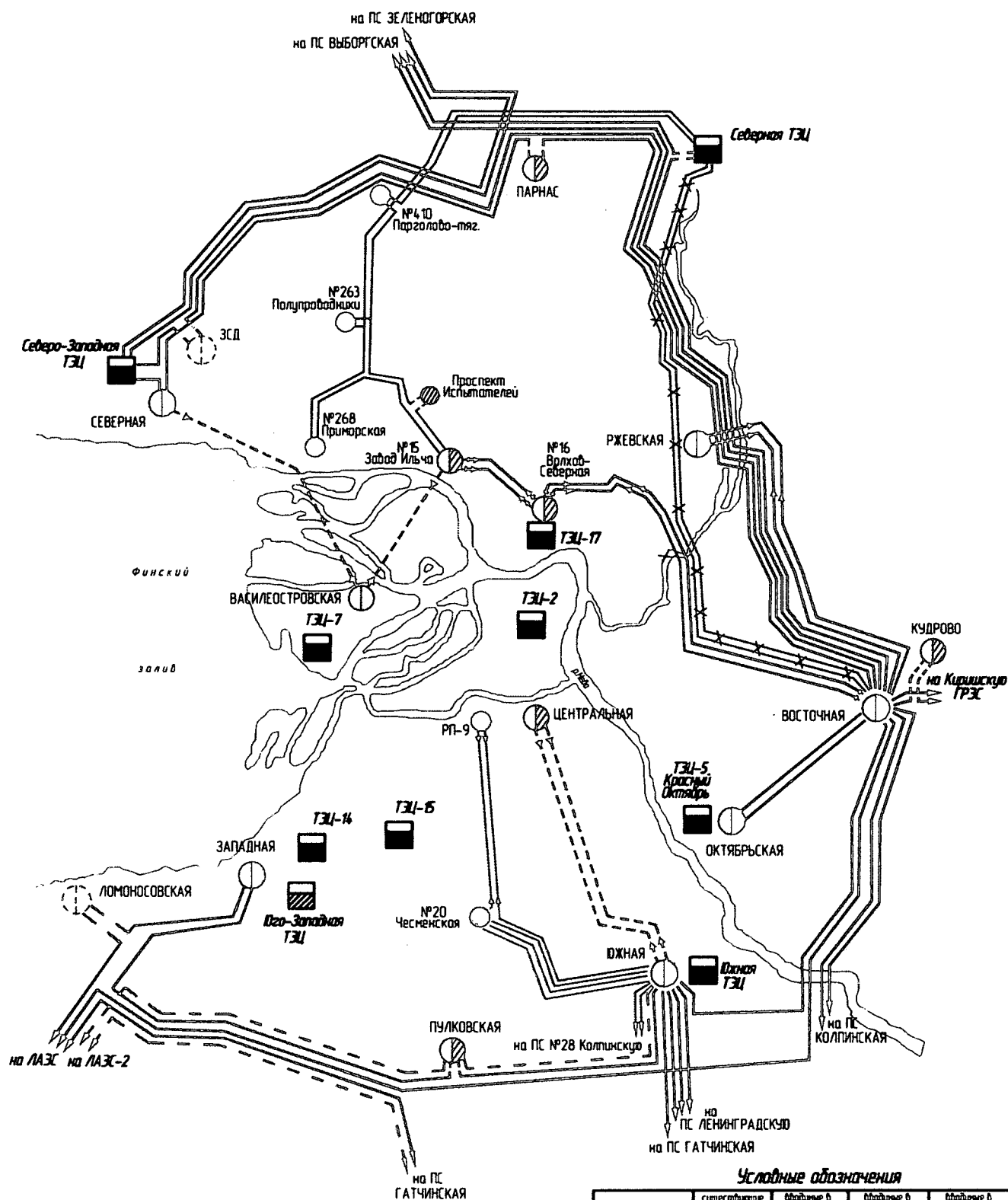
Карта-схема электрических сетей напряжением 220 кВ и выше ОЭС Северо-Запада на период до 2016 года



ОЭС Центра Условные обозначения

	Существующие на 01.01.2010г.	Наче-чере-е в 2010 - 2012 гг.	Наче-чере-е в 2013 г.	Наче-чере-е в 2014 - 2016 гг.
ГЭС и ГАЭС	■	■	■	■
ГЭС	■	■	■	■
АЭС	■	■	■	■
ПТ 750 кВ	—	—	—	—
330 кВ	—	—	—	—
220 кВ	—	—	—	—
ПТ 500 кВ	—	—	—	—
400 кВ	—	—	—	—
330 кВ	—	—	—	—
220 кВ	—	—	—	—
Низе 220 кВ	—	—	—	—
Границы ОЭС	—	—	—	—
Границы государств	—	—	—	—
Границы России	—	—	—	—

Карта-схема электрических сетей напряжением 220 кВ и выше на период до 2016 года г. Санкт-Петербург



Условные обозначения

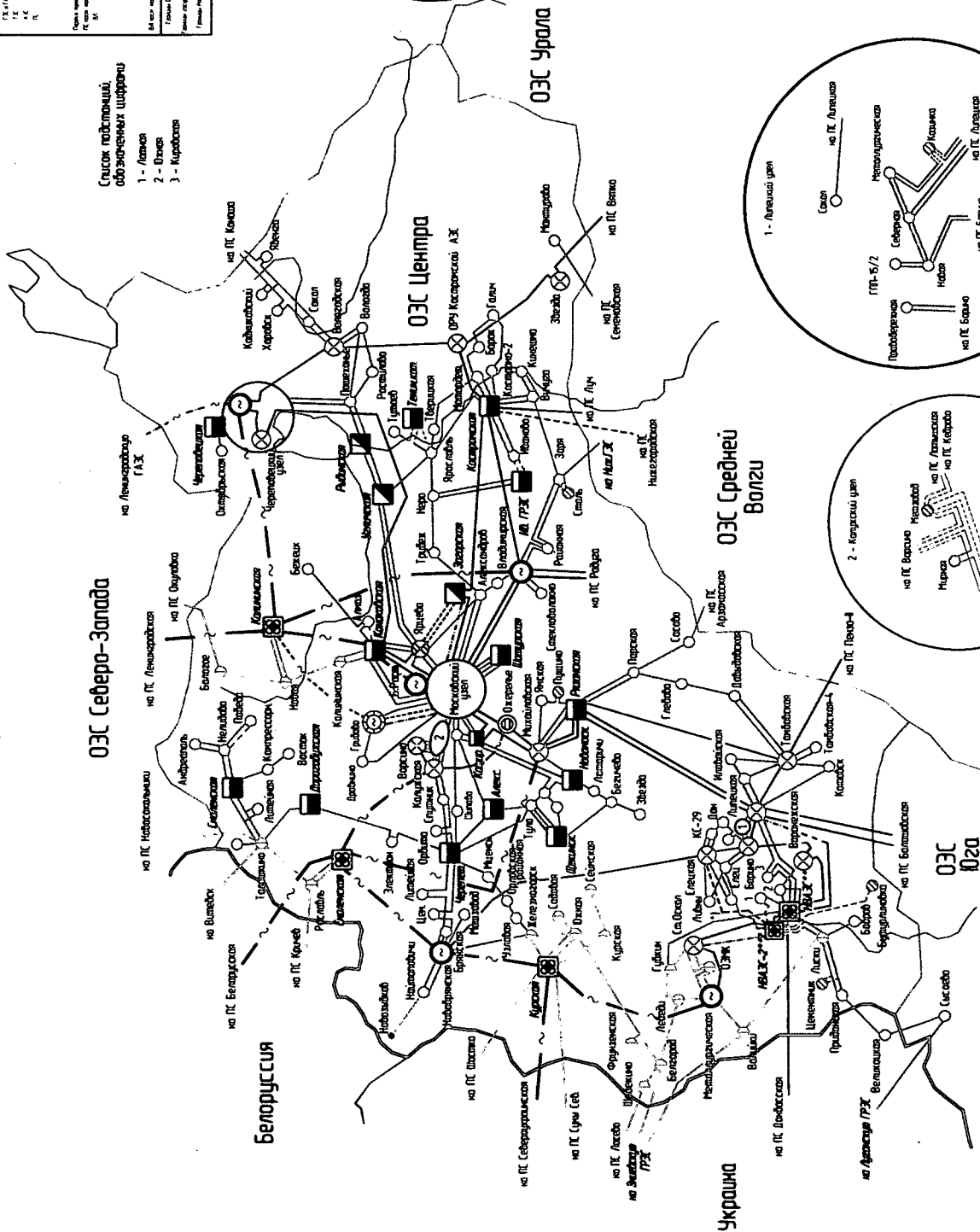
	существующие на 01.01.2010г.	вводимые в 2010 - 2012 гг.	вводимые в 2013 г.	вводимые в 2014 - 2016 гг.
Электростанции				
ТЭС				
Подстанции				
220 кВ				
Линии электропередачи				
330 кВ				
220 кВ				

ОДЦ Центра

Установление порядка

[illegible]

(ပုဂ္ဂလိက ကုမ္ပဏီလီမိတက်)
 ၁ - အထွေထွေ အချက်အလက်
 ၂ - အကျဉ်းချုပ်
 ၃ - အကျဉ်းချုပ်

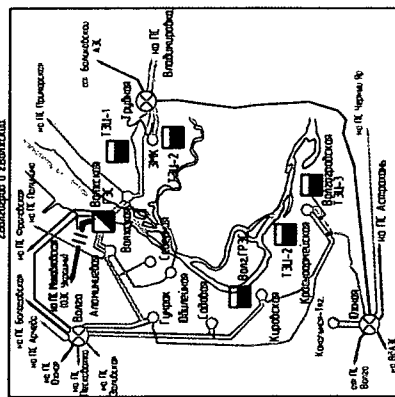
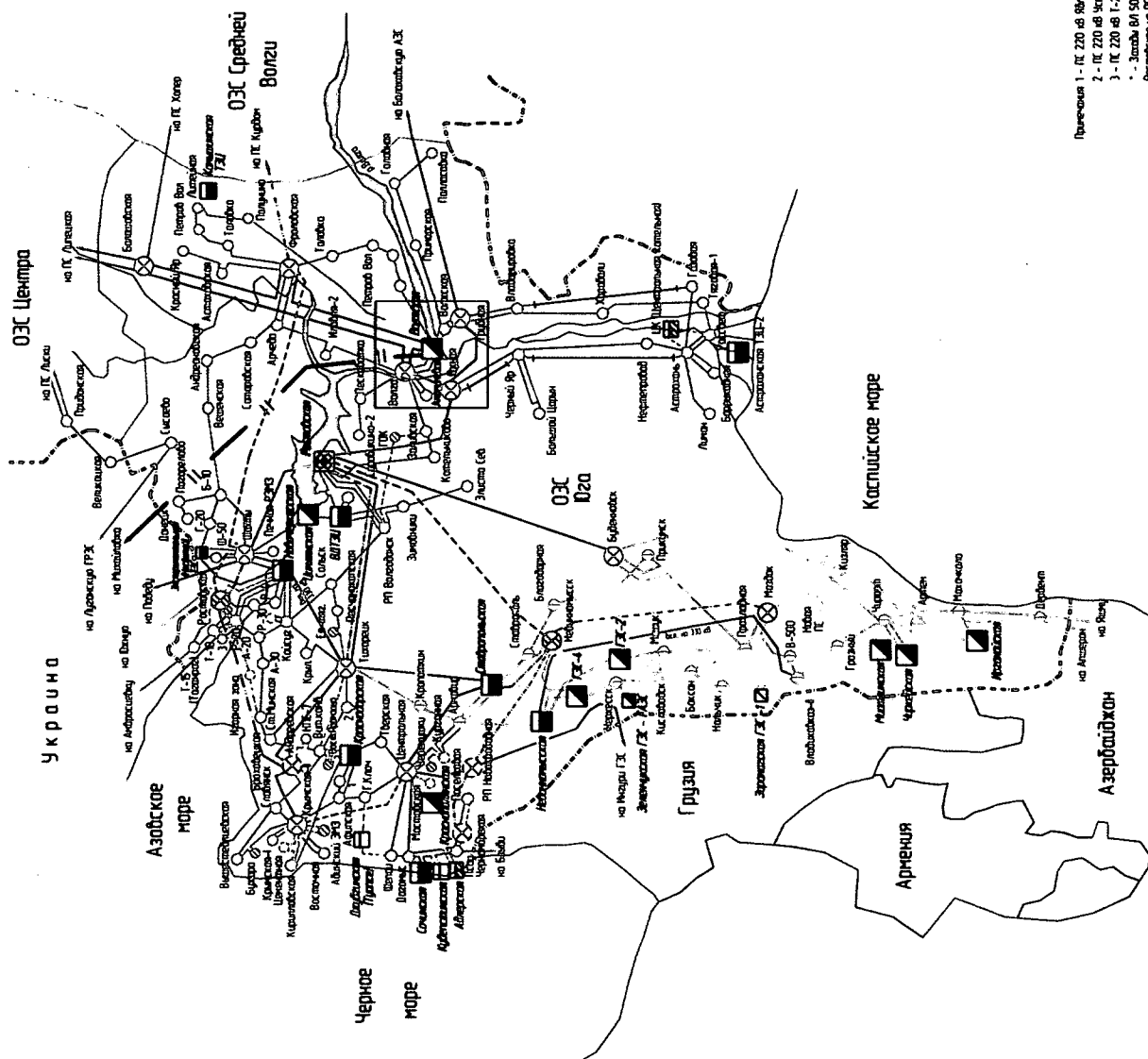


1) - Development of the project in 2015-2016

[illegible]

*) - беремое на 220 в. напряжение, 2 к/л 220 в. напряжение и 2 к/л 220 в. напряжение

Карта-схема электрических сетей напряжением 220 кВ и выше ОЭС Дзг на период до 2016 года

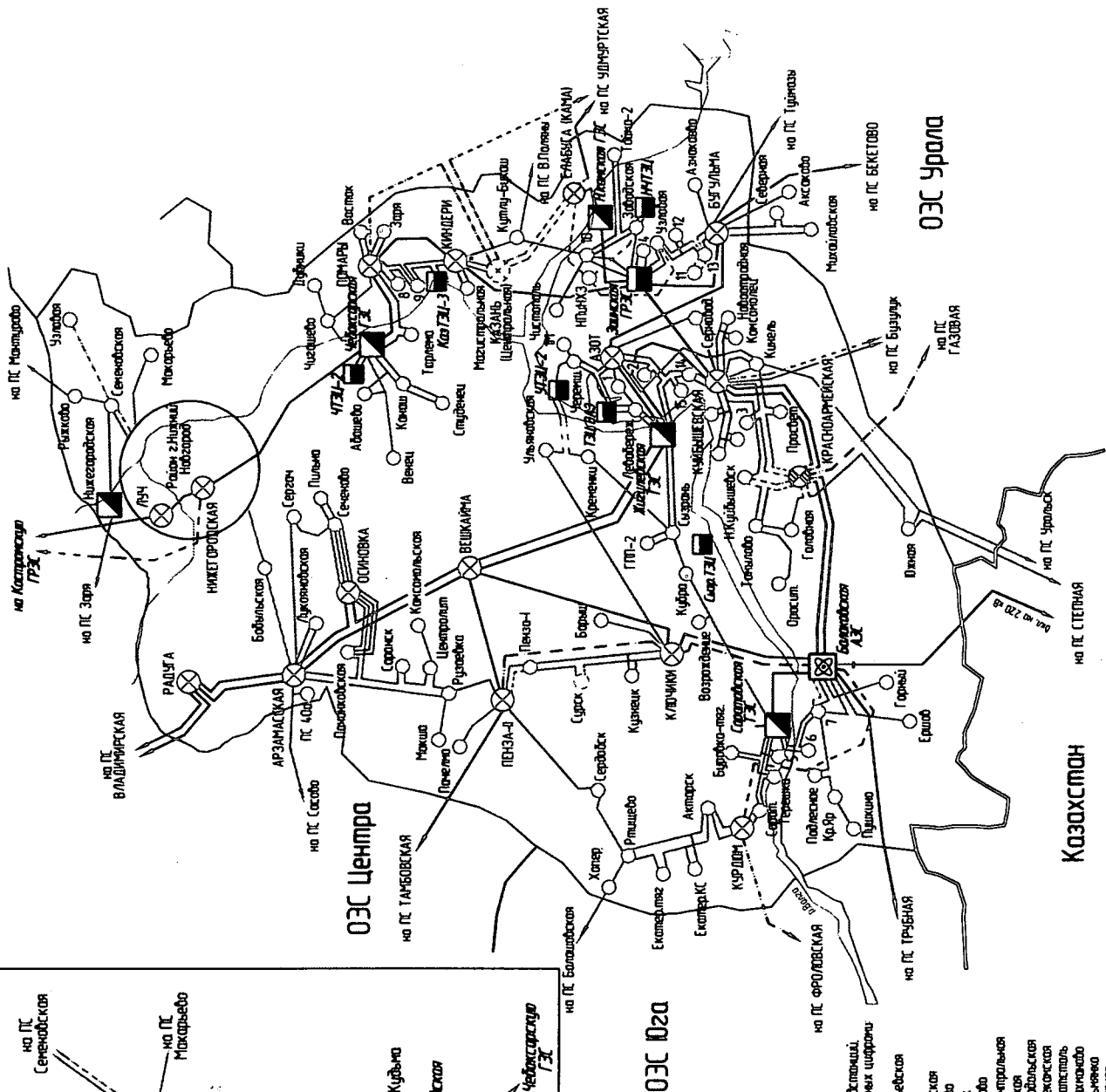
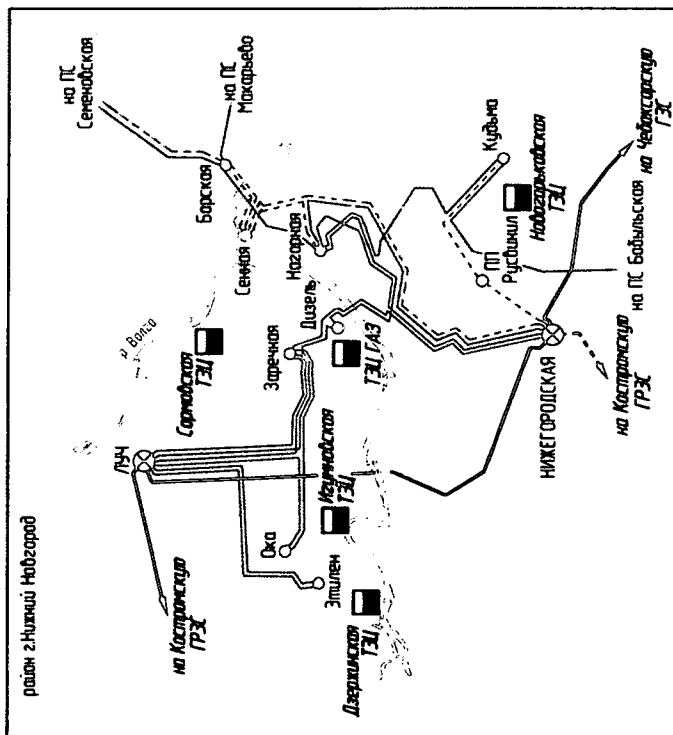


Условные обозначения

Электростанция	Существующая на 01.01.2012	2012-2014 гг.	2014-2016 гг.
ГЭС			
ТЭС			
АЭС			
Подстанции			
Линии электропередачи			
ВЛ подстанция			
Границы ОЭС			

Примечания: 1 - ЛЭП 220 кВ 9000000
2 - ЛЭП 220 кВ 10000000
3 - ЛЭП 220 кВ 1-20 (1-20)
4 - ЛЭП 220 кВ 1-20 (1-20)
5 - ЛЭП 220 кВ 1-20 (1-20)
6 - ЛЭП 220 кВ 1-20 (1-20)
7 - ЛЭП 220 кВ 1-20 (1-20)
8 - ЛЭП 220 кВ 1-20 (1-20)
9 - ЛЭП 220 кВ 1-20 (1-20)
10 - ЛЭП 220 кВ 1-20 (1-20)

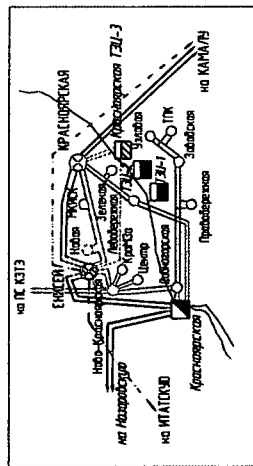
Карта-схема электрической сети 220 кВ и выше на период до 2016 года
ОЭС Средней Волги



Электросети	Условные обозначения				Масштаб в	
	существующая на 01.01.2016 г.	2010 - 2012 гг.	2013 г.	2014 - 2016 гг.	2014 - 2016 гг.	2014 - 2016 гг.
АЗ						
ГЭ						
ТЭ						
Подстанции						
500 кВ						
220 кВ						
Линии электропередачи						
500 кВ						
220 кВ						
Границы государств						

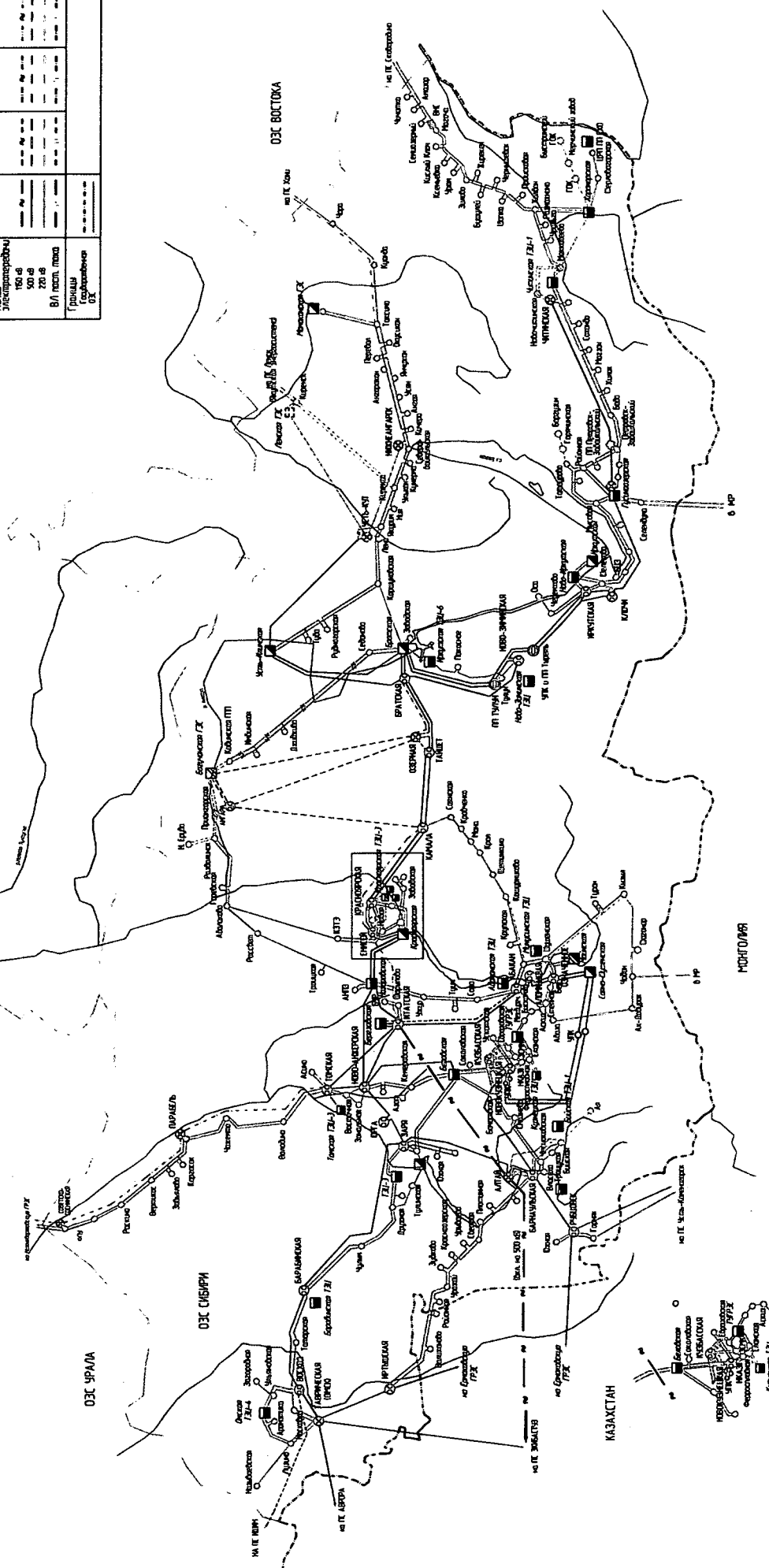
- Список подстанций, обозначенных цифрами
- 1 - Васильевская
 - 2 - КС-22
 - 3 - Орловская
 - 4 - Сулейбо
 - 5 - Волжск
 - 6 - Балаково
 - 7 - РП Центральная
 - 8 - Волжская
 - 9 - Зеленовская
 - 10 - Нижнекамская
 - 11 - ГПП Тамбов
 - 12 - Ахтубинская
 - 13 - Илекская
 - 14 - Киреевская
 - 15 - Солнечная

Карта-схема электрических сетей напряжением 220 кВ и выше ОЭС Сибири на период до 2016 года



Условные обозначения

	существующая на 01.01.2010 г.	2010-2015 гг.	2015 г.	2014-2016 гг.	
Электростанции					
ГЭС					
ТЭС					
Подстанции					
500 кВ					
220 кВ					
Перекач. пункт					
ПС, после пуска					
Водяные электростанции					
150 кВ					
500 кВ					
220 кВ					
ВЛ после пуска					
Границы обслуживания ОЭС					



Прогноз электропотребления по ОЭС Северо-Запада, млрд.кВт.ч

	Факт	Ср.год. прирост за 2006 - 2008 гг., %	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2010 - 2016 гг., %
	2008 г.			2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	
ОЭС Северо-Запада	91,302		88,292	90,191	92,331	93,912	95,747	96,704	100,085	105,397	
годовой темп прироста, %	2,25	2,92	-3,30	2,15	2,37	1,71	1,95	1,00	3,50	5,31	2,56
э/с Архангельской обл.	7,922		7,534	7,635	7,759	7,834	7,884	7,929	8,146	8,506	
годовой темп прироста, %	1,32	1,58	-4,90	1,34	1,62	0,97	0,64	0,57	2,74	4,42	1,75
э/с Калининградской обл.	3,973		3,864	3,943	4,037	4,134	4,201	4,250	4,397	4,559	
годовой темп прироста, %	2,13	2,95	-2,74	2,04	2,38	2,40	1,62	1,17	3,46	3,68	2,39
э/с Республики Карелия	9,309		8,633	8,727	8,868	9,069	9,196	9,260	9,447	9,749	
годовой темп прироста, %	-0,19	2,45	-7,26	1,09	1,62	2,27	1,40	0,70	2,02	3,20	1,75
э/с Мурманской обл.	13,519		13,123	13,435	13,604	14,014	14,344	14,455	15,033	16,603	
годовой темп прироста, %	-0,65	0,39	-2,93	2,38	1,26	3,01	2,35	0,77	4,00	10,44	3,42
э/с Республики Коми	8,829		8,714	8,865	9,008	9,096	9,153	9,179	9,402	9,703	
годовой темп прироста, %	1,37	3,17	-1,30	1,73	1,61	0,98	0,63	0,28	2,43	3,20	1,55

э/с г. Санкт-Петербург и Ленинградской обл.	41,664		40,424	41,497	42,850	43,479	44,599	45,197	47,013	49,371	
годовой темп прироста, %	4,18	4,09	-2,98	2,65	3,26	1,47	2,58	1,34	4,02	5,02	2,90
э/с Новгородской обл.	3,994		3,915	3,970	4,039	4,086	4,127	4,153	4,305	4,486	
годовой темп прироста, %	1,97	3,53	-1,98	1,40	1,74	1,16	1,00	0,63	3,66	4,20	1,97
э/с Псковской обл.	2,092		2,085	2,119	2,166	2,200	2,243	2,281	2,342	2,420	
годовой темп прироста, %	2,85	2,54	-0,33	1,63	2,22	1,57	1,95	1,69	2,67	3,33	2,15

Примечание: показатели электропотребления приведены с округлением

Прогноз электропотребления по ОЭС Центра, млрд.кВт.ч

	Факт	Ср.год. прирост за 2006- 2008 гг., %	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2010-2016 гг., %	
	2008 г.		2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.		
ОЭС Центра	220,514		211,709	216,574	220,417	224,798	230,661	236,636	246,730	257,805		
годовой темп прироста, %	1,27	2,65	-3,99	2,30	1,77	1,99	2,61	2,59	4,27	4,49	2,86	
з/с Белгородской обл.	13,399		13,047	13,648	13,857	14,069	14,284	14,503	15,320	16,404		
годовой темп прироста, %	1,19	3,25	-2,63	4,61	1,53	1,53	1,53	1,53	5,63	7,08	3,33	
з/с Брянской обл.	4,214		4,084	4,100	4,127	4,237	4,313	4,432	4,611	4,788		
годовой темп прироста, %	-3,10	0,06	-3,08	0,39	0,66	2,67	1,79	2,76	4,04	3,84	2,30	
з/с Владимирской обл.	7,084		6,679	6,800	6,890	7,072	7,133	7,188	7,312	7,512		
годовой темп прироста, %	0,87	2,34	-5,72	1,81	1,32	2,64	0,86	0,77	1,73	2,74	1,69	
з/с Вологодской обл.	14,298		12,864	13,181	13,445	13,714	14,057	14,338	14,850	15,520		
годовой темп прироста, %	-2,50	1,64	-10,03	2,46	2,00	2,00	2,50	2,00	3,57	4,51	2,72	

э/с Воронежской обл.	9,561		9,122	9,250	9,340	9,596	9,890	9,946	10,724	11,371	
годовой темп прироста, %	2,18	2,64	-4,59	1,40	0,97	2,74	3,06	0,57	7,82	6,03	3,20
э/с Ивановской обл.	4,052		3,708	3,781	3,832	3,987	4,056	4,133	4,275	4,391	
годовой темп прироста, %	-2,57	-0,21	-8,49	1,97	1,35	4,04	1,73	1,90	3,44	2,71	2,45
э/с Калужской обл.	4,744		4,787	4,796	4,879	4,979	5,216	5,443	5,905	6,404	
годовой темп прироста, %	4,61	3,06	0,91	0,19	1,73	2,05	4,76	4,35	8,49	8,45	4,25
э/с Костромской обл.	3,791		3,559	3,628	3,687	3,723	3,802	3,862	4,008	4,094	
годовой темп прироста, %	0,24	2,24	-6,12	1,94	1,63	0,98	2,12	1,58	3,78	2,15	2,02
э/с Курской обл.	7,849		7,716	8,003	8,121	8,245	8,370	8,497	8,801	9,105	
годовой темп прироста, %	-4,77	-0,47	-1,69	3,72	1,47	1,53	1,52	1,52	3,58	3,45	2,40
э/с Липецкой обл.	10,645		9,495	10,250	10,742	11,236	11,747	12,034	12,596	13,097	
годовой темп прироста, %	0,18	1,43	-10,80	7,95	4,80	4,60	4,55	2,44	4,67	3,98	4,71
э/с Орловской обл.	2,769		2,629	2,634	2,698	2,789	2,842	2,859	2,949	3,045	
годовой темп прироста, %	-1,91	-1,46	-5,06	0,19	2,43	3,37	1,90	0,60	3,15	3,26	2,12
э/с Рязанской обл.	6,425		6,063	6,113	6,212	6,272	6,310	6,315	6,512	6,836	
годовой темп прироста, %	1,71	8,44	-5,63	0,82	1,62	0,97	0,61	0,08	3,12	4,98	1,73

э/с Смоленской обл.	6,187		6,142	6,190	6,250	6,340	6,454	6,565	6,741	6,802	
годовой темп прироста, %	3,36	0,53	-0,73	0,78	0,97	1,44	1,80	1,72	2,68	0,90	1,47
э/с Тамбовской обл.	3,546		3,170	3,210	3,263	3,330	3,420	3,540	3,705	3,874	
годовой темп прироста, %	-1,75	-1,00	-10,60	1,26	1,65	2,05	2,70	3,51	4,66	4,56	2,91
э/с Тверской обл.	7,712		7,382	7,488	7,572	7,650	7,799	8,017	8,407	8,786	
годовой темп прироста, %	2,42	2,61	-4,28	1,44	1,12	1,03	1,95	2,80	4,86	4,51	2,52
э/с Тульской обл.	9,994		9,493	9,574	9,729	10,014	10,327	10,591	11,014	11,495	
годовой темп прироста, %	-1,27	-0,89	-5,01	0,85	1,62	2,93	3,13	2,56	3,99	4,37	2,77
э/с Ярославской обл.	8,345		7,771	7,927	8,057	8,127	8,161	8,248	8,428	8,719	
годовой темп прироста, %	-0,86	2,33	-6,88	2,01	1,64	0,87	0,42	1,07	2,18	3,45	1,66
э/с г. Москва и Московской обл.	95,899		93,998	96,001	97,716	99,418	102,480	106,125	110,572	115,562	
годовой темп прироста, %	3,16	3,92	-1,98	2,13	1,79	1,74	3,08	3,56	4,19	4,51	3,00

Примечание: показатели электропотребления приведены с округлением

Прогноз электропотребления по ОЭС Средней Волги, млрд.кВт.ч

	Факт	Ср.год. прирост за 2008 гг., %	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2010-2016 гг., %
	2008 г.		2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	
ОЭС Средней Волги	108,030		99,344	101,073	103,847	107,414	110,711	113,421	117,611	122,298	
годовой темп прироста, %	0,79	2,18	-8,04	1,74	2,74	3,43	3,07	2,45	3,69	3,99	3,02
э/с Нижегородской обл.	21,840		19,994	20,833	21,308	22,087	22,811	23,536	24,560	25,600	
годовой темп прироста, %	2,37	1,83	-8,45	4,20	2,28	3,66	3,28	3,18	4,35	4,23	3,60
э/с Самарской обл.	24,499		22,382	22,641	23,722	24,662	25,393	25,792	26,536	27,577	
годовой темп прироста, %	1,15	2,45	-8,64	1,16	4,77	3,96	2,96	1,57	2,88	3,92	3,03
э/с Республики Марий-Эл	3,235		2,786	2,786	2,786	2,980	3,184	3,348	3,491	3,580	
годовой темп прироста, %	3,29	3,06	-13,88	0,00	0,00	6,96	6,85	5,15	4,27	2,55	3,65
э/с Мордовской Республики	3,085		2,938	2,969	3,022	3,088	3,129	3,153	3,231	3,355	
годовой темп прироста, %	2,25	3,60	-4,76	1,06	1,79	2,18	1,33	0,77	2,47	3,84	1,92

э/с Пензенской обл.	4,567		4,380	4,380	4,428	4,516	4,620	4,712	4,810	5,001	
годовой темп прироста, %	0,40	1,16	-4,09	0,00	1,10	1,99	2,30	1,99	2,08	3,97	1,91
э/с Саратовской обл.	13,264		12,368	12,464	12,746	13,050	13,465	13,868	14,456	14,989	
годовой темп прироста, %	-0,32	1,80	-6,76	0,78	2,26	2,39	3,18	2,99	4,24	3,69	2,79
э/с Ульяновской обл.	6,096		5,681	5,742	5,881	6,026	6,092	6,130	6,289	6,469	
годовой темп прироста, %	-1,82	0,45	-6,81	1,07	2,42	2,47	1,10	0,62	2,59	2,86	1,87
э/с Республики Чувашия	5,585		4,809	4,905	4,975	5,105	5,215	5,323	5,456	5,623	
годовой темп прироста, %	-0,66	1,58	-13,89	2,00	1,43	2,61	2,15	2,07	2,50	3,06	2,26
э/с Республики Татарстан	25,859		24,006	24,353	24,979	25,900	26,802	27,559	28,782	30,104	
годовой темп прироста, %	0,28	2,88	-7,17	1,45	2,57	3,69	3,48	2,82	4,44	4,59	3,29

Примечание: показатели электропотребления приведены с округлением

Прогноз электропотребления по ОЭС Юга, млрд.кВт.ч

	Факт	Ср.год. прирост за 2006-2008 гг., %	Факт	Прогноз								Ср.год. прирост за 2010 - 2016 гг., %
	2008 г.		2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.		
ОЭС Юга	80,985		78,099	79,722	81,865	86,136	90,689	93,232	96,101	99,587		
годовой темп прироста, %	3,19	3,30	-3,56	2,08	2,69	5,22	5,29	2,80	3,08	3,63	3,54	
э/с Астраханской обл.	4,130		3,987	4,122	4,258	4,407	4,585	4,795	5,036	5,272		
годовой темп прироста, %	2,25	2,47	-3,46	3,39	3,30	3,50	4,04	4,58	5,03	4,69	4,08	
э/с Волгоградской обл.	19,431		17,550	17,640	17,835	18,051	18,412	18,817	19,529	20,423		
годовой темп прироста, %	0,50	1,63	-9,68	0,51	1,11	1,21	2,00	2,20	3,78	4,58	2,19	
э/с Чеченской Республики	2,004		2,088	2,138	2,190	2,234	2,272	2,304	2,359	2,419		
годовой темп прироста, %	12,27	11,05	4,19	2,39	2,43	2,01	1,70	1,41	2,39	2,54	2,13	
э/с Республики Дагестан	4,616		4,714	4,811	4,904	4,985	5,100	5,247	5,423	5,615		
годовой темп прироста, %	3,15	2,39	2,12	2,06	1,93	1,65	2,31	2,88	3,35	3,54	2,53	
э/с Кабардино-Балкарской Республики	1,463		1,463	1,483	1,509	1,528	1,549	1,566	1,584	1,605		
годовой темп прироста, %	3,17	0,79	0,00	1,37	1,75	1,26	1,37	1,10	1,15	1,33	1,33	

э/с Республики Калмыкия	0,477		0,463	0,464	0,466	0,468	0,469	0,470	0,489	0,506	
годовой темп прироста, %	-0,83	-2,58	-2,94	0,22	0,43	0,43	0,21	0,21	4,04	3,48	1,28
э/с Краснодарского края	19,515		19,640	20,329	21,446	24,605	27,567	28,417	28,898	29,392	
годовой темп прироста, %	5,22	5,05	0,64	3,51	5,49	14,73	12,04	3,08	1,69	1,71	5,93
э/с Ростовской обл.	16,525		15,650	16,002	16,360	16,703	17,177	17,750	18,454	19,554	
годовой темп прироста, %	4,70	4,11	-5,30	2,25	2,24	2,10	2,84	3,34	3,97	5,96	3,24
э/с Республики Северная Осетия	2,187		2,141	2,168	2,206	2,245	2,282	2,319	2,417	2,497	
годовой темп прироста, %	1,96	0,45	-2,10	1,26	1,75	1,77	1,65	1,62	4,23	3,31	2,22
э/с Карачаево- Черкесской Республики	1,171		1,185	1,207	1,212	1,222	1,371	1,492	1,499	1,523	
годовой темп прироста, %	-5,03	-0,28	1,20	1,86	0,41	0,83	12,19	8,83	0,47	1,60	3,65
э/с Ставропольского края	8,971		8,687	8,802	8,903	9,093	9,292	9,426	9,772	10,131	
годовой темп прироста, %	2,15	3,17	-3,17	1,32	1,15	2,13	2,19	1,44	3,67	3,67	2,22
э/с Республики Ингушетия	0,495		0,531	0,556	0,576	0,595	0,613	0,629	0,641	0,650	
годовой темп прироста, %	7,38	4,96	7,27	4,71	3,60	3,30	3,03	2,61	1,91	1,40	2,93

Примечание: показатели электропотребления приведены с округлением

Прогноз электропотребления по ОЭС Урала, млрд.кВт.ч

	Факт 2008 г.	Ср.год. прирост за 2006 - 2008 гг., %	Факт 2009 г.	Прогноз							Ср.год. прирост за 2010 - 2016 гг., %
				2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	
ОЭС Урала	250,981		236,210	241,093	244,258	250,819	254,976	258,944	268,518	278,937	
годовой темп прироста, %	0,91	3,23	-5,89	2,07	1,31	2,69	1,66	1,56	3,70	3,88	2,41
э/с Республики Башкортостан	24,891		23,602	23,940	24,215	24,586	25,300	25,800	26,153	26,508	
годовой темп прироста, %	-0,85	1,66	-5,18	1,43	1,15	1,53	2,90	1,98	1,37	1,36	1,67
э/с Кировской обл.	7,395		7,042	7,095	7,220	7,410	7,520	7,625	7,733	7,856	
годовой темп прироста, %	-0,24	1,56	-4,77	0,75	1,76	2,63	1,48	1,40	1,42	1,59	1,58
э/с Курганской обл.	4,620		4,178	4,220	4,310	4,353	4,431	4,484	4,722	4,909	
годовой темп прироста, %	-0,04	2,34	-9,57	1,01	2,13	1,00	1,79	1,20	5,31	3,96	2,33
э/с Оренбургской обл.	16,042		15,169	15,427	15,624	15,940	16,120	16,228	16,521	16,858	
годовой темп прироста, %	1,45	3,09	-5,44	1,70	1,28	2,02	1,13	0,67	1,81	2,04	1,52
э/с Пермского края	24,052		21,925	22,500	23,050	23,600	24,150	24,740	25,239	25,706	
годовой темп прироста, %	-0,16	1,35	-8,84	2,62	2,44	2,39	2,33	2,44	2,02	1,85	2,30

э/с Свердловской обл.	47,709		42,073	42,382	43,438	44,455	45,291	46,325	49,030	51,786	
годовой темп прироста, %	-0,11	2,40	-11,81	0,73	2,49	2,34	1,88	2,28	5,84	5,62	3,01
э/с Республики Удмуртия	8,809		8,358	8,600	8,696	8,945	9,098	9,205	9,357	9,586	
годовой темп прироста, %	1,93	4,04	-5,12	2,90	1,12	2,86	1,71	1,18	1,65	2,45	1,98
э/с Челябинской обл.	35,872		32,317	32,425	32,801	33,849	34,736	35,796	37,415	39,165	
годовой темп прироста, %	-1,52	2,72	-9,91	0,33	1,16	3,20	2,62	3,05	4,52	4,68	2,79
э/с Тюменской обл.	81,591		81,546	84,504	84,904	87,681	88,330	88,741	92,348	96,563	
годовой темп прироста, %	3,49	5,25	-0,06	3,63	0,47	3,27	0,74	0,47	4,06	4,56	2,45

Примечание: показатели электропотребления приведены с округлением

Прогноз электропотребления по ОЭС Сибири, млрд.кВт.ч

	Факт 2008 г.	Ср.год. прирост за 2006- 2008 гг., %	Факт 2009 г.	Прогноз							Ср.год. прирост за 2010 - 2016 гг., %
				2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	
ОЭС Сибири	209,251		200,924	204,155	210,030	218,372	232,825	241,804	246,934	252,638	
годовой темп прироста, %	4,70	3,11	-3,98	1,61	2,88	3,97	6,62	3,86	2,12	2,31	3,33
э/с Алтайского края	10,837		10,472	10,823	11,214	11,527	11,703	11,899	12,373	12,847	
годовой темп прироста, %	3,96	2,15	-3,37	3,35	3,61	2,79	1,53	1,67	3,98	3,83	2,97
э/с Республики Бурятия	5,289		5,233	5,305	5,438	5,595	5,819	6,051	6,287	6,528	
годовой темп прироста, %	6,18	3,08	-1,06	1,38	2,51	2,89	4,00	3,99	3,90	3,83	3,21
э/с Иркутской обл.	55,009		52,530	52,986	56,124	60,219	62,778	65,756	66,554	67,627	
годовой темп прироста, %	3,41	1,61	-4,51	0,87	5,92	7,30	4,25	4,74	1,21	1,61	3,68
э/с Красноярского края	43,160		41,932	42,526	43,190	45,193	53,747	57,168	58,056	58,738	
годовой темп прироста, %	4,34	3,09	-2,85	1,42	1,56	4,64	18,93	6,37	1,55	1,17	4,94
э/с Республики Тыва	0,672		0,677	0,696	0,700	0,710	0,778	0,803	0,869	0,951	

годовой темп прироста, %	1,20	0,05	0,74	2,81	0,57	1,43	9,58	3,21	8,22	9,44	4,98
э/с Новосибирской обл.	14,898		14,237	14,566	14,757	15,304	15,858	16,342	16,833	17,212	
годовой темп прироста, %	4,70	2,58	-4,44	2,31	1,31	3,71	3,62	3,05	3,00	2,25	2,75
э/с Омской обл.	10,553		10,184	10,325	10,492	10,699	11,065	11,381	11,786	12,309	
годовой темп прироста, %	1,39	2,23	-3,50	1,38	1,62	1,97	3,42	2,86	3,56	4,44	2,75
э/с Томской обл.	8,890		8,741	8,990	9,250	9,528	9,823	10,176	10,402	10,754	
годовой темп прироста, %	28,34	10,75	-1,68	2,85	2,89	3,01	3,10	3,59	2,22	3,38	3,01
э/с Забайкальского края	7,234		7,418	7,562	7,751	7,906	8,114	8,276	8,805	9,325	
годовой темп прироста, %	6,02	2,60	2,54	1,94	2,50	2,00	2,63	2,00	6,39	5,91	3,33
э/с Республики Хакасия	17,649		17,503	17,658	17,765	18,015	18,265	18,370	18,715	19,055	
годовой темп прироста, %	12,07	11,97	-0,83	0,89	0,61	1,41	1,39	0,57	1,88	1,82	1,22
э/с Кемеровской обл.	35,060		31,997	32,718	33,349	33,676	34,875	35,582	36,254	37,292	
годовой темп прироста, %	-0,09	1,14	-8,74	2,25	1,93	0,98	3,56	2,03	1,89	2,86	2,21

Примечание: показатели электропотребления приведены с округлением

Прогноз электропотребления по ОЭС Востока, млрд.кВт.ч

	Факт	Ср.год. прирост за 2006 - 2008 гг., %	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2010 - 2016 гг., %
	2008 г.		2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	
ОЭС Востока	28,628		28,247	28,860	29,563	30,643	31,567	32,502	33,980	35,873	
годовой темп прироста, %	3,93	1,88	-1,33	2,17	2,44	3,65	3,02	2,96	4,55	5,57	3,48
э/с Амурской обл.	6,359		6,666	6,779	6,850	6,883	6,933	7,192	7,497	7,858	
годовой темп прироста, %	3,43	0,41	4,83	1,70	1,05	0,48	0,73	3,74	4,24	4,82	2,38
э/с Приморского края	11,585		11,463	11,580	12,037	12,654	13,220	13,649	14,501	15,265	
годовой темп прироста, %	4,38	2,86	-1,05	1,02	3,95	5,13	4,47	3,25	6,24	5,27	4,18
э/с Хабаровского края	9,147		8,740	9,091	9,246	9,666	9,966	10,190	10,410	11,090	
годовой темп прироста, %	3,94	1,62	-4,45	4,02	1,70	4,54	3,10	2,25	2,16	6,53	3,46
Южно-Якутский э/р	1,537		1,378	1,410	1,430	1,440	1,448	1,471	1,572	1,660	
годовой темп прироста, %	2,60	2,36	-10,34	2,32	1,42	0,70	0,56	1,59	6,87	5,60	2,70

Примечание: показатели электропотребления приведены с округлением

Баланс мощности ЕЭС России

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ПОТРЕБНОСТЬ								
Электропотребление	млн.кВт.ч	959088,0	979731,0	1009144,0	1043757,0	1069043,0	1105759,0	1148335,0
Рост электропотребления	%	2,0	2,2	3,0	3,4	2,4	3,4	3,9
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	151534,0	154211,0	158095,0	162790,0	166260,0	171103,0	177325,0
Число часов использования максимума	час	6329	6353	6383	6412	6430	6463	6476
Экспорт мощности	тыс.кВт	6200,0	6500,0	6540,0	6580,0	6620,0	6800,0	6800,0
в т.ч. нерезервируемый экспорт	тыс.кВт	6200,0	6500,0	6540,0	6580,0	6620,0	6800,0	6800,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	24811,0	25443,0	26064,0	26782,0	27325,0	28128,0	29161,0
Нормируемый резерв в % к сумм. макс.	%	16,4	16,5	16,5	16,5	16,4	16,4	16,4
Ограничения мощности на конец года	тыс.кВт	24696,8	24615,3	24635,2	21622,4	22169,2	22001,0	22412,3
Недоиспольз. мощн. НИЭ на расч. макс	тыс.кВт	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
ИТОГО потребность	тыс.кВт	207247,8	210775,3	215340,2	217780,4	222380,2	228038,0	235704,3
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	217453,8	222445,0	228707,3	236392,8	241430,4	245314,2	247742,0
АЭС	тыс.кВт	24266,0	24266,0	25266,0	27635,0	29615,0	30814,0	32717,0
ГЭС	тыс.кВт	45599,8	46699,9	48158,7	49223,2	49255,3	49313,1	49371,2
ТЭС	тыс.кВт	147578,4	151469,5	155273,0	159525,0	162550,5	165177,5	165644,2
нетрадиционные	тыс.кВт	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
Вводы мощности 4-го кв.	тыс.кВт	3502,0	2003,3	3133,1	5474,8	3980,0	4049,0	2705,0
Запёртая мощность	тыс.кВт	720,0	640,0	620,0	600,0	600,0	540,0	400,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	тыс.кВт	213231,8	219801,7	224954,2	230318,0	236850,4	240725,2	244637,0
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	5984,0	9026,4	9614,0	12537,6	14470,2	12687,2	8932,7
Импорт мощности	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности	тыс.кВт							
Исключение из покрытия баланса Николаевской ТЭЦ	тыс.кВт	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	5853,4	8895,8	9483,4	12407,0	14339,6	12556,6	8802,1
Фактический резерв мощности	тыс.кВт	30664,4	34338,8	35547,4	39189,0	41664,6	40684,6	37963,1
То же в % к суммарному максимуму	%	20,2	22,3	22,5	24,1	25,1	23,8	21,4

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС ОЭС Сибири учтена на совмещенный максимум, ОЭС Востока - на собственный максимум.

Приложение № 2.2
к приказу Минэнерго России
от « » 2010 г. №

Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ПОТРЕБНОСТЬ								
Электропотребление	млн. кВт.ч	930228,0	950168,0	978501,0	1012190,0	1036541,0	1071779,0	1112462,0
Рост электропотребления	%	2,0	2,1	3,0	3,4	2,4	3,4	3,8
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	146373,0	148966,0	152667,0	157206,0	160519,0	165111,0	171015,0
Число часов использования максимума	час	6355	6378	6409	6439	6457	6491	6505
Экспорт мощности	тыс. кВт	5900,0	5900,0	5900,0	5900,0	5900,0	6050,0	6050,0
в т.ч. нерезервируемый экспорт	тыс. кВт	5900,0	5900,0	5900,0	5900,0	5900,0	6050,0	6050,0
Нормируемый резерв мощности	тыс. кВт	23674,0	24290,0	24869,0	25554,0	26062,0	26809,0	27773,0
Нормируемый резерв в % к сумм. макс.	%	16,2	16,3	16,3	16,3	16,2	16,2	16,2
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	23449,8	23371,3	23394,2	20289,4	20792,2	20600,0	20907,3
Недоиспольз. мощн. НИЭ на расч. макс	тыс. кВт	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
ИТОГО потребность	тыс. кВт	199402,8	202533,3	206836,2	208955,4	213279,2	218576,0	225751,3
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс. кВт	208159,4	213154,6	219422,9	226863,4	231711,0	235619,8	238047,6
АЭС	тыс. кВт	24266,0	24266,0	25266,0	27635,0	29615,0	30814,0	32717,0
ГЭС	тыс. кВт	42259,8	43359,9	44818,7	45883,2	45915,3	45973,1	46031,2
ТЭС	тыс. кВт	141624,0	145519,1	149328,6	153335,6	156171,1	158823,1	159289,8
нетрадиционные	тыс. кВт	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
Вводы мощности 4-го кв.	тыс. кВт	3502,0	2003,3	3133,1	5474,8	3980,0	4049,0	2705,0
Запертая мощность	тыс. кВт	720,0	640,0	620,0	600,0	600,0	540,0	400,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	тыс. кВт	203937,4	210511,3	215669,8	220788,6	227131,0	231030,8	234942,6
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс. кВт	4534,6	7978,0	8833,6	11833,2	13851,8	12454,8	9191,3
Импорт мощности	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности	тыс. кВт							
Передача мощности	тыс. кВт							
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс. кВт	4534,6	7978,0	8833,6	11833,2	13851,8	12454,8	9191,3
Фактический резерв мощности	тыс. кВт	28208,6	32268,0	33702,6	37387,2	39913,8	39263,8	36964,3
То же в % к суммарному максимуму	%	19,3	21,7	22,1	23,8	24,9	23,8	21,6

Примечание: в сводном балансе по ЕЭС ОЭС Сибири учтена на совмещенный максимум

Приложение № 2.3
к приказу Минэнерго России
от « » 2010 г. №

Баланс мощности Европейской части России

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ПОТРЕБНОСТЬ								
Электропотребление	млн.кВт.ч	726073,0	740138,0	760129,0	779365,0	794737,0	824845,0	859824,0
Рост электропотребления	%	2,1	1,9	2,7	2,5	2,0	3,8	4,2
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	116432,0	118180,0	120825,0	123422,0	125535,0	129454,0	134552,0
Число часов использования максимума	час	6236	6263	6291	6315	6331	6372	6390
Экспорт мощности	тыс.кВт	5700,0	5700,0	5700,0	5700,0	5700,0	5850,0	5850,0
в т.ч. нерезервируемый экспорт	тыс.кВт	5700,0	5700,0	5700,0	5700,0	5700,0	5850,0	5850,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	19901,0	20422,0	20869,0	21309,0	21666,0	22330,0	23191,0
Нормируемый резерв в % к сумм. макс.	%	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
Ограничения мощности на конец года	тыс.кВт	10495,7	10629,7	10756,0	11164,0	11317,8	11126,6	11434,9
Недоиспольз. мощн. ГЭС на расч. макс	тыс.кВт	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
ИТОГО потребность	тыс.кВт	152534,7	154937,7	158156,0	161601,0	164224,8	168766,6	175033,9
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	160572,0	164142,3	168445,7	175382,2	180187,8	183543,6	186071,4
АЭС	тыс.кВт	24266,0	24266,0	25266,0	27635,0	29615,0	30814,0	32717,0
ГЭС	тыс.кВт	18990,5	19075,7	19534,6	20584,1	20616,2	20659,0	20717,1
ТЭС	тыс.кВт	117305,9	120791,0	123635,5	127153,5	129947,0	132061,0	132627,7
нетрадиционные	тыс.кВт	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
Вводы мощности 4-го кв.	тыс.кВт	2405,1	1455,0	1943,8	5084,8	3870,0	3929,0	2705,0
Запёртая мощность	тыс.кВт	720,0	640,0	620,0	600,0	600,0	540,0	400,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	тыс.кВт	157446,9	162047,3	165881,9	169697,4	175717,8	179074,6	182966,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	4912,2	7109,6	7725,9	8096,4	11493,0	10308,0	7932,5
Импорт мощности	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности	тыс.кВт							
Передача мощности в ОЭС Сибири	тыс.кВт	400,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	4512,2	6909,6	7525,9	7896,4	11293,0	10108,0	7732,5
Фактический резерв мощности	тыс.кВт	24413,2	27331,6	28394,9	29205,4	32959,0	32438,0	30923,5
То же в % к суммарному максимуму	%	21,0	23,1	23,5	23,7	26,3	25,1	23,0

Приложение № 2.4
к приказу Минэнерго России
от « » 2010 г. №

Баланс мощности ОЭС Северо-Запада

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ПОТРЕБНОСТЬ								
Электропотребление	млн.кВт.ч	90191,0	92331,0	93912,0	95747,0	96704,0	100085,0	105397,0
Рост электропотребления	%	2,2	2,4	1,7	2,0	1,0	3,5	5,3
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14802,0	14947,0	15151,0	15424,0	15561,0	16043,0	16837,0
Число часов использования максимума	час	6093	6177	6198	6208	6215	6239	6260
Экспорт мощности	тыс.кВт	2550,0	2550,0	2550,0	2550,0	2550,0	2550,0	2550,0
в т.ч. нерезервируемый экспорт	тыс.кВт	2550,0	2550,0	2550,0	2550,0	2550,0	2550,0	2550,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	3176,0	3446,0	3513,0	3579,0	3632,0	3732,0	3861,0
Нормируемый резерв в % к сумм. макс.	%	21,5	23,1	23,2	23,2	23,3	23,3	22,9
Ограничения мощности на конец года	тыс.кВт	1762,3	1764,5	1815,5	1825,5	1835,5	1826,5	1816,5
Недоиспольз. мощн. НИЭ на расч. макс	тыс.кВт	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
ИТОГО потребность	тыс.кВт	22296,3	22713,5	23035,5	23384,5	23584,5	24157,5	25070,5
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	22127,7	22720,9	23305,8	24562,8	24512,3	24612,3	26936,7
АЭС	тыс.кВт	5760,0	5760,0	5760,0	6930,0	6930,0	6930,0	9250,0
ГЭС	тыс.кВт	2916,7	2929,9	2942,8	2942,8	2942,8	2942,8	2947,2
ТЭС	тыс.кВт	13444,8	14024,8	14596,8	14683,8	14633,3	14733,3	14733,3
нетрадиционные	тыс.кВт	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
Вводы мощности 4-го кв.	тыс.кВт	1260,0	180,0	450,0	1170,0	0,0	50,0	2320,0
Запертая мощность	тыс.кВт	720,0	640,0	620,0	600,0	600,0	540,0	400,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	тыс.кВт	20147,7	21900,9	22235,8	22792,8	23912,3	24022,3	24216,7
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	-2148,6	-812,6	-799,7	-591,7	327,8	-135,2	-853,8
Импорт мощности	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности из ОЭС Центра	тыс.кВт	1500,0	820,0	800,0	600,0		140,0	860,0
Получение мощности в Калининградскую ЭС	тыс.кВт	400,0						
Передача мощности	тыс.кВт							
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	-248,6	7,4	0,3	8,3	327,8	4,8	6,2
Фактический резерв мощности	тыс.кВт	2927,4	3453,4	3513,3	3587,3	3959,8	3736,8	3867,2
То же в % к суммарному максимуму	%	19,8	23,1	23,2	23,3	25,4	23,3	23,0

Приложение № 2.5
к приказу Минэнерго России
от « » 2010 г. №

Баланс мощности ОЭС Центра

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ПОТРЕБНОСТЬ								
Электропотребление	млн.кВт.ч	213994,0	217837,0	221848,0	227381,0	232686,0	242780,0	253855,0
Рост электропотребления	%	2,3	1,8	1,8	2,5	2,3	4,3	4,6
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	37115,0	37499,0	38018,0	38794,0	39628,0	41009,0	42770,0
Число часов использования максимума	час	5766	5809	5835	5861	5872	5920	5935
Экспорт мощности	тыс.кВт	1700,0	1700,0	1700,0	1700,0	1700,0	1700,0	1700,0
в т.ч. нерезервируемый экспорт	тыс.кВт	1700,0	1700,0	1700,0	1700,0	1700,0	1700,0	1700,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	6296,0	6391,0	6534,0	6675,0	6789,0	7001,0	7277,0
Нормируемый резерв в % к сумм. макс.	%	17,0	17,0	17,2	17,2	17,1	17,1	17,0
Ограничения мощности на конец года	тыс.кВт	626,4	621,4	689,6	1025,8	1089,8	1237,0	1593,0
Недоиспольз. мощн. НИЭ на расч. макс	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО потребность	тыс.кВт	45737,4	46211,4	46941,6	48194,8	49206,8	50947,0	53340,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	50624,3	51240,3	52837,3	56086,3	57011,3	58160,3	57569,3
АЭС	тыс.кВт	11834,0	11834,0	12834,0	14033,0	14033,0	15232,0	14815,0
ГЭС	тыс.кВт	1838,4	1848,4	2268,4	2698,4	2698,4	2708,4	2708,4
ТЭС	тыс.кВт	36951,9	37557,9	37734,9	39354,9	40279,9	40219,9	40045,9
нетрадиционные	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Вводы мощности 4-го кв.	тыс.кВт	230,0	250,0	278,8	1947,8	420,0	1199,0	0,0
Запегтая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	тыс.кВт	50394,3	50990,3	52558,5	54138,5	56591,3	56961,3	57569,3
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	4656,9	4778,9	5616,9	5943,7	7384,5	6014,3	4229,3
Импорт мощности	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности	тыс.кВт							
Передача мощности в ОЭС Северо-запада	тыс.кВт	1500,0	820,0	800,0	600,0		140,0	860,0
Передача мощности в Калининградскую ЭС	тыс.кВт	400,0						
Передача мощности в ОЭС Средней Волги	тыс.кВт	700,0	700,0	900,0	1000,0	900,0	1000,0	1000,0

Передача мощности в ОЭС Урала	тыс.кВт	200,0							
Передача мощности в ОЭС Юга	тыс.кВт	300,0	390,0	460,0	270,0	230,0			
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	1556,9	2868,9	3456,9	4073,7	6254,5	4874,3	2369,3	
Фактический резерв мощности	тыс.кВт	7852,9	9259,9	9990,9	10748,7	13043,5	11875,3	9646,3	
То же в % к суммарному максимуму	%	21,2	24,7	26,3	27,7	32,9	29,0	22,6	

Примечание: поток мощности в ОЭС Средней Волги направлен для покрытия дефицита Нижегородской энергосистемы

Приложение № 2.6
к приказу Минэнерго России
от «__» _____ 2010 г. № _____

Баланс мощности ОЭС Средней Волги

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ПОТРЕБНОСТЬ								
Электропотребление	млн.кВт.ч	101073,0	103847,0	107414,0	110711,0	113421,0	117611,0	122298,0
Рост электропотребления	%	1,7	2,7	3,4	3,1	2,4	3,7	4,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	16676,0	17025,0	17464,0	17885,0	18229,0	18802,0	19505,0
Число часов использования максимума	час	6061	6100	6151	6190	6222	6255	6270
Экспорт мощности	тыс.кВт	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
в т.ч. нерезервируемый экспорт	тыс.кВт	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2164,0	2197,0	2246,0	2294,0	2334,0	2407,0	2502,0
Нормируемый резерв в % к сумм. макс.	%	13,0	12,9	12,9	12,8	12,8	12,8	12,8
Ограничения мощности на конец года	тыс.кВт	3990,8	3896,9	3858,5	3864,3	3811,5	3725,3	3676,4
Недоиспольз. мощн. НИЭ на расч. макс	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО потребность	тыс.кВт	23030,8	23318,9	23768,5	24243,3	24574,5	25134,3	25883,4
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	25743,5	26026,0	26256,5	26098,0	26523,5	26520,0	26481,5
АЭС	тыс.кВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	тыс.кВт	6801,0	6822,5	6838,0	6854,5	6865,0	6886,5	6908,0
ТЭС	тыс.кВт	14870,3	15131,3	15346,3	15171,3	15586,3	15561,3	15501,3
нетрадиционные	тыс.кВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Вводы мощности 4-го кв.	тыс.кВт	0,0	225,0	240,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	тыс.кВт	25743,5	25801,0	26016,5	26098,0	26523,5	26520,0	26481,5
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	2712,7	2482,1	2248,0	1854,7	1949,0	1385,7	598,1
Импорт мощности	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности из ОЭС Центра	тыс.кВт	700,0	700,0	900,0	1000,0	900,0	1000,0	1000,0
Передача мощности в ОЭС Юга	тыс.кВт	300,0	400,0	470,0	280,0	230,0		
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	3112,7	2782,1	2678,0	2574,7	2619,0	2385,7	1598,1
Фактический резерв мощности	тыс.кВт	5276,7	4979,1	4924,0	4868,7	4953,0	4792,7	4100,1
То же в % к суммарному максимуму	%	31,6	29,2	28,2	27,2	27,2	25,5	21,0

Примечание: получение мощности из ОЭС Центра направлено для покрытия дефицита Нижегородской энергосистемы

Приложение № 2.7
к приказу Минэнерго России
от « » 2010 г. №

Баланс мощности ОЭС Юга

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ПОТРЕБНОСТЬ								
Электропотребление	млн.кВт.ч	79722,0	81865,0	86136,0	90550,0	92982,0	95851,0	99337,0
Рост электропотребления	%	2,1	2,7	5,2	5,1	2,7	3,1	3,6
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	13276,0	13713,0	14372,0	15017,0	15367,0	15749,0	16170,0
Число часов использования максимума	час	6005	5970	5993	6030	6051	6086	6143
Экспорт мощности	тыс.кВт	770,0	770,0	770,0	770,0	770,0	920,0	920,0
в т.ч. нерезервируемый экспорт	тыс.кВт	770,0	770,0	770,0	770,0	770,0	920,0	920,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1968,0	1997,0	2042,0	2086,0	2122,0	2188,0	2274,0
Нормируемый резерв в % к сумм. макс.	%	14,8	14,6	14,2	13,9	13,8	13,9	14,1
Ограничения мощности на конец года	тыс.кВт	1953,6	2112,2	2067,2	2096,2	2401,8	2376,6	2368,3
Недоиспольз. мощн. НИЭ на расч. макс	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО потребность	тыс.кВт	17967,6	18592,2	19251,2	19969,2	20660,8	21233,6	21732,3
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	17866,4	18219,9	18740,4	20184,4	21306,0	21317,3	21738,5
АЭС	тыс.кВт	2000,0	2000,0	2000,0	2000,0	3100,0	3100,0	3100,0
ГЭС	тыс.кВт	5590,1	5621,6	5632,1	6235,1	6256,7	6268,0	6300,2
ТЭС	тыс.кВт	10275,3	10597,3	11107,3	11948,3	11948,3	11948,3	12337,3
нетрадиционные	тыс.кВт	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Вводы мощности 4-го кв.	тыс.кВт	489,1	410,0	415,0	757,0	1100,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	тыс.кВт	17377,3	17809,9	18325,4	19427,4	20206,0	21317,3	21738,5
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	-590,3	-782,3	-925,8	-541,8	-454,8	83,7	6,2
Импорт мощности	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности из ОЭС Центра	тыс.кВт	300,0	390,0	460,0	270,0	230,0		
Получение мощности из ОЭС Средней Волги	тыс.кВт	300,0	400,0	470,0	280,0	230,0		
Передача мощности	тыс.кВт							
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	9,7	7,7	4,2	8,2	5,2	83,7	6,2
Фактический резерв мощности	тыс.кВт	1977,7	2004,7	2046,2	2094,2	2127,2	2271,7	2280,2
То же в % к суммарному максимуму	%	14,9	14,6	14,2	13,9	13,8	14,4	14,1

Приложение № 2.8
к приказу Минэнерго России
от « » 2010 г. №

Баланс мощности ОЭС Урала

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ПОТРЕБНОСТЬ								
Электропотребление	млн.кВт.ч	241093,0	244258,0	250819,0	254976,0	258944,0	268518,0	278937,0
Рост электропотребления	%	2,1	1,3	2,7	1,7	1,6	3,7	3,9
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	34563,0	34996,0	35820,0	36302,0	36750,0	37851,0	39270,0
Число часов использования максимума	час	6975	6980	7002	7024	7046	7094	7103
Экспорт мощности	тыс.кВт	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0
в т.ч. нерезервируемый экспорт	тыс.кВт	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	6296,0	6391,0	6534,0	6675,0	6789,0	7001,0	7277,0
Нормируемый резерв в % к сумм. макс.	%	18,2	18,3	18,2	18,4	18,5	18,5	18,5
Ограничения мощности на конец года	тыс.кВт	2162,6	2234,7	2325,2	2352,2	2179,2	1961,2	1980,7
Недоиспольз. мощн. НИЭ на расч. макс	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО потребность	тыс.кВт	43501,6	44101,7	45159,2	45809,2	46198,2	47293,2	49007,7
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	44210,1	45935,2	47305,7	48450,7	50834,7	52933,7	53345,4
АЭС	тыс.кВт	600,0	600,0	600,0	600,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	тыс.кВт	1844,3	1853,3	1853,3	1853,3	1853,3	1853,3	1853,3
ТЭС	тыс.кВт	41763,6	43479,7	44850,2	45995,2	47499,2	49598,2	50009,9
нетрадиционные	тыс.кВт	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Вводы мощности 4-го кв.	тыс.кВт	426,0	390,0	560,0	1210,0	2350,0	2680,0	385,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	тыс.кВт	43784,1	45545,2	46745,7	47240,7	48484,7	50253,7	52960,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	282,5	1443,5	1586,5	1431,5	2286,5	2960,5	3952,7
Импорт мощности	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности из ОЭС Центра	тыс.кВт	200,0						
Передача мощности в ОЭС Сибири	тыс.кВт	400,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	82,5	1243,5	1386,5	1231,5	2086,5	2760,5	3752,7
Фактический резерв мощности	тыс.кВт	6378,5	7634,5	7920,5	7906,5	8875,5	9761,5	11029,7
То же в % к суммарному максимуму	%	18,5	21,8	22,1	21,8	24,2	25,8	28,1

Приложение № 2.9
к приказу Минэнерго России

от « » 2010 г. №

Баланс мощности Тюменской энергосистемы на час прохождения совмещенного максимума с ЕЭС

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ПОТРЕБНОСТЬ								
Электропотребление	млн.кВт.ч	84504,0	84904,0	87681,0	88330,0	88741,0	92348,0	96563,0
Рост электропотребления	%	3,6	0,5	3,3	0,7	0,5	4,1	4,6
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	10673,0	10800,0	11127,0	11169,0	11207,0	11648,0	12205,0
Число часов использования максимума	час	7918	7861	7880	7908	7918	7928	7912
Экспорт мощности	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
в т.ч. нерезервируемый экспорт	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2200,0	2250,0	2300,0	2370,0	2500,0	2600,0	3010,0
Нормируемый резерв в % к сумм. макс.	%	20,6	20,8	20,7	21,2	22,3	22,3	24,7
Ограничения мощности на конец года	тыс.кВт	63,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0
Недоиспольз. мощн. НИЭ на расч. макс	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО потребность	тыс.кВт	12936,0	13109,0	13486,0	13598,0	13766,0	14307,0	15274,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	12469,9	13619,9	14479,9	14889,9	15299,9	16719,9	16719,9
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС	тыс.кВт	12469,9	13619,9	14479,9	14889,9	15299,9	16719,9	16719,9
нетрадиционные	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Вводы мощности 4-го кв.	тыс.кВт	0,0	0,0	410,0	410,0	410,0	1420,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	тыс.кВт	12469,9	13619,9	14069,9	14479,9	14889,9	15299,9	16719,9
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	-466,1	510,9	583,9	881,9	1123,9	992,9	1445,9
Импорт мощности	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности из ОЭС Урала	тыс.кВт	670,0						
Передача мощности в ОЭС Сибири	тыс.кВт	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)								
Фактический резерв мощности	тыс.кВт	2203,9	2560,9	2683,9	3051,9	3423,9	3392,9	4255,9
То же в % к суммарному максимуму	%	20,6	23,7	24,1	27,3	30,6	29,1	34,9

Приложение № 2.10
к приказу Минэнерго России
от « » 2010 г. №

Баланс мощности Тюменской энергосистемы на час прохождения собственного максимума

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ПОТРЕБНОСТЬ								
Электропотребление	млн.кВт.ч	84504,0	84904,0	87681,0	88330,0	88741,0	92348,0	96563,0
Рост электропотребления	%	3,6	0,5	3,3	0,7	0,5	4,1	4,6
Максимум, собственный	тыс.кВт	11470,0	11512,0	11835,0	11906,0	11947,0	12380,0	12966,0
Число часов использования максимума	час	7367	7375	7409	7419	7428	7459	7447
Экспорт мощности	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
в т.ч. нерезервируемый экспорт	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2200,0	2250,0	2300,0	2370,0	2500,0	2600,0	3010,0
Нормируемый резерв в % к сумм. макс.	%	19,2	19,5	19,4	19,9	20,9	21,0	23,2
Ограничения мощности на конец года	тыс.кВт	63,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0
Недоиспольз. мощн. НИЭ на расч. макс	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО потребность	тыс.кВт	13733,0	13821,0	14194,0	14335,0	14506,0	15039,0	16035,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	12469,9	13619,9	14479,9	14889,9	15299,9	16719,9	16719,9
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС	тыс.кВт	12469,9	13619,9	14479,9	14889,9	15299,9	16719,9	16719,9
нетрадиционные	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Вводы мощности 4-го кв.	тыс.кВт	0,0	0,0	410,0	410,0	410,0	1420,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	тыс.кВт	12469,9	13619,9	14069,9	14479,9	14889,9	15299,9	16719,9
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	-1263,1	-201,1	-124,1	144,9	383,9	260,9	684,9
Импорт мощности	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности из ОЭС Урала	тыс.кВт	1465,0	405,0	325,0	60,0			
Передача мощности в ОЭС Сибири	тыс.кВт	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)								
Фактический резерв мощности	тыс.кВт	2201,9	2253,9	2300,9	2374,9	2683,9	2660,9	3494,9
То же в % к суммарному максимуму	%	19,2	19,6	19,4	19,9	22,5	21,5	27,0

Приложение № 2.11
к приказу Минэнерго России
от « » 2010 г. №

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения совмещенного максимума с ЕЭС

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ПОТРЕБНОСТЬ								
Электропотребление	млн.кВт.ч	204155,0	210030,0	218372,0	232825,0	241804,0	246934,0	252638,0
Рост электропотребления	%	1,6	2,9	4,0	6,6	3,9	2,1	2,3
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	29941,0	30786,0	31842,0	33784,0	34984,0	35657,0	36463,0
Число часов использования максимума	час	6819	6822	6858	6892	6912	6925	6929
Экспорт мощности	тыс.кВт	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
в т.ч. нерезервируемый экспорт	тыс.кВт	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	3775,0	3868,0	4001,0	4245,0	4396,0	4480,0	4582,0
Нормируемый резерв в % к сумм. макс.	%	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
Ограничения мощности на конец года	тыс.кВт	12954,1	12741,6	12638,2	9125,4	9474,4	9473,4	9472,4
Недоиспольз. мощн. НИЭ на расч. макс	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО потребность	тыс.кВт	46870,1	47595,6	48681,2	47354,4	49054,4	49810,4	50717,4
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	47587,4	49012,3	50977,2	51481,2	51523,2	52076,2	51976,2
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	23269,3	24284,2	25284,1	25299,1	25299,1	25314,1	25314,1
ТЭС	тыс.кВт	24318,1	24728,1	25693,1	26182,1	26224,1	26762,1	26662,1
нетрадиционные	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Вводы мощности 4-го кв.	тыс.кВт	1096,9	548,3	1189,3	390,0	110,0	120,0	0,0
Запёртая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	тыс.кВт	46490,5	48464,0	49787,9	51091,2	51413,2	51956,2	51976,2
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	-379,6	868,4	1106,7	3736,8	2358,8	2145,8	1258,8
Импорт мощности	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности из ОЭС Урала	тыс.кВт	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Получение мощности из ОЭС Центра	тыс.кВт	200,0						
Передача мощности	тыс.кВт							
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	20,4	1068,4	1306,7	3936,8	2558,8	2345,8	1458,8
Фактический резерв мощности	тыс.кВт	3795,4	4936,4	5307,7	8181,8	6954,8	6825,8	6040,8
То же в % к суммарному максимуму	%	12,7	16,0	16,7	24,2	19,9	19,1	16,6

Приложение № 2.12
к приказу Минэнерго России

от « » 2010 г. №

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения собственного максимума

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ПОТРЕБНОСТЬ								
Электропотребление	млн.кВт.ч	204155,0	210030,0	218372,0	232825,0	241804,0	246934,0	252638,0
Рост электропотребления	%	1,6	2,9	4,0	6,6	3,9	2,1	2,3
Максимум, собственный	тыс.кВт	31457,0	32237,0	33342,0	35376,0	36632,0	37337,0	38181,0
Число часов использования максимума	час	6490	6515	6549	6581	6601	6614	6617
Экспорт мощности	тыс.кВт	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
в т.ч. нерезервируемый экспорт	тыс.кВт	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	3775,0	3868,0	4001,0	4245,0	4396,0	4480,0	4582,0
Нормируемый резерв в % к сумм. макс.	%	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Ограничения мощности на конец года	тыс.кВт	12954,1	12741,6	12638,2	9125,4	9474,4	9473,4	9472,4
Недоиспольз. мощн. НИЭ на расч. макс	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО потребность	тыс.кВт	48386,1	49046,6	50181,2	48946,4	50702,4	51490,4	52435,4
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	47587,4	49012,3	50977,2	51481,2	51523,2	52076,2	51976,2
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	23269,3	24284,2	25284,1	25299,1	25299,1	25314,1	25314,1
ТЭС	тыс.кВт	24318,1	24728,1	25693,1	26182,1	26224,1	26762,1	26662,1
нетрадиционные	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Вводы мощности 4-го кв.	тыс.кВт	1096,9	548,3	1189,3	390,0	110,0	120,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	тыс.кВт	46490,5	48464,0	49787,9	51091,2	51413,2	51956,2	51976,2
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	-1895,6	-582,6	-393,3	2144,8	710,8	465,8	-459,2
Импорт мощности	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности из ОЭС Урала	тыс.кВт	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Получение мощности из ОЭС Урала через Казахстан	тыс.кВт	1000,0	390,0	200,0				260,0
Передача мощности	тыс.кВт							
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	-695,6	7,4	6,7	2344,8	910,8	665,8	0,8
Фактический резерв мощности	тыс.кВт	3079,4	3875,4	4007,7	6589,8	5306,8	5145,8	4582,8
То же в % к суммарному максимуму	%	9,8	12,0	12,0	18,6	14,5	13,8	12,0

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ПОТРЕБНОСТЬ								
Электропотребление	млн.кВт.ч	28860,0	29563,0	30643,0	31567,0	32502,0	33980,0	35873,0
Рост электропотребления	%	2,2	2,4	3,7	3,0	3,0	4,5	5,6
Максимум, собственный	тыс.кВт	5161,0	5245,0	5428,0	5584,0	5741,0	5992,0	6310,0
Число часов использования максимума	час	5592	5636	5645	5653	5661	5671	5685
Экспорт мощности	тыс.кВт	300,0	600,0	640,0	680,0	720,0	750,0	750,0
в т.ч. нерезервируемый экспорт	тыс.кВт	300,0	600,0	640,0	680,0	720,0	750,0	750,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1135,0	1154,0	1194,0	1228,0	1263,0	1318,0	1388,0
Нормируемый резерв в % к сумм. макс.	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
Ограничения мощности на конец года	тыс.кВт	1247,0	1244,0	1241,0	1333,0	1377,0	1401,0	1505,0
Недоиспольз. мощн. НИЭ на расч. макс	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО потребность	тыс.кВт	7843,0	8243,0	8503,0	8825,0	9101,0	9461,0	9953,0
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9294,4	9290,4	9284,4	9529,4	9719,4	9694,4	9694,4
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	3340,0	3340,0	3340,0	3340,0	3340,0	3340,0
ТЭС	тыс.кВт	5954,4	5950,4	5944,4	6189,4	6379,4	6354,4	6354,4
нетрадиционные	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Вводы мощности 4-го кв.	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	тыс.кВт	9294,4	9290,4	9284,4	9529,4	9719,4	9694,4	9694,4
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	1451,4	1047,4	781,4	704,4	618,4	233,4	-258,6
Импорт мощности	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Получение мощности	тыс.кВт							
Исключение из покрытия баланса Николаевской ТЭЦ	тыс.кВт	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	тыс.кВт	1320,8	916,8	650,8	573,8	487,8	102,8	-389,2
Фактический резерв мощности	тыс.кВт	2455,8	2070,8	1844,8	1801,8	1750,8	1420,8	998,8
То же в % к суммарному максимуму	%	47,6	39,5	34,0	32,3	30,5	23,7	15,8



Минэнерго России	
№:	333
Дата:	15.07.2010
Кол. листов:	263

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Северо-Запада на период 2010-2016 гг.

МВт

ОЭС Северо-Запада	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
максимум ОЭС	14966,0	15190,0	15461,0	15739,0	15879,0	16371,0	17181,0
Σ собственных максимумов ЭС	15229,0	15471,0	15747,0	16029,0	16170,0	16670,0	17495,0

Архангельская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1273,0	1280,0	1288,0	1295,0	1298,0	1329,0	1390,0
Покрытие (установленная мощность)	1708,2	1708,2	1708,2	1708,2	1708,2	1708,2	1708,2
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1708,2	1708,2	1708,2	1708,2	1708,2	1708,2	1708,2
НИЭ							
Калининградская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	745,0	754,0	770,0	781,0	788,0	814,0	838,0
Покрытие (установленная мощность)	1003,1	1003,1	1015,1	1015,1	1015,1	1015,1	2165,1
в том числе:							
АЭС							1150,0
ГЭС	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
ТЭС	996,3	996,3	1008,3	1008,3	1008,3	1008,3	1008,3
НИЭ	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Карельская энергосистема *							
Потребность (собственный максимум)	1340,0	1350,0	1379,0	1396,0	1404,0	1427,0	1465,0
Покрытие (установленная мощность)	1094,2	1094,2	1094,2	1094,2	1094,2	1094,2	1094,2
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	633,2	633,2	633,2	633,2	633,2	633,2	633,2
ТЭС	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0
НИЭ							
Кольская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	2057,0	2078,0	2136,0	2182,0	2195,0	2277,0	2494,0
Покрытие (установленная мощность)	3699,0	3699,0	3699,0	3699,0	3699,0	3699,0	3700,4
в том числе:							
АЭС	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0
ГЭС	1594,9	1594,9	1594,9	1594,9	1594,9	1594,9	1596,3
ТЭС	343,0	343,0	343,0	343,0	343,0	343,0	343,0
НИЭ	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Коми энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1385,0	1407,0	1415,0	1422,0	1425,0	1441,0	1499,0
Покрытие (установленная мощность)	2268,7	2268,7	2268,7	2268,7	2268,7	2268,7	2268,7
в том числе:							

ОЭС Северо-Запада	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ГЭС							
ТЭС	2268,7	2268,7	2268,7	2268,7	2268,7	2268,7	2268,7
НИЭ							
Ленинградская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	7345,0	7500,0	7648,0	7831,0	7929,0	8226,0	8611,0
Покрытие (установленная мощность)	11497,7	12090,9	12663,8	13920,8	13870,3	13970,3	15143,3
в том числе:							
АЭС	4000,0	4000,0	4000,0	5170,0	5170,0	5170,0	6340,0
ГЭС	683,9	697,1	710,0	710,0	710,0	710,0	713,0
ТЭС	6813,8	7393,8	7953,8	8040,8	7990,3	8090,3	8090,3
НИЭ							

ОЭС Северо-Запада	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Новгородская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	679,0	688,0	693,0	697,0	701,0	716,0	744,0
Покрытие (установленная мощность)	423,8	423,8	423,8	423,8	423,8	423,8	423,8
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	423,8	423,8	423,8	423,8	423,8	423,8	423,8
НИЭ							
Псковская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	405,0	414,0	418,0	425,0	430,0	440,0	454,0
Покрытие (установленная мощность)	433,0	433,0	433,0	433,0	433,0	433,0	433,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
ТЭС	430,0	430,0	430,0	430,0	430,0	430,0	430,0
НИЭ							

от " " 2010 г. №

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Центра на период 2010-2016 гг.

MB_T

ОЭС Центра	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
максимум ОЭС	37115	37499	38018	38794	39628	41009	42770
Σ собственных максимумов ЭС	37674	38073	38617	39407	40260	41668	43454

Белгородская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	2090,0	2117,0	2145,0	2173,0	2203,0	2318,0	2475,0
Покрытие (установленная мощность)	244,0	244,0	244,0	244,0	244,0	244,0	244,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	244,0	244,0	244,0	244,0	244,0	244,0	244,0
НИЭ							
Брянская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	760,0	763,0	779,0	788,0	806,0	830,0	861,0
Покрытие (установленная мощность)	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0
НИЭ							
Владимирская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1210,0	1221,0	1249,0	1258,0	1266,0	1285,0	1315,0
Покрытие (установленная мощность)	358,0	376,0	376,0	376,0	376,0	376,0	376,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	358,0	376,0	376,0	376,0	376,0	376,0	376,0
НИЭ							
Вологодская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1950,0	1987,0	2025,0	2071,0	2109,0	2177,0	2273,0
Покрытие (установленная мощность)	1444,0	1592,0	1628,0	1628,0	2048,0	2048,0	2014,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0
ТЭС	1358,0	1506,0	1542,0	1542,0	1962,0	1962,0	1928,0
НИЭ							
Воронежская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1730,0	1744,0	1787,0	1837,0	1845,0	1956,0	2065,0
Покрытие (установленная мощность)	2136,6	2136,6	2154,6	3389,6	3614,6	4813,6	4396,6
в том числе:							
АЭС	1834,0	1834,0	1834,0	3033,0	3033,0	4232,0	3815,0
ГЭС							
ТЭС	302,6	302,6	320,6	356,6	581,6	581,6	581,6
НИЭ							
Ивановская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	701,0	709,0	735,0	746,0	758,0	780,0	798,0
Покрытие (установленная мощность)	977,0	1242,0	1307,0	1307,0	1307,0	1307,0	1307,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	977,0	1242,0	1307,0	1307,0	1307,0	1307,0	1307,0
НИЭ							
Калужская энергосистема							

ОЭС Центра	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Потребность (собственный максимум)	855,0	865,0	881,0	918,0	954,0	1030,0	1116,0
Покрытие (установленная мощность)	61,0	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	61,0	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0
НИЭ							
Костромская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	695,0	703,0	708,0	721,0	730,0	753,0	768,0
Покрытие (установленная мощность)	3824,0	3824,0	3824,0	3824,0	3824,0	4224,0	4224,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	3824,0	3824,0	3824,0	3824,0	3824,0	4224,0	4224,0
НИЭ							
Курская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1290,0	1302,0	1315,0	1329,0	1342,0	1365,0	1410,0
Покрытие (установленная мощность)	4345,8	4345,8	4345,8	4345,8	4345,8	4345,8	4345,8
в том числе:							
АЭС	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0
ГЭС							
ТЭС	345,8	345,8	345,8	345,8	345,8	345,8	345,8
НИЭ							
Липецкая энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1660,0	1720,0	1775,0	1855,0	1900,0	1923,0	1993,0
Покрытие (установленная мощность)	973,5	1123,5	1123,5	1123,5	1123,5	1123,5	1123,5
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	973,5	1123,5	1123,5	1123,5	1123,5	1123,5	1123,5
НИЭ							
Московская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	17250,0	17371,0	17544,0	17930,0	18450,0	19115,0	19958,0
Покрытие (установленная мощность)	18476,9	18251,9	18514,9	19845,9	20265,9	19945,9	19945,9
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	1283,4	1283,4	1703,4	2123,4	2123,4	2123,4	2123,4
ТЭС	17193,5	16968,5	16811,5	17722,5	18142,5	17822,5	17822,5
НИЭ							
Орловская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	505,0	515,0	529,0	535,0	538,0	553,0	568,0
Покрытие (установленная мощность)	366,0	396,0	396,0	396,0	396,0	396,0	396,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	366,0	396,0	396,0	396,0	396,0	396,0	396,0
НИЭ							
Рязанская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1105,0	1118,0	1126,0	1132,0	1132,0	1164,0	1217,0
Покрытие (установленная мощность)	3641,0	3641,0	3641,0	3756,0	3756,0	3756,0	3756,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	3641,0	3641,0	3641,0	3756,0	3756,0	3756,0	3756,0
НИЭ							
Смоленская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1008,0	1016,0	1027,0	1043,0	1058,0	1082,0	1091,0
Покрытие (установленная мощность)	4033,0	4033,0	4033,0	3823,0	3823,0	3823,0	3823,0
в том числе:							
АЭС	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0
ГЭС							

ОЭС Центра	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ТЭС	1033,0	1033,0	1033,0	823,0	823,0	823,0	823,0
НИЭ							

ОЭС Центра	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Тамбовская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	615,0	622,0	630,0	641,0	660,0	686,0	714,0
Покрытие (установленная мощность)	393,0	393,0	393,0	393,0	393,0	393,0	393,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	393,0	393,0	393,0	393,0	393,0	393,0	393,0
НИЭ							
Тверская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1240,0	1252,0	1264,0	1286,0	1320,0	1379,0	1445,0
Покрытие (установленная мощность)	5750,6	5750,6	6750,6	6750,6	6750,6	6750,6	6750,6
в том числе:							
АЭС	3000,0	3000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0
ГЭС	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
ТЭС	2748,0	2748,0	2748,0	2748,0	2748,0	2748,0	2748,0
НИЭ							
Тульская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1630,0	1653,0	1694,0	1736,0	1769,0	1827,0	1896,0
Покрытие (установленная мощность)	2319,5	2509,5	2724,5	3052,5	2912,5	2772,5	2632,5
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	2319,5	2509,5	2724,5	3052,5	2912,5	2772,5	2632,5
НИЭ							
Ярославская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1380,0	1395,0	1404,0	1408,0	1420,0	1445,0	1491,0
Покрытие (установленная мощность)	1224,4	1234,4	1234,4	1684,4	1684,4	1694,4	1694,4
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	466,4	476,4	476,4	486,4	486,4	496,4	496,4
ТЭС	758,0	758,0	758,0	1198,0	1198,0	1198,0	1198,0
НИЭ							

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Средней Волги на период 2010-2016 гг.

МВт

ОЭС Средней Волги	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
максимум ОЭС	16973	17284	17730	18157	18507	19088	19802
Σ собственных максимумов ЭС	17249	17605	18058	18490	18844	19443	20168

Марийская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	545,0	545,0	582,0	621,0	645,0	659,0	670,0
Покрытие (установленная мощность)	248,1	248,1	248,1	248,1	248,1	248,1	248,1
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	248,1	248,1	248,1	248,1	248,1	248,1	248,1
НИЭ							
Мордовская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	566,0	572,0	580,0	583,0	585,0	597,0	617,0
Покрытие (установленная мощность)	364,0	364,0	364,0	364,0	364,0	364,0	364,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	364,0	364,0	364,0	364,0	364,0	364,0	364,0
НИЭ							
Нижегородская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	3428,0	3493,0	3597,0	3697,0	3784,0	3930,0	4087,0
Покрытие (установленная мощность)	2601,0	2601,0	2606,0	2431,0	2846,0	2851,0	2796,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	520,0	520,0	525,0	525,0	525,0	530,0	535,0
ТЭС	2081,0	2081,0	2081,0	1906,0	2321,0	2321,0	2261,0
НИЭ							
Пензенская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	792,0	799,0	815,0	833,0	850,0	867,0	900,0
Покрытие (установленная мощность)	435,0	435,0	435,0	435,0	435,0	410,0	410,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	435,0	435,0	435,0	435,0	435,0	410,0	410,0
НИЭ							
Самарская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	3726,0	3865,0	3971,0	4062,0	4104,0	4208,0	4367,0
Покрытие (установленная мощность)	5536,7	5772,2	5997,7	6008,2	6018,7	6029,2	6039,7
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	2341,0	2351,5	2362,0	2372,5	2383,0	2393,5	2404,0
ТЭС	3195,7	3420,7	3635,7	3635,7	3635,7	3635,7	3635,7
НИЭ							
Саратовская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	2181,0	2225,0	2270,0	2335,0	2405,0	2500,0	2591,0
Покрытие (установленная мощность)	6698,0	6745,0	6745,0	6751,0	6751,0	6757,0	6763,0
в том числе:							
АЭС	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0
ГЭС	1365,0	1376,0	1376,0	1382,0	1382,0	1388,0	1394,0
ТЭС	1333,0	1369,0	1369,0	1369,0	1369,0	1369,0	1369,0
НИЭ							

ОЭС Средней Волги	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Татарская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	3998,0	4059,0	4152,0	4243,0	4333,0	4497,0	4693,0
Покрытие (установленная мощность)	6836,0	6836,0	6836,0	6836,0	6836,0	6836,0	6836,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0
ТЭС	5631,0	5631,0	5631,0	5631,0	5631,0	5631,0	5631,0
НИЭ							
Ульяновская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1120,0	1144,0	1168,0	1177,0	1183,0	1213,0	1245,0
Покрытие (установленная мощность)	844,5	844,5	844,5	844,5	844,5	844,5	844,5
в том числе:							
АЭС	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0
ГЭС							
ТЭС	772,5	772,5	772,5	772,5	772,5	772,5	772,5
НИЭ							
Чувашская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	893,0	903,0	923,0	939,0	955,0	972,0	998,0
Покрытие (установленная мощность)	2180,2	2180,2	2180,2	2180,2	2180,2	2180,2	2180,2
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0
ТЭС	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0
НИЭ	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Таблица 3.4 - Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Юга на период 2010-2016 гг.

МВт

ОЭС Юга	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
максимум ОЭС	13687	13993	14665	15323	15681	16070	16500
Σ собственных максимумов ЭС	13833	14170	14863	15528	15888	16286	16791
Астраханская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	752,0	773,0	795,0	820,0	852,0	885,0	926,0
Покрытие (установленная мощность)	564,0	539,0	749,0	749,0	749,0	749,0	749,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	564,0	539,0	749,0	749,0	749,0	749,0	749,0
НИЭ							
Волгоградская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	2866,0	2891,0	2909,0	2946,0	2981,0	3066,0	3204,0
Покрытие (установленная мощность)	4071,0	4102,5	4095,0	4116,0	4137,0	4147,5	4168,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	2609,5	2641,0	2651,5	2672,5	2693,5	2704,0	2735,5
ТЭС	1461,5	1461,5	1443,5	1443,5	1443,5	1443,5	1432,5
НИЭ							
Грозненская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	423,0	432,0	438,0	442,0	446,0	456,0	467,0
Покрытие (установленная мощность)	0,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
НИЭ							
Дагестанская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1003,0	1018,0	1034,0	1051,0	1077,0	1109,0	1127,0
Покрытие (установленная мощность)	1828,5	1828,5	1828,5	1928,5	1928,5	1928,5	1928,5
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	1792,5	1792,5	1792,5	1892,5	1892,5	1892,5	1892,5
ТЭС	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
НИЭ							
Ингушская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	116,0	120,0	125,0	130,0	134,0	138,0	140,0
Покрытие (установленная мощность)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС							
НИЭ							
Кабардино-Балкарская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	278,0	283,0	287,0	290,0	292,0	295,0	299,0
Покрытие (установленная мощность)	177,2	177,2	177,2	177,2	177,2	177,2	177,2
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	155,2	155,2	155,2	155,2	155,2	155,2	155,2
ТЭС	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
НИЭ							

ОЭС Юга	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Калмыцкая энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	98,0	98,0	99,0	100,0	100,0	102,0	108,0
Покрытие (установленная мощность)	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
НИЭ	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Карачаево-Черкесская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	214,0	215,0	217,0	219,0	221,0	222,0	226,0
Покрытие (установленная мощность)	189,9	189,9	189,9	329,9	330,5	331,3	332,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	175,9	175,9	175,9	315,9	316,5	317,3	318,0
ТЭС	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
НИЭ							
Краснодарская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	3427,0	3610,0	4145,0	4645,0	4790,0	4855,0	4890,0
Покрытие (установленная мощность)	1673,6	1754,6	2072,6	2712,6	2712,6	2712,6	2712,6
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	87,8	87,8	87,8	87,8	87,8	87,8	87,8
ТЭС	1585,8	1666,8	1984,8	2624,8	2624,8	2624,8	2624,8
НИЭ							
Ростовская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	2800,0	2854,0	2907,0	2949,0	3034,0	3136,0	3312,0
Покрытие (установленная мощность)	5064,0	5084,0	5084,0	5150,0	6250,0	6250,0	6250,0
в том числе:							
АЭС	2000,0	2000,0	2000,0	2000,0	3100,0	3100,0	3100,0
ГЭС	211,0	211,0	211,0	211,0	211,0	211,0	211,0
ТЭС	2853,0	2873,0	2873,0	2939,0	2939,0	2939,0	2939,0
НИЭ							
Северокавказская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	409,0	415,0	422,0	426,0	433,0	447,0	461,0
Покрытие (установленная мощность)	100,8	100,8	100,8	442,8	442,8	442,8	442,8
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	94,8	94,8	94,8	436,8	436,8	436,8	436,8
ТЭС	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
НИЭ							
Ставропольская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1447,0	1461,0	1485,0	1510,0	1528,0	1575,0	1631,0
Покрытие (установленная мощность)	4178,4	4418,4	4418,4	4553,4	4553,4	4553,4	4953,4
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	463,4	463,4	463,4	463,4	463,4	463,4	463,4
ТЭС	3715,0	3955,0	3955,0	4090,0	4090,0	4090,0	4490,0
НИЭ							

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Урала на период 2010-2016 гг.

МВт

ОЭС Урала	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
максимум ОЭС	35268	35710	36551	37043	37500	38623	40071
Σ собственных максимумов ЭС	36440	36782	37547	38037	38506	39629	41113

Башкирская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	3770,0	3804,0	3846,0	3932,0	3995,0	4039,0	4088,0
Покрытие (установленная мощность)	4846,8	4926,8	4934,8	4964,8	4974,8	4974,8	4974,8
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3	222,3
ТЭС	4622,3	4702,3	4710,3	4740,3	4750,3	4750,3	4750,3
НИЭ	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Кировская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1250,0	1266,0	1283,0	1293,0	1303,0	1312,0	1332,0
Покрытие (установленная мощность)	940,3	940,3	940,3	940,3	1150,3	1150,3	1150,3
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	940,3	940,3	940,3	940,3	1150,3	1150,3	1150,3
НИЭ							
Курганская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	790,0	801,0	806,0	816,0	822,0	855,0	888,0
Покрытие (установленная мощность)	677,2	677,2	677,2	677,2	677,2	677,2	677,2
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	677,2	677,2	677,2	677,2	677,2	677,2	677,2
НИЭ							
Оренбургская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	2430,0	2452,0	2496,0	2518,0	2531,0	2572,0	2620,0
Покрытие (установленная мощность)	3665,0	3665,0	3665,0	3665,0	3665,0	3665,0	3665,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
ТЭС	3635,0	3635,0	3635,0	3635,0	3635,0	3635,0	3635,0
НИЭ							
Пермская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	3600,0	3663,0	3726,0	3790,0	3864,0	3929,0	3992,0
Покрытие (установленная мощность)	6146,1	6669,1	6771,6	6596,6	6446,6	7366,6	7501,4
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	1585,0	1594,0	1594,0	1594,0	1594,0	1594,0	1594,0
ТЭС	4561,1	5075,1	5177,6	5002,6	4852,6	5772,6	5907,4
НИЭ							
Свердловская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	6600,0	6709,0	6826,0	6922,0	7040,0	7346,0	7748,0
Покрытие (установленная мощность)	9647,4	9621,4	9621,4	10021,4	10900,4	10914,4	11204,4
в том числе:							
АЭС	600,0	600,0	600,0	600,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
ТЭС	9040,4	9014,4	9014,4	9414,4	9413,4	9427,4	9717,4
НИЭ							

ОЭС Урала	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Тюменская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	11470,0	11512,0	11835,0	11906,0	11947,0	12380,0	12966,0
Покрытие (установленная мощность)	12469,9	13619,9	14479,9	14889,9	15299,9	16719,9	16719,9
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	12469,9	13619,9	14479,9	14889,9	15299,9	16719,9	16719,9
НИЭ							
Удмуртская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1480,0	1490,0	1522,0	1543,0	1554,0	1572,0	1610,0
Покрытие (установленная мощность)	576,4	574,5	574,5	754,5	754,5	754,5	741,4
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	576,4	574,5	574,5	754,5	754,5	754,5	741,4
НИЭ							
Челябинская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	5050,0	5085,0	5207,0	5317,0	5450,0	5624,0	5869,0
Покрытие (установленная мощность)	5241,0	5241,0	5641,0	5941,0	6966,0	6711,0	6711,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	5241,0	5241,0	5641,0	5941,0	6966,0	6711,0	6711,0
НИЭ							

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Сибири на период 2010-2016 гг.

МВт

ОЭС Сибири	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
максимум ОЭС	31457	32237	33342	35376	36632	37337	38181
Σ собственных максимумов ЭС	31940	32741	33884	35959	37233	37953	38825

Алтайская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1997,0	2065,0	2120,0	2153,0	2188,0	2275,0	2357,0
Покрытие (установленная мощность)	1642,7	1642,7	1678,7	1678,7	1678,7	1678,7	1678,7
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1642,7	1642,7	1678,7	1678,7	1678,7	1678,7	1678,7
НИЭ							
Бурятская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	990,0	1010,0	1033,0	1073,0	1110,0	1150,0	1193,0
Покрытие (установленная мощность)	1301,8	1321,8	1321,8	1321,8	1321,8	1321,8	1321,8
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1301,8	1321,8	1321,8	1321,8	1321,8	1321,8	1321,8
НИЭ							
Иркутская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	8050,0	8470,0	9040,0	9415,0	9835,0	9935,0	10084,0
Покрытие (установленная мощность)	13088,1	13099,1	13147,1	13202,1	13202,1	13602,1	13602,1
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4
ТЭС	3999,7	4010,7	4058,7	4113,7	4113,7	4513,7	4513,7
НИЭ							
Красноярская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	6485,0	6570,0	6800,0	8000,0	8480,0	8600,0	8701,0
Покрытие (установленная мощность)	12447,8	13697,7	15497,6	15497,6	15497,6	15497,6	15497,6
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	7004,9	8004,8	9004,7	9004,7	9004,7	9004,7	9004,7
ТЭС	5442,9	5692,9	6492,9	6492,9	6492,9	6492,9	6492,9
НИЭ							
Кузбасская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	4825,0	4900,0	4930,0	5090,0	5165,0	5230,0	5377,0
Покрытие (установленная мощность)	4985,5	4915,5	4880,5	5184,5	5208,5	5208,5	5208,5
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	4985,5	4915,5	4880,5	5184,5	5208,5	5208,5	5208,5
НИЭ							
Новосибирская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	2650,0	2685,0	2775,0	2855,0	2930,0	3010,0	3074,0
Покрытие (установленная мощность)	2937,0	2952,0	2952,0	2967,0	2967,0	2982,0	2982,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	455,0	470,0	470,0	485,0	485,0	500,0	500,0
ТЭС	2482,0	2482,0	2482,0	2482,0	2482,0	2482,0	2482,0
НИЭ							
Омская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1770,0	1783,0	1825,0	1885,0	1937,0	2000,0	2086,0

ОЭС Сибири	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Покрытие (установленная мощность)	1526,0	1486,0	1586,0	1596,0	1614,0	1752,0	1752,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1526,0	1486,0	1586,0	1596,0	1614,0	1752,0	1752,0
НИЭ							
Республика Тыва энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	148,0	150,0	154,0	163,0	171,0	183,0	200,0
Покрытие (установленная мощность)	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5
НИЭ							
Томская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1405,0	1443,0	1485,0	1528,0	1580,0	1610,0	1664,0
Покрытие (установленная мощность)	1201,5	1201,5	1217,5	1217,5	1217,5	1217,5	1117,5
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1201,5	1201,5	1217,5	1217,5	1217,5	1217,5	1117,5
НИЭ							
Хакасская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	2365,0	2379,0	2412,0	2445,0	2459,0	2495,0	2539,0
Покрытие (установленная мощность)	7034,5	7034,5	7034,5	7154,5	7154,5	7154,5	7154,5
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0
ТЭС	313,5	313,5	313,5	433,5	433,5	433,5	433,5
НИЭ							
Читинская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1255,0	1286,0	1310,0	1352,0	1378,0	1465,0	1550,0
Покрытие (установленная мощность)	1377,0	1616,0	1616,0	1616,0	1616,0	1616,0	1616,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1377,0	1616,0	1616,0	1616,0	1616,0	1616,0	1616,0
НИЭ							

Таблица 3.7 - Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Востока на период 2010-2016 гг.

МВт

ОЭС Востока	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
максимум ОЭС	5161	5245	5428	5584	5741	5992	6310
Σ собственных максимумов ЭС	5291	5413	5601	5760	5922	6181	6512

Амурская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1242,0	1254,0	1259,0	1267,0	1315,0	1368,0	1433,0
Покрытие (установленная мощность)	3722,0	3703,0	3703,0	3703,0	3703,0	3703,0	3703,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	3340,0	3340,0	3340,0	3340,0	3340,0	3340,0	3340,0
ТЭС	382,0	363,0	363,0	363,0	363,0	363,0	363,0
НИЭ							
Хабаровская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	1629,0	1653,0	1724,0	1773,0	1808,0	1842,0	1958,0
Покрытие (установленная мощность)	2269,6	2269,6	2221,6	2281,6	2286,6	2261,6	2261,6
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	2269,6	2269,6	2221,6	2281,6	2286,6	2261,6	2261,6
НИЭ							
Приморская энергосистема							
Потребность (собственный максимум)	2164,0	2246,0	2356,0	2457,0	2532,0	2685,0	2821,0
Покрытие (установленная мощность)	2684,8	2699,8	2741,8	2926,8	3111,8	3111,8	3111,8
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	2684,8	2699,8	2741,8	2926,8	3111,8	3111,8	3111,8
НИЭ							
Южно-Якутский энергорайон Якутской энергосистемы							
Потребность (собственный максимум)	256,0	260,0	262,0	263,0	267,0	286,0	300,0
Покрытие (установленная мощность)	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0
НИЭ							

Баланс электроэнергии ЕЭС России без ОЭС Востока

[illegible]

ПРОГНОЗ

[illegible]

ПРОГНОЗ

[illegible]

Баланс электроэнергии ОЭС Центра

Наименование	Единицы измерения	2008 г.	2009г.	ПРОГНОЗ						
				2010 г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.
Электропотребление	млрд.кВт.ч	217,934	209,129	213,994	217,837	221,848	227,381	232,686	242,780	253,855
Заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,580	2,580	2,580	2,580	2,950	3,280	3,950	3,950	3,950
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	9,834	8,583	4,050	4,050	4,050	4,050	4,050	4,050	4,050
в Беларусь	млрд.кВт.ч	4,602	4,185	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000
в Литву	млрд.кВт.ч			1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750
в Украину	млрд.кВт.ч	5,233	4,398	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
Импорт, всего в т.ч.	млрд.кВт.ч	1,242		0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
из Белоруссии	млрд.кВт.ч	0,290								
из Украины	млрд.кВт.ч	0,951		0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
Передача внутри РФ	млрд.кВт.ч	7,658	4,897	12,400	8,400	8,200	7,100	6,400	6,000	10,000
Получение внутри РФ	млрд.кВт.ч		0,481		1,000	1,000	1,000	1,000	2,000	
Потребность	млрд.кВт.ч	236,764	224,708	232,724	231,567	235,748	240,511	245,786	254,480	271,555
Производство электроэнергии - всего	млрд.кВт.ч	236,764	224,708	232,724	231,567	235,748	240,511	245,786	254,480	271,555
ГЭС	млрд.кВт.ч	3,595	4,071	3,369	3,369	3,629	3,869	4,369	4,369	4,369
АЭС	млрд.кВт.ч	80,163	83,091	81,800	82,100	87,000	93,700	98,600	103,900	106,500
ТЭС	млрд.кВт.ч	153,005	137,546	147,555	146,098	145,119	142,942	142,817	146,211	160,686
Располагаемая мощность- всего	МВт	46867,6	48165,9	49767,9	50368,9	51946,9	53532,7	55894,5	56084,3	56279,3
ГЭС	МВт	1671,8	1686,4	1695,4	1696,4	2116,4	2536,4	2536,4	2549,2	2549,2
АЭС	МВт	11834,0	11834,0	11834,0	11834,0	12834,0	12834,0	14033,0	14033,0	14815,0
ТЭС	МВт	33361,8	34645,5	36238,5	36838,5	36996,5	38162,3	39325,1	39502,1	38915,1
Число часов использования располагаемой мощности										
АЭС	час/год	6774	7021	6912	6938	6779	7301	7026	7404	7189
ТЭС	час/год	4586	3970	4072	3966	3923	3746	3632	3701	4129

Баланс электроэнергии ОЭС Юга

Наименование	Единицы измерения	2008 г.	2009г.	ПРОГНОЗ						
				2010 г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.
Электропотребление Заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	80,985	78,099	79,722	81,865	86,136	90,550	92,982	95,851	99,337
Экспорт, всего в т.ч в Азербайджан в Грузию в Иран в Казахстан в Турцию в Украину	млрд.кВт.ч	2,086	0,075	2,730	2,730	2,730	2,730	2,730	2,730	2,730
	млрд.кВт.ч	0,112		0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700
	млрд.кВт.ч	0,673		1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100
	млрд.кВт.ч			0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
	млрд.кВт.ч	0,082	0,075	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
Импорт, всего в т.ч. из Азербайджана из Грузии из Казахстана из Украины	млрд.кВт.ч	1,220		0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600
	млрд.кВт.ч	5,154	5,113	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700
	млрд.кВт.ч	0,330	0,309	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
	млрд.кВт.ч	0,420		0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400
	млрд.кВт.ч	0,002	4,804							
Передача внутри РФ	млрд.кВт.ч	4,400	0,481							
Получение внутри РФ	млрд.кВт.ч	5,008	4,311	3,500	3,000	2,400	2,200	1,800		
Потребность	млрд.кВт.ч	72,910	69,231	78,252	80,895	85,766	90,519	93,462	98,131	101,617
Производство электроэнергии - всего	млрд.кВт.ч	72,910	69,231	78,252	80,895	85,766	90,519	93,462	98,131	101,617
ГЭС	млрд.кВт.ч	20,257	20,749	20,122	20,418	20,418	20,518	21,691	21,691	21,691
АЭС	млрд.кВт.ч	8,120	8,322	11,200	14,300	14,800	14,900	16,000	18,700	23,600
ТЭС	млрд.кВт.ч	44,533	40,161	46,930	46,177	50,548	55,101	55,771	57,740	56,326
нетрадиционные	млрд.кВт.ч									
Располагаемая мощность- всего	МВт	15555,1	15343,5	16544,7	16861,7	17377,2	18479,2	19257,2	20367,7	20788,2
ГЭС	МВт	5128,5	5004,3	4992,3	5064,8	5075,3	5236,3	5699,3	5709,8	5741,3
АЭС	МВт	1000,0	1000,0	2000,0	2000,0	2000,0	2000,0	2000,0	3100,0	3100,0
ТЭС	МВт	9425,9	9338,2	9551,4	9795,9	10300,9	11241,9	11556,9	11556,9	11945,9
нетрадиционные	МВт	0,7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

[illegible]

[illegible]

Баланс электроэнергии ОЭС Сибири

Наименование	Единицы измерения	2008 г.	2009г	ПРОГНОЗ						
				2010 г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.
Электропотребление	млрд.кВт.ч	209,251	200,924	204,155	210,030	218,372	232,825	241,804	246,934	252,638
Заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч									
Экспорт в Монголию	млрд.кВт.ч	0,179	0,161	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220
Импорт, всего в т.ч.	млрд.кВт.ч	4,088	5,737	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
из Казахстана	млрд.кВт.ч	4,088	5,737	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
из Монголии	млрд.кВт.ч									
Передача внутри РФ	млрд.кВт.ч									
Получение внутри РФ	млрд.кВт.ч	1,813	1,923	7,000	3,000	3,000	1,000	1,000	1,000	4,000
Потребность	млрд.кВт.ч	203,529	193,424	197,355	207,230	215,572	232,025	241,004	246,134	248,838
Производство электроэнергии - всего	млрд.кВт.ч	203,529	193,424	197,355	207,230	215,572	232,025	241,004	246,134	248,838
ГЭС	млрд.кВт.ч	82,335	89,040	81,300	96,000	101,000	106,000	108,800	108,800	108,800
АЭС	млрд.кВт.ч									
ТЭС	млрд.кВт.ч	121,195	104,384	116,055	111,230	114,572	126,025	132,204	137,334	140,038
Располагаемая мощность - всего	МВт	39909,2	33699,6	36420,4	38815,4	41732,7	44199,8	44522,8	45051,8	45072,8
ГЭС	МВт	17343,2	10943,2	13653,2	15543,2	18033,2	19432,9	19432,9	19432,9	19432,9
АЭС	МВт	180,0	180,0							
ТЭС	МВт	22386,0	22576,4	22767,2	23272,2	23699,5	24766,9	25089,9	25618,9	25639,9
Число часов использования располагаемой мощности										
АЭС	час/год									
ТЭС	час/год	5414	4624	5097	4780	4834	5088	5269	5361	5462

Баланс электроэнергии ОЭС Востока

Наименование	Единицы измерения	2008 г.	2009г.	ПРОГНОЗ						
				2010 г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.
Электропотребление Заряд ГАЭС Экспорт в Китай Импорт Передача внутри РФ Получение внутри РФ	млрд.кВт.ч	28,629	28,247	28,860	29,563	30,643	31,567	32,502	33,980	35,873
	млрд.кВт.ч									
	млрд.кВт.ч		0,854	1,200	3,600	3,825	4,050	4,275	4,500	4,500
	млрд.кВт.ч									
	млрд.кВт.ч	0,115	0,162							
Потребность	млрд.кВт.ч	28,743	29,262	30,060	33,163	34,468	35,617	36,777	38,480	40,373
Производство электроэнергии - всего	млрд.кВт.ч	28,743	29,262	30,060	33,163	34,468	35,617	36,777	38,480	40,373
ГЭС	млрд.кВт.ч	8,263	10,335	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000
АЭС	млрд.кВт.ч									
ТЭС	млрд.кВт.ч	20,480	18,928	18,060	21,163	22,468	23,617	24,777	26,480	28,373
Располагаемая мощность- всего	МВт	8904,0	8986,8	9083,8	9060,8	9040,8	9177,8	9307,8	9232,8	9096,8
ГЭС	МВт	3305,0	3330,0	3330,0	3330,0	3330,0	3330,0	3330,0	3330,0	3330,0
АЭС	МВт									
ТЭС	МВт	5599,0	5656,8	5753,8	5730,8	5710,8	5847,8	5977,8	5902,8	5766,8
Число часов использования располагаемой мощности										
АЭС	час/год									
ТЭС	час/год	3658	3346	3139	3693	3934	4039	4145	4486	4920



Минэнерго России	
№:	333
Дата:	15.07.2010
Кол. листов:	263

Региональная структура перспективных балансов электроэнергии ОЭС Северо-Запада на период 2010-2016 гг.

млрд. кВтч

ОЭС Северо-Запада	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
электропотребление ОЭС	90,191	92,331	93,912	95,747	96,704	100,085	105,397
Покрытие	101,341	106,481	108,063	109,897	110,854	115,235	115,047
в том числе:							
АЭС	39,200	41,400	42,700	41,800	44,600	50,600	48,700
ГЭС	12,259	12,239	12,239	12,239	12,239	12,239	12,239
ТЭС	49,875	52,835	53,116	55,851	54,008	52,389	54,101
НИЭ	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008

Архангельская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	7,635	7,759	7,834	7,884	7,929	8,146	8,506
Покрытие (производство электроэнергии)	7,150	7,250	7,350	7,380	7,434	7,669	8,030
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	7,150	7,250	7,350	7,380	7,434	7,669	8,030
НИЭ							

Калининградская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	3,943	4,037	4,134	4,201	4,250	4,397	4,559
Покрытие (производство электроэнергии)	2,8	4,0	4,1	4,2	4,2	4,4	4,559
в том числе:							
АЭС							0,000
ГЭС	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
ТЭС	2,743	4,018	4,133	4,151	4,234	4,385	4,545
НИЭ	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005

Карельская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	8,727	8,868	9,069	9,196	9,260	9,447	9,749
Покрытие (производство электроэнергии)	4,535	4,527	4,385	4,382	4,317	4,331	4,331
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	2,701	2,701	2,701	2,701	2,701	2,701	2,701
ТЭС	1,834	1,826	1,684	1,681	1,616	1,630	1,630
НИЭ							

Кольская энергосистема							
-------------------------------	--	--	--	--	--	--	--

ОЭС Северо-Запада	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Потребность (электропотребление)	13,435	13,604	14,014	14,344	14,455	15,033	16,603
Покрытие (производство электроэнергии)	17,488	17,888	18,145	18,145	18,145	18,145	18,145
в том числе:							
АЭС	10,700	11,100	11,100	11,100	11,100	11,100	11,100
ГЭС	6,290	6,290	6,290	6,290	6,290	6,290	6,290
ТЭС	0,495	0,495	0,752	0,752	0,752	0,752	0,752
НИЭ	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
<u>Коми энергосистема</u>							
Потребность (электропотребление)	8,865	9,008	9,096	9,153	9,179	9,402	9,703
Покрытие (производство электроэнергии)	9,350	9,500	9,600	9,650	9,684	9,924	10,200
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	9,350	9,500	9,600	9,650	9,684	9,924	10,200
НИЭ							
<u>Ленинградская энергосистема</u>							
Потребность (электропотребление)	41,497	42,850	43,479	44,599	45,197	47,013	49,371
Покрытие (производство электроэнергии)	57,208	60,646	61,880	63,618	64,586	68,565	67,501
в том числе:							
АЭС	28,500	30,300	31,600	30,700	33,500	39,500	37,600
ГЭС	3,245	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225
ТЭС	25,463	27,121	27,055	29,693	27,861	25,840	26,676
НИЭ							
<u>Новгородская энергосистема</u>							
Потребность (электропотребление)	3,970	4,039	4,086	4,127	4,153	4,305	4,486
Покрытие (производство электроэнергии)	0,797	1,980	1,897	1,898	1,782	1,543	1,623
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	0,797	1,980	1,897	1,898	1,782	1,543	1,623
НИЭ							
<u>Псковская энергосистема</u>							
Потребность (электропотребление)	2,119	2,166	2,200	2,243	2,281	2,342	2,420
Покрытие (производство электроэнергии)	2,056	0,658	0,658	0,658	0,658	0,658	0,658
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
ТЭС	2,043	0,645	0,645	0,645	0,645	0,645	0,645
НИЭ							

Региональная структура перспективных балансов электроэнергии ОЭС Центра на период 2010-2016 гг.

млрд.кВтч

ОЭС Центра	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
электропотребление ОЭС с учетом	216,574	220,417	224,798	230,661	236,636	246,730	257,805
Покрытие	232,724	231,567	235,748	240,511	245,786	254,480	271,555
в том числе:							
АЭС	81,800	82,100	87,000	93,700	98,600	103,900	106,500
ГЭС	3,369	3,369	3,629	3,869	4,369	4,369	4,369
ТЭС	147,555	146,098	145,119	142,942	142,817	146,210	160,686
НИЭ							

Белгородская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	13,648	13,857	14,069	14,284	14,503	15,320	16,404
Покрытие (производство электроэнергии)	0,840	0,869	0,915	0,923	0,925	0,930	0,930
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	0,840	0,869	0,915	0,923	0,925	0,930	0,930
НИЭ							
Брянская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	4,100	4,127	4,237	4,313	4,432	4,611	4,788
Покрытие (производство электроэнергии)	0,112	0,112	0,112	0,112	0,112	0,112	0,112
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	0,112	0,112	0,112	0,112	0,112	0,112	0,112
НИЭ							
Владимирская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	6,800	6,890	7,072	7,133	7,188	7,312	7,512
Покрытие (производство электроэнергии)	1,780	1,638	1,632	1,526	1,349	1,309	1,365
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1,780	1,638	1,632	1,526	1,349	1,309	1,365
НИЭ							
Вологодская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	13,181	13,445	13,714	14,057	14,338	14,850	15,520
Покрытие (производство электроэнергии)	6,666	7,022	7,529	7,469	7,972	9,101	9,646
в том числе:							
АЭС							

ОЭС Центра	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ГЭС	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
ТЭС	6,539	6,895	7,402	7,342	7,845	8,974	9,519
НИЭ							
Воронежская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	9,250	9,340	9,596	9,890	9,946	10,724	11,371
Покрытие (производство электроэнергии)	12,429	12,521	14,366	14,317	19,506	23,961	28,631
в том числе:							
АЭС	11,700	11,100	12,900	12,700	17,300	20,800	25,500
ГЭС							
ТЭС	0,729	1,421	1,466	1,617	2,206	3,161	3,131
НИЭ							
Ивановская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	3,781	3,832	3,987	4,056	4,133	4,275	4,391
Покрытие (производство электроэнергии)	3,237	4,185	5,651	5,624	5,620	5,620	5,643
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	3,237	4,185	5,651	5,624	5,620	5,620	5,643
НИЭ							
Калужская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	4,796	4,879	4,979	5,216	5,443	5,905	6,404
Покрытие (производство электроэнергии)	0,129	0,129	0,308	0,304	0,304	0,304	0,304
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	0,129	0,129	0,308	0,304	0,304	0,304	0,304
НИЭ							
Костромская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	3,628	3,687	3,723	3,802	3,862	4,008	4,094
Покрытие (производство электроэнергии)	13,173	11,970	11,207	10,627	9,451	10,164	13,663
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	13,173	11,970	11,207	10,627	9,451	10,164	13,663
НИЭ							
Курская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	8,003	8,121	8,245	8,370	8,497	8,801	9,105
Покрытие (производство электроэнергии)	28,979	31,270	32,477	30,462	30,762	32,362	30,562
в том числе:							
АЭС	28,200	29,800	31,000	29,000	29,300	30,900	29,100
ГЭС							
ТЭС	0,779	1,470	1,477	1,462	1,462	1,462	1,462
НИЭ							

ОЭС Центра	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Липецкая энергосистема							
Потребность (электропотребление)	10,250	10,742	11,236	11,747	12,034	12,596	13,097
Покрытие (производство электроэнергии)	4,161	4,380	4,216	4,039	3,880	3,909	4,086
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	4,161	4,380	4,216	4,039	3,880	3,909	4,086
НИЭ							
Московская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	96,001	97,716	99,418	102,480	106,125	110,572	115,562
Покрытие (производство электроэнергии)	81,596	80,817	78,203	76,533	76,079	77,241	84,577
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	2,084	2,084	2,344	2,584	3,084	3,084	3,084
ТЭС	79,512	78,733	75,859	73,949	72,995	74,157	81,493
НИЭ							
Орловская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	2,634	2,698	2,789	2,842	2,859	2,949	3,045
Покрытие (производство электроэнергии)	1,454	1,456	1,634	1,631	1,631	1,631	1,633
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1,454	1,456	1,634	1,631	1,631	1,631	1,633
НИЭ							
Рязанская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	6,113	6,212	6,272	6,310	6,315	6,512	6,836
Покрытие (производство электроэнергии)	13,228	12,393	12,090	11,616	11,558	11,495	12,617
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	13,228	12,393	12,090	11,616	11,558	11,495	12,617
НИЭ							
Смоленская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	6,190	6,250	6,340	6,454	6,565	6,741	6,802
Покрытие (производство электроэнергии)	23,490	22,066	19,738	25,338	25,570	24,848	24,713
в том числе:							
АЭС	19,900	18,800	16,600	22,900	23,400	22,700	22,200
ГЭС							
ТЭС	3,590	3,266	3,138	2,438	2,170	2,147	2,513
НИЭ							
Тамбовская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	3,210	3,263	3,330	3,420	3,540	3,705	3,874

ОЭС Центра	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Покрытие (производство электроэнергии)	1,157	1,110	1,112	1,211	1,222	1,223	1,226
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1,157	1,110	1,112	1,211	1,222	1,223	1,226
НИЭ							
<u>Тверская энергосистема</u>							
Потребность (электропотребление)	7,488	7,572	7,650	7,799	8,017	8,407	8,786
Покрытие (производство электроэнергии)	30,562	30,356	34,193	36,463	35,283	36,133	37,289
в том числе:							
АЭС	22,000	22,400	26,500	29,100	28,600	29,500	29,700
ГЭС	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
ТЭС	8,554	7,948	7,685	7,355	6,675	6,625	7,581
НИЭ							
<u>Тульская энергосистема</u>							
Потребность (электропотребление)	9,574	9,729	10,014	10,327	10,591	11,014	11,495
Покрытие (производство электроэнергии)	6,178	5,708	6,783	7,861	8,109	7,675	8,077
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	6,178	5,708	6,783	7,861	8,109	7,675	8,077
НИЭ							
<u>Ярославская энергосистема</u>							
Потребность (электропотребление)	7,927	8,057	8,127	8,161	8,248	8,428	8,719
Покрытие (производство электроэнергии)	3,553	3,565	3,582	4,454	6,453	6,461	6,481
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150
ТЭС	2,403	2,415	2,432	3,304	5,303	5,311	5,331
НИЭ							

Региональная структура перспективных балансов электроэнергии ОЭС Средней Волги на период 2010-2016 гг.

млрд.кВтч

ОЭС Средней Волги	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
электропотребление ОЭС	101,073	103,847	107,414	110,711	113,421	117,611	122,298
Покрытие	102,423	102,697	103,864	106,061	109,071	111,861	116,048
в том числе:							
АЭС	30,500	30,500	29,200	31,000	31,900	30,200	30,100
ГЭС	19,930	19,930	19,930	19,930	19,930	19,930	19,930
ТЭС	51,993	52,267	54,734	55,131	57,241	61,731	66,018
НИЭ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Марийская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	2,786	2,786	2,980	3,184	3,348	3,491	3,580
Покрытие (производство электроэнергии)	1,083	1,077	1,105	1,082	1,113	1,170	1,235
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1,083	1,077	1,105	1,082	1,113	1,170	1,235
НИЭ							
Мордовская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	2,969	3,022	3,088	3,129	3,153	3,231	3,355
Покрытие (производство электроэнергии)	1,329	1,309	1,336	1,306	1,333	1,410	1,534
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1,329	1,309	1,336	1,306	1,333	1,410	1,534
НИЭ							
Нижегородская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	20,833	21,308	22,087	22,811	23,536	24,560	25,600
Покрытие (производство электроэнергии)	9,370	9,591	9,775	9,269	10,065	11,915	12,116
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510
ТЭС	7,860	8,081	8,265	7,759	8,555	10,405	10,606
НИЭ							

[illegible]

ОЭС Средней Волги	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ГЭС							
ТЭС	2,308	2,268	2,312	2,248	2,288	2,455	2,772
НИЭ							
<u>Чувашская энергосистема</u>							
Потребность (электропотребление)	4,905	4,975	5,105	5,215	5,323	5,456	5,623
Покрытие (производство электроэнергии)	4,479	4,456	4,512	4,458	4,517	4,657	4,854
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100
ТЭС	2,379	2,356	2,412	2,358	2,417	2,557	2,754
НИЭ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Региональная структура перспективных балансов электроэнергии ОЭС Юга на период 2010-2016 гг.

млрд.кВтч

ОЭС Юга	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
электропотребление ОЭС с учетом	79,722	81,865	86,136	90,689	93,232	96,101	99,587
Покрытие	78,252	80,895	85,766	90,519	93,462	98,131	101,617
в том числе:							
АЭС	11,200	14,300	14,800	14,900	16,000	18,700	23,600
ГЭС	20,122	20,418	20,418	20,518	21,691	21,691	21,691
ТЭС	46,930	46,177	50,548	55,101	55,771	57,740	56,326
НИЭ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Астраханская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	4,122	4,258	4,407	4,585	4,795	5,036	5,272
Покрытие (производство электроэнергии)	3,114	3,176	3,023	4,397	4,199	4,350	4,130
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	3,114	3,176	3,023	4,397	4,199	4,350	4,130
НИЭ							
Волгоградская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	17,640	17,835	18,051	18,412	18,817	19,529	20,423
Покрытие (производство электроэнергии)	16,427	16,331	16,437	16,376	16,018	16,285	15,904
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	11,600	11,600	11,600	11,600	11,600	11,600	11,600
ТЭС	4,827	4,731	4,837	4,776	4,418	4,685	4,304
НИЭ							
Грозненская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	2,138	2,190	2,234	2,272	2,304	2,359	2,419
Покрытие (производство электроэнергии)	0,000	0,026	0,030	0,040	0,040	0,040	0,040
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	0,000	0,026	0,030	0,040	0,040	0,040	0,040
НИЭ							
Дагестанская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	4,811	4,904	4,985	5,100	5,247	5,423	5,615
Покрытие (производство электроэнергии)	5,081	5,081	5,081	5,081	5,391	5,391	5,391
в том числе:							

ОЭС Юга	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
АЭС							
ГЭС	4,972	4,972	4,972	4,972	5,282	5,282	5,282
ТЭС	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108
НИЭ							
Ингушская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	0,556	0,576	0,595	0,613	0,629	0,641	0,650
Покрытие (производство электроэнергии)							
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС							
НИЭ							
Кабардино-Балкарская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	1,483	1,509	1,528	1,549	1,566	1,584	1,605
Покрытие (производство электроэнергии)	0,371	0,612	0,612	0,612	0,612	0,612	0,612
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	0,344	0,585	0,585	0,585	0,585	0,585	0,585
ТЭС	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027
НИЭ							
Калмыцкая энергосистема							
Потребность (электропотребление)	0,464	0,466	0,468	0,469	0,470	0,489	0,506
Покрытие (производство электроэнергии)	0,027	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	0,027	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099
НИЭ							
Карачаево-Черкесская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	1,207	1,212	1,222	1,371	1,492	1,499	1,523
Покрытие (производство электроэнергии)	0,438	0,438	0,438	0,538	0,621	0,621	0,621
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	0,415	0,415	0,415	0,515	0,598	0,598	0,598
ТЭС	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023
НИЭ							
Краснодарская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	20,329	21,446	24,605	27,567	28,417	28,898	29,392
Покрытие (производство электроэнергии)	6,848	7,530	9,783	12,582	15,411	15,492	15,391
в том числе:							

ОЭС Юга	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
АЭС							
ГЭС	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450
ТЭС	6,398	7,080	9,333	12,132	14,961	15,042	14,941
НИЭ							
Ростовская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	16,002	16,360	16,703	17,177	17,750	18,454	19,554
Покрытие (производство электроэнергии)	25,850	28,771	29,148	29,762	29,843	33,199	37,223
в том числе:							
АЭС	11,200	14,300	14,800	14,900	16,000	18,700	23,600
ГЭС	0,610	0,610	0,610	0,610	0,610	0,610	0,610
ТЭС	14,040	13,861	13,738	14,252	13,233	13,889	13,013
НИЭ							
Северокавказская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	2,168	2,206	2,245	2,282	2,319	2,417	2,497
Покрытие (производство электроэнергии)	0,341	0,341	0,341	0,341	1,121	1,121	1,121
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	0,341	0,341	0,341	0,341	1,121	1,121	1,121
ТЭС							
НИЭ							
Ставропольская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	8,802	8,903	9,093	9,292	9,426	9,772	10,131
Покрытие (производство электроэнергии)	19,755	18,492	20,775	20,692	20,109	20,922	21,086
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	1,390	1,445	1,445	1,445	1,445	1,445	1,445
ТЭС	18,365	17,046	19,330	19,247	18,664	19,476	19,641
НИЭ							

Региональная структура перспективных балансов электроэнергии ОЭС Урала на период 2010-2016 гг.

млрд.кВтч

ОЭС Урала	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
электропотребление ОЭС	241,093	244,258	250,819	254,976	258,944	268,518	278,937
Покрытие	240,563	243,728	252,289	256,446	260,414	269,988	283,407
в том числе:							
АЭС	3,600	3,800	4,000	3,900	4,000	7,100	10,600
ГЭС	4,867	4,867	4,867	4,867	4,867	4,867	4,867
ТЭС	232,096	235,061	243,422	247,679	251,547	258,021	267,940
НИЭ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Башкирская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	23,940	24,215	24,586	25,300	25,800	26,153	26,508
Покрытие (производство электроэнергии)	23,731	24,106	24,162	24,853	24,244	24,547	23,661
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	0,748	0,748	0,748	0,748	0,748	0,748	0,748
ТЭС	22,984	23,358	23,415	24,105	23,496	23,799	22,913
НИЭ	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
Кировская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	7,095	7,220	7,410	7,520	7,625	7,733	7,856
Покрытие (производство электроэнергии)	4,337	4,313	4,280	4,372	5,492	5,574	5,448
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	4,337	4,313	4,280	4,372	5,492	5,574	5,448
НИЭ							
Курганская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	4,220	4,310	4,353	4,431	4,484	4,722	4,909
Покрытие (производство электроэнергии)	2,276	2,289	2,455	2,486	2,312	2,342	2,299
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	2,276	2,289	2,455	2,486	2,312	2,342	2,299
НИЭ							

ОЭС Урала	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
<u>Оренбургская энергосистема</u>							
Потребность (электропотребление)	15,427	15,624	15,940	16,120	16,228	16,521	16,858
Покрытие (производство электроэнергии)	15,984	16,048	16,016	16,384	15,970	16,177	16,079
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
ТЭС	15,884	15,948	15,916	16,284	15,870	16,077	15,979
НИЭ							
<u>Пермская энергосистема</u>							
Потребность (электропотребление)	22,500	23,050	23,600	24,150	24,740	25,239	25,706
Покрытие (производство электроэнергии)	29,363	29,948	32,220	32,430	30,746	31,904	35,712
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000
ТЭС	25,363	25,948	28,220	28,430	26,746	27,904	31,712
НИЭ							
<u>Свердловская энергосистема</u>							
Потребность (электропотребление)	42,382	43,438	44,455	45,291	46,325	49,030	51,786
Покрытие (производство электроэнергии)	49,423	51,167	51,899	52,769	54,251	55,860	62,526
в том числе:							
АЭС	3,600	3,800	4,000	3,900	4,000	7,100	10,600
ГЭС	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
ТЭС	45,804	47,348	47,880	48,850	50,232	48,741	51,907
НИЭ							
<u>Тюменская энергосистема</u>							
Потребность (электропотребление)	84,504	84,904	87,681	88,330	88,741	92,348	96,563
Покрытие (производство электроэнергии)	85,503	85,904	88,681	89,330	89,741	93,348	97,563
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	85,503	85,904	88,681	89,330	89,741	93,348	97,563
НИЭ							
<u>Удмуртская энергосистема</u>							
Потребность (электропотребление)	8,600	8,696	8,945	9,098	9,205	9,357	9,586
Покрытие (производство электроэнергии)	2,999	2,996	2,982	4,093	3,998	4,044	3,931
в том числе:							
АЭС							

ОЭС Урала	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ГЭС							
ТЭС	2,999	2,996	2,982	4,093	3,998	4,044	3,931
НИЭ							
<u>Челябинская энергосистема</u>							
Потребность (электропотребление)	32,425	32,801	33,849	34,736	35,796	37,415	39,165
Покрытие (производство электроэнергии)	26,947	26,956	29,595	29,729	33,661	36,192	36,189
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	26,947	26,956	29,595	29,729	33,661	36,192	36,189
НИЭ							

Региональная структура перспективных балансов электроэнергии ОЭС Сибири на период 2010-2016 гг.

млрд. кВтч

ОЭС Сибири	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
электропотребление ОЭС	204,155	210,030	218,372	232,825	241,804	246,934	252,638
Покрытие	197,355	207,230	215,572	232,025	241,004	246,134	248,838
в том числе:							
АЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГЭС	81,300	96,000	101,000	106,000	108,800	108,800	108,800
ТЭС	116,055	111,230	114,572	126,025	132,204	137,334	140,038
НИЭ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Алтайская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	10,823	11,214	11,527	11,703	11,899	12,373	12,847
Покрытие (производство электроэнергии)	6,150	5,607	5,864	6,393	6,783	6,785	6,859
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	6,150	5,607	5,864	6,393	6,783	6,785	6,859
НИЭ							

Бурятская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	5,305	5,438	5,595	5,819	6,051	6,287	6,528
Покрытие (производство электроэнергии)	5,529	5,351	5,515	5,756	5,936	6,144	6,294
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	5,529	5,351	5,515	5,756	5,936	6,144	6,294
НИЭ							

Иркутская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	52,986	56,124	60,219	62,778	65,756	66,554	67,627
Покрытие (производство электроэнергии)	62,685	61,980	62,582	63,955	64,599	65,969	67,897
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	46,360	46,360	46,360	46,360	46,360	46,360	46,360
ТЭС	16,325	15,620	16,222	17,595	18,239	19,609	21,537
НИЭ							

Красноярская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	42,526	43,190	45,193	53,747	57,168	58,056	58,738

ОЭС Сибири	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Покрытие (производство электроэнергии)	51,607	55,850	62,082	72,100	76,094	77,321	77,654
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	19,555	24,555	29,555	34,555	37,355	37,355	37,355
ТЭС	32,052	31,295	32,527	37,545	38,739	39,966	40,299
НИЭ							
<u>Кузбасская энергосистема</u>							
Потребность (электропотребление)	32,718	33,349	33,676	34,875	35,582	36,254	37,292
Покрытие (производство электроэнергии)	25,215	23,608	23,996	25,162	27,405	28,089	28,225
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	25,215	23,608	23,996	25,162	27,405	28,089	28,225
НИЭ							
<u>Новосибирская энергосистема</u>							
Потребность (электропотребление)	14,566	14,757	15,304	15,858	16,342	16,833	17,212
Покрытие (производство электроэнергии)	13,193	12,618	12,946	13,487	13,847	14,286	14,598
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745
ТЭС	11,448	10,873	11,201	11,742	12,102	12,541	12,853
НИЭ							
<u>Омская энергосистема</u>							
Потребность (электропотребление)	10,325	10,492	10,699	11,065	11,381	11,786	12,309
Покрытие (производство электроэнергии)	6,815	6,026	6,149	7,313	7,873	8,739	8,730
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	6,815	6,026	6,149	7,313	7,873	8,739	8,730
НИЭ							
<u>Республика Тыва энергосистема</u>							
Потребность (электропотребление)	0,696	0,700	0,710	0,778	0,803	0,869	0,951
Покрытие (производство электроэнергии)	0,066	0,063	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	0,066	0,063	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068
НИЭ							

ОЭС Сибири	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Томская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	8,990	9,250	9,528	9,823	10,176	10,402	10,754
Покрытие (производство электроэнергии)	4,224	3,903	3,976	4,369	4,616	4,726	4,468
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	4,224	3,903	3,976	4,369	4,616	4,726	4,468
НИЭ							
Хакасская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	17,658	17,765	18,015	18,265	18,370	18,715	19,055
Покрытие (производство электроэнергии)	15,257	24,853	24,901	25,559	25,649	25,718	25,764
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	13,640	23,340	23,340	23,340	23,340	23,340	23,340
ТЭС	1,617	1,513	1,561	2,219	2,309	2,378	2,424
НИЭ							
Читинская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	7,562	7,751	7,906	8,114	8,276	8,805	9,325
Покрытие (производство электроэнергии)	6,614	7,371	7,493	7,864	8,133	8,290	8,281
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	6,614	7,371	7,493	7,864	8,133	8,290	8,281
НИЭ							

Региональная структура перспективных балансов электроэнергии ОЭС Востока на период 2010-2016 гг.

млрд.кВтч

ОЭС Востока	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
электропотребление ОЭС	28,860	29,563	30,643	31,567	32,502	33,980	35,873
Покрытие	30,060	33,163	34,468	35,617	36,777	38,480	40,373
в том числе:							
АЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГЭС	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000
ТЭС	18,060	21,163	22,468	23,617	24,777	26,480	28,373
НИЭ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Амурская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	6,779	6,850	6,883	6,933	7,192	7,497	7,858
Покрытие (производство электроэнергии)	13,153	13,297	13,356	13,376	13,392	13,521	13,710
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000
ТЭС	1,153	1,297	1,356	1,376	1,392	1,521	1,710
НИЭ							
Хабаровская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	9,091	9,246	9,666	9,966	10,190	10,410	11,090
Покрытие (производство электроэнергии)	6,299	7,301	7,669	7,963	8,172	8,949	9,206
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	6,299	7,301	7,669	7,963	8,172	8,949	9,206
НИЭ							
Приморская энергосистема							
Потребность (электропотребление)	11,580	12,037	12,654	13,220	13,649	14,501	15,265
Покрытие (производство электроэнергии)	8,410	10,025	10,845	11,748	12,655	13,364	14,705
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	8,410	10,025	10,845	11,748	12,655	13,364	14,705
НИЭ							

ОЭС Востока	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
<u>Южно-Якутская энергосистема</u>							
Потребность (электропотребление)	1,410	1,430	1,440	1,448	1,471	1,572	1,660
Покрытие (производство электроэнергии)	2,198	2,541	2,597	2,530	2,559	2,646	2,751
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	2,198	2,541	2,597	2,530	2,559	2,646	2,751
НИЭ							



Минэнерго России	
№:	333
Дата:	15.07.2010
Кол. листов:	263

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
Объекты для выдачи мощности электростанций																		
ТЭС																		
1	Две цепи ВЛ 220 кВ Красноярская ТЭЦ-3 - ЦРП с расширением ОРУ ПС 220 кВ ЦРП, ВЛ 220 кВ Красноярская ТЭЦ-3 - Енисей	2011	24 км		24													Выдача мощности Красноярской ТЭЦ-3 (блока №1 мощность 185 МВт)
2	ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС - Маккавеево с РП	2011	168 км		168													Выдача мощности Харанорской ГРЭС (блок № 3, 225 МВт)
3	220 кВ Маккавеево и заходами на РП двухцепной	2011	4x2,9 км, ШР 100 Маар		11,5													
4	Третья ВЛ 500 кВ Березовская ГРЭС-1-Итаг*	2012	18 км			18												Выдача мощности Березовской ГРЭС (блок № 3, 750 МВт)
5	Переустройство ВЛ-1106 на ПС Алтай, ВЛ-518 на Назаровскую ГРЭС и ВЛ - 521 энергоблока №2	2012	1,5 км			1,5												
	Расширение ОРУ ПС 500 кВ Итатская	2012	ШР 180 Маар															
Объекты для выдачи мощности электростанций иных собственников																		
ТЭС																		
6	ВЛ 220 кВ Ленская ТЭС - ПС Киренская	2015	2x20 км											40				Выдача мощности Ленской ТЭС (2x 400 МВт)
	ПС 220 кВ Киренская с ВЛ220 кВ Киренская-Киренга													480	126			
	ВЛ 500 кВ Ленская ТЭС - Усть - Кул*														250			
7	ВЛ 220 кВ Кузнецкая ТЭЦ - Ферросплавная*	2013	3x10 км							30								Выдача мощности Кузнецкой ТЭЦ (2x140 МВт)
	Итого объекты СВМ ТЭС 500 кВ: км, МВА			0	0	0	0	19,5	0	0	0	0	0	0	250	0	0	
	220 кВ: км, МВА			0	0	204	0	0	0	30	0	0	0	0	520	126	0	0
Объекты для выдачи мощности электростанций																		
ТЭС																		

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
8	Две ВЛ 220 кВ Богучанская ГЭС - Приангарская - Раздольинск с реконструкцией и расширением ПС 220 кВ Раздольинск	2010	2х129,5 км, 2х172,6 км, 2х125 МВА, УШР 2х25 Мвар, БСК 4х26 Мвар	604	250													Выдача мощности Богучанской ГЭС (2997 МВт)
9	и строительством ПС 220 кВ Приангарская	2010	2х125 МВА, УШР 2х25 Мвар, БСК 4х26 Мвар	250														
10	Реконструкция ПС 220 кВ Кодинская	2011	125 МВА			125												
11	ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС - Озерная	2012	365 км				365											
Объекты СВМ нных собственников																		
12	Две ВЛ 220 кВ Богучанская ГЭС -Кодинск	2010	2х11 км	22														
13	ВЛ 500 кВ Ангара -Озерная	2011	265,6 км, УШР 2х180 Мвар			266												
14	ПС 500 кВ Ангара	2010-2013	4х501 МВА, УШР 180+60 Мвар, УШР 2х100 Мвар, БСК 4х100 Мвар			1169				835								
15	ВЛ 500 кВ Ангара - Камала с ПП 500 кВ Ангара	2010	352 км, УШР - 180+60 Мвар	352														
16	ОРУ 500 кВ БогГЭС	2010-2012	ШР 3х180 Мвар															
17	Две ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС - Ангара	2010,2	2х152,3 км	152		152												
	Итого объекты СВМ ГЭС 500 кВ: км, МВА			504	0	418	1169	365	0	0	835	0	0	0	0	0	0	
	220 кВ: км, МВА			626	500	0	125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	ВСЕГО 500 кВ и 220 кВ выдачи мощности станций			1130	500	621	1294	385	0	30	835	0	0	770	126	0	0	
Объекты нового строительства 500 кВ																		
	ПС 500 кВ Кузбасская	2011	(801+267) МВА, УШР 180+60 Мвар				1068											
	с установкой второго АТ 500 кВ*	2015	2х267 МВА													534		

[illegible]

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	MBA	км	MBA	км	MBA	км	MBA	км	MBA	км	MBA	км	MBA	
35	ВЛ 500 кВ Братская - Озерная с расширением ОРУ 500 кВ ПС Братская	2012	220 км					220										
	ПС 500 кВ Ключи (Иркутск)	2010	3x501 MBA		501													Электроснабжение расширяемой части Иркутск ОАО "Иркутскэнерго"
36	Расширение ОРУ 500 кВ для присоединения ВЛ 500 кВ Ключи - Гусиноозерский - Петровск-Забайкальский - Чита*	2015																Повышение пропускной способности транзита Иркутск-Бурятия - Чита на 320 МВт
	Итого объекты иных собственников 500 кВ: км, MBA			0	501	20	668	233	501	0	835	0	0	0	0	0	0	
	Итого объекты 500 кВ: км, MBA			0	501	41,2	1736	923	2237	0	835	899	534	149	3540	390	2004	
Объекты нового строительства 220 кВ																		
37	ВЛ 220 кВ Татаурово - Горячинская - Баргузин и ПС 220 кВ Баргузин и расширение ОРУ 220 кВ ПС Татаурово	2013	270 км							270								Электроснабжение туристско-рекреационной зоны Республики Бурятия
	с ПС 220 кВ Горячинская и ПС 220 кВ Баргузин		2x63 MBA							126								
	Забайкальский преобразовательный комплекс на ПС 220 кВ	2011	450 MBA				450											Обеспечение параллельной работы ОЭС Сибири и ОЭС Востока
39	ВЛ Таксимо - Чара 2-я цель - перевод на 220 кВ с расширением ОРУ 220 кВ ПС Чара*	2015	238/176 км															Повышение надежности электроснабжения БАМа
40	ВЛ 220 кВ Читинская - Новочитинская - ПП Макавеево с ПС 220 кВ Новочитинская и расширением ПП 220 кВ Макавеево и ОРУ 220 кВ ПС Читинская	2012, 2013	2x85 км, 2x125 MBA					170	125		125							Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Чита
41	ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС - ГОК Газимуровский завод - Нерчинский завод - Быстринский ГОК	2013	370 км							370								Электроснабжение ГОКов
			2x125 MBA									250						Электроснабжение

[illegible]

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
	Итого объекты нового строительства 220 кВ - км			0	0	79,5	450	296	188	640	753	20	250	67	0	220	0	
Объекты реновации 220 кВ																		
51	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Чесноковская (2х125 МВА)	2012	2х200 МВА						400									Повышение надежности электроснабжения потребителей и снятие сетевых ограничений Алтайской ЭС
52	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Власиха (2х125 МВА+2х40 МВА)	2012	(2х200 МВА+2х80 МВА)						400									
53	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Левобережная (2х200 МВА+2х40 МВА)	2013	(3х200 МВА+2х40 МВА)						400		200							Повышение надежности электроснабжения потребителей и снятие сетевых ограничений г. Красноярска
54	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ КИСК (2х63 МВА)	2012	2х200 МВА				200		200									
55	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ НКАЗ-2 (5х200 МВА)	2013	(2х250 МВА+3х200 МВА), в 2011 году ввод 2х52 Мвар						500		600							Повышение надежности электроснабжения потребителей и снятие сетевых ограничений Кузбасской ЭС
56	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Еланская (2х200 МВА)	2012	2х250 МВА, 2х52 Мвар						500									
57	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Восточная (2х200 МВА+2х63 МВА)	2015	(2х250 МВА+2х80 МВА)				80							500				Повышение надежности электроснабжения потребителей и снятие сетевых ограничений Томской ЭС
58	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Междуреченская (200 МВА+2х125 МВА +2х63+40 МВА)	2014	(3х200 МВА +2х63 МВА+40 МВА)									600						Повышение надежности электроснабжения потребителей и снятие сетевых ограничений Кузбасской ЭС
59	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ ЗСМК (240 МВА+250 МВА)	2015	2х250 МВА, в 2011 году ввод 2х52 Мвар											500				
60	Реконструкция ПС 220 кВ Кызыл (2х63 МВА)	2014	2х125 МВА, 2х50 Мвар									250						Повышение надежности электроснабжения потребителей и снятие сетевых ограничений Тывинской ЭС

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристик а объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	MBA	км	MBA	км	MBA	км	MBA	км	MBA	км	MBA	км	MBA	
			ВЛ - км ПС - MBA, Мвар															Повышение надежности электрооборудования потребителей и снятие сетевых ограничений Хакаской ЭС
61	Реконструкция ПС 220 кВ Абаза (1х20 MBA+1х25 MBA)	2014	2х25 MBA, 100 Мвар										25					Повышение надежности электрооборудования потребителей и снятие сетевых ограничений Хакаской ЭС
62	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ ЦРП	2012	БСК 3х200 Мвар															Повышение надежности электрооборудования потребителей и снятие сетевых ограничений г. Красноярска
63	Реконструкция ОРУ 500 кВ Саяно-Шушенской ГЭС	2013	2х180 Мвар															Повышение надежности электрооборудования потребителей и снятие сетевых ограничений Хакаской ЭС
64	Реконструкция ПС 220 кВ Советско - Сосинская (5х63 MBA)*	2013	3х125 MBA															Повышение надежности электрооборудования потребителей и снятие сетевых ограничений Томской ЭС
65	ПС 220 кВ Таксимо. Установка СКРМ	2011	2х25 Мвар															Повышение надежности электрооборудования потребителей и снятие сетевых ограничений Бурятской ЭС
66	ПС 220 кВ Районная. Установка СКРМ	2011	2х25 Мвар															Повышение надежности электрооборудования потребителей и снятие сетевых ограничений Алтайской ЭС
67	ПС 220 кВ Селендума. Установка СКРМ	2011	2х25 Мвар															Повышение надежности электрооборудования потребителей и снятие сетевых ограничений Алтайской ЭС
68	ПС 220 кВ Южная (Замена АТ 125 MBA на 200 MBA)	2014	200 MBA										200					Повышение надежности электрооборудования потребителей и снятие сетевых ограничений Алтайской ЭС
69	Реконструкция ПС 220 кВ Чаган (1х32+1х30 MBA, 2х25 Мвар)	2015	2х63 MBA, 2х25 Мвар											126				Повышение надежности электрооборудования потребителей и снятие сетевых ограничений Тывинской ЭС
70	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Означенное- районная (2х63 MBA+2х16 MBA)	2013	(2х125 MBA+2х16 MBA)										250					Повышение надежности электрооборудования потребителей и снятие сетевых ограничений Хакаской ЭС
	Итого объекты реконструкции 220 кВ: км, MBA			0	0	0	405	0	2525	0	1175	0	1075	0	1126	0	0	
Объекты 220 кВ с источником ПТП																		
71	ПС 220 кВ Ая с ВЛ 220 кВ Бийская РПП - Ая*	2016	2х125 MBA 2х100 км													250	200	Электрооборудование особой экономической и ипотечной зон Алтайского края

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
72	ПС 220 Мамакан (установка АТ 220/110 кВ)	2010	125 МВА															Обеспечение технологического присоединения ОАО "Витимэнерго"
73	ВЛ 220 кВ Шушенская - Туран - Кызыл с установкой СКРМ на ПС 220 кВ Туран*	2016	305 км, 2х100 Мвар													305		электрооборудование новых потребителей Республики Тыва
74	ПС 220 кВ Зональная. Замена АТ 220 кВ FMGr-112/220/110 на АТ 200 МВА.	2012	200 МВА						200									Технологическое присоединение ОЭЗ в г. Томск
	Итого объекты 220 кВ с источниками ППП			0	125	0	0	0	200	0	0	0	0	0	0	505	250	
Объекты 220 кВ нных собственников																		
75	ВЛ 220 кВ Шелехово -	2011	2х1 км			2												ОАО "Иркутскэнерго"
76	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Заводская	2012	15 км				15											
77	ПС 220 кВ Ферросплавная с заходами ВЛ 220 кВ*	2013	3х160 МВА							480								Электрооборудование ООО "Кузнецкие ферросплавы"
78	ПС 220 кВ Нефтезаводская с заходами ВЛ 220 кВ*	2013	40 МВА, 63 МВА							103								Электрооборудование ОАО "Газпромнефть-ОНПЗ"
79	ПС 220 кВ Новая Еруда с ВЛ	2013	2х125 МВА							250								Электрооборудование ЗАО "Полос"
	Вторая ВЛ 220 кВ Новосибирская ГЭС - Тулинская с реконструкцией ОРУ 220 кВ Новосибирской ГЭС и ПС Тулинская*	2014	14 км									14						Усиление кольцевой схемы электрооборудования г. Новосибирск
81	ВЛ 220 кВ Тулинская - Дружная с реконструкцией ОРУ 220 кВ ПС Дружная и установкой второго АТ на ПС Тулинская *	2014	69,4 км 125 МВА									69,4	125					
	Итого объекты 220 кВ нных собственников			0	0	2	0	15	0	410	833	83,4	125	0	0	0	0	

				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
	ВСЕГО, в т.ч.			1130	1126	960	3885	1687	5150	1080	4431	1002	1984	986	4792	1115	2254	
	220 кВ			626	625	500	980	380	2913	1080	2761	103	1450	587	1252	725	250	
	500 кВ			504	501	459	2905	1307	2237	0	1670	899	534	399	3540	390	2004	
	Мвар				1280		2190		1474		760		440		1410		790	
	ВСЕГО источники	500 кВ		660		780		720		360		240		1260		540		

№ Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ - км ПС - МВА, Мвар	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
			км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
	реактивной мощности и её компенсации, Мвар	220 кВ		620		1410		754		400		200		150		250	

* - сроки ввода и технические решения будут пересматриваться по мере уточнения исходных параметров (динамика и масштабы спроса на электроэнергию и мощность, балансы электроэнергии и мощности, масштабы вводов генерирующих мощностей в рассматриваемом районе и др.)

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ, км ПС, МВА	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
6	ВЛ 500 кВ Амурская - гостраница	2011	149,8+1,7 км			152												Обеспечение увеличения экспорта электроэнергии в КНР (до 750 МВт)
7	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская (вторая ВЛ)	2013	359,1 км, 2хШР 180 Мвар							359								Повышение надежности электроснабжения потребителей Амурской энергосистемы и выдачи мощности Зейской ГЭС. Обеспечение экспортных поставок электроэнергии в КНР
	Итого объекты нового строительства 500 кВ: 500 кВ км, МВА			0	0	152	0	306,80	668	359	0	0	0	0	0	0	0	
	220 кВ км, МВА			0	0	0	0	9,20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Объекты нового строительства 220 кВ																		
8	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Нижний Куранах (вторая ВЛ) с ПС 220 кВ Нижний Куранах (ШР 35 кВ)	2010	275 км, ШР 20 Мвар	275														Повышение надежности электроснабжения НПС-17 ВСТО и потребителей центральной и восточной части Республики САХА (Якутия)
	подвеска второй цепи ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - Томмот	2013	47 км							47								
	двухцепная ВЛ 220 кВ Томмот - Майя	2013	2х427 км							854								
	с ПС 220 кВ Томмот	2013	2х63 МВА 2хШР 20 Мвар							126								
	и ПС 220 кВ Майя	2013	2х63 МВА 2хШР 20 Мвар							126								
9	ВЛ 220 кВ Ключевая - Магдагачи	2010	50 км	50														Повышение надежности электроснабжения тягового транспорта
10	ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Магдагачи	2013	134 км							134								Обеспечение выдачи мощности Зейской ГЭС в послеаварийных режимах и ремонтных схемах
11	Заход ВЛ 220 кВ Тында - Сковородино на ПС 220 кВ Сковородино	2013	4,9 км							5								Достройка участка существующей ВЛ 220 кВ
12	подвеска второй цепи ВЛ 220 кВ Тында - Чара	2015	560 км											560				Обеспечение существующей ВЛ 220 кВ

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ, км ПС, МВА	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
13	Амурский преобразовательный комплекс на ПС 220 кВ Хани	2015	4x160 МВА												640			Параллельная несинхронной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири
14	ВЛ 220 кВ Благовещенская - Тамбовка - Варваровка с ПС 220 кВ Тамбовка**	2013	63 МВА							63								Повышение надежности электроснабжения потребителей
15	ВЛ 220 кВ Комсомольская - Ванино с заходами на ПС 220 кВ Селехино и установкой второго АТ 125	2013	107 км							107								Повышение надежности электроснабжения потребителей
16	ВЛ 220 кВ Комсомольская - Ванино с заходами на ПС 220 кВ Селехино и установкой второго АТ 125	2013	125 МВА							125								Повышение надежности электроснабжения г.Ванино и снятие сетевых ограничений
17	ПС 220 кВ Амур с заходами ВЛ 220 кВ Левобережная -РЦ и ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3-Амур	2013	2x63 МВА, 0,5км, 8 км							8,5	126							Повышение надежности электроснабжения потребителей г.Хабаровска
18	ЛЭП 220 кВ Зеленый Угол - Русская (Поспелово) с кабельным переходом через пролив Босфор Восточный	2011	2x63 МВА				126											Обеспечение электроснабжения объектов саммита АТЭС
19	ПС 220 кВ Патрокл с заходами ВЛ 220 кВ	2011	ВЛ-2x3,9+3x2 км			13,8												Обеспечение электроснабжения объектов саммита АТЭС
20	ПС 220 кВ Аэропорт с заходами ВЛ 220 кВ	2010	КЛ-2x8,6 км			17,2												Обеспечение электроснабжения объектов саммита АТЭС
21	ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ - Владивосток	2010	2x2 км			4												Обеспечение электроснабжения объектов саммита АТЭС
22	ВЛ 220 кВ Патрокл с заходами ВЛ 220 кВ	2011	2x63 МВА, 2x1 км			2	126											Электроснабжение аэродромного комплекса "Кневич" (расширение аэропорта в рамках саммита АТЭС)
23	ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ - Зеленый Угол	2010	2x25 МВА, 2x11 км	22	50													Электроснабжение аэродромного комплекса "Кневич" (расширение аэропорта в рамках саммита АТЭС)
24	ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ - Зеленый Угол	2010	2x20 км	40														Электроснабжение аэродромного комплекса "Кневич" (расширение аэропорта в рамках саммита АТЭС)
25	ВЛ 220 кВ Зеленый Угол - Волна	2011	2x63 МВА				126											Повышение надежности электроснабжения потребителей г.Владивостока и объектов саммита АТЭС
26	ВЛ 220 кВ Зеленый Угол - Волна	2011	45 км			45												Повышение надежности электроснабжения потребителей г.Владивостока и объектов саммита АТЭС
27	ВЛ 220 кВ ВТЭЦ-2 - Зеленый Угол	2011	15,5 км			15,5												Повышение надежности электроснабжения потребителей г.Владивостока и объектов саммита АТЭС
28	ВЛ 220 кВ Широкая - Лозовая с выносным ОРУ 220 кВ на ПС 110 кВ Находка*	2013	33 км							33								Повышение надежности электроснабжения г.Находка

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ, км ПС, МВА	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
26	ПС 500 кВ Дальневосточная (установка АТ 220/110 кВ)*	2014	2x125 МВА									250						снятие сетевых ограничений Приморской ЭС
27	ВЛ 220 кВ Лесозаводск - Спасск - Дальневосточная	2015	245 км										245					Повышение надежности электроснабжения
	Итого объекты нового строительства 220 кВ: км, МВА			387	50	97,5	378	0	0	1599	566	0	250	805	640	0	0	
Объекты реновации 220 кВ																		
28	Не комплексная реконструкция ПС 220 кВ Благовещенская (125 МВА+63 МВА)	2012	125 МВА						125									снятие сетевых ограничений Амурской ЭС
29	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи (2x40 МВА+25 МВА)	2014	3x40 МВА									40						снятие сетевых ограничений Амурской ЭС
30	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан (2x63 МВА+60 МВА+2x25 МВА)	2016	(2x125 МВА+2x40 МВА)													250		снятие сетевых ограничений Хабаровской ЭС
31	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Береговая-2 (63 МВА+2x15 МВА)	2011	(2x63 МВА+2x40 МВА)				63											снятие сетевых ограничений Приморской ЭС
32	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Широкая (125 МВА+20+25 МВА)	2012	(2x125 МВА+2x40 МВА)						125									снятие сетевых ограничений Приморской ЭС
	Итого объекты реновации 220 кВ: МВА			0	0	0	63	0	250	0	0	0	40	0	0	0	250	
Объекты 220 кВ с источником ПТП																		
33	две ВЛ 220 кВ Нижний Кураха - НПС-16*	2012	2x130 км					260										Электроснабжение НПС-16,18,19 ТС ВСТО
34	заходы двух ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Нижний Кураха на ПС 220 кВ НПС-18*	2012	4x2 км					8										
35	заходы ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Нижний Кураха на ПС 220 кВ НПС-19*	2014	4x2 км									8						

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ, км ПС, МВА	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
36	две ВЛ 220 кВ Призейская - Эльгауль с переходом через Зейское водохранилище с ПС 220 кВ А и ПС 220 кВ Б*	2013	2x268 км, 2x2 км							540								Электроснабжение Эльгинского УК ТК "Мечел"
37	ВЛ 220 кВ Тында - НПС-20*	2012	2x18 км					36										Электроснабжение НПС-20, 24, 27 ТС ВСТО
38	заходы ВЛ 220 кВ Мухинская-тяги - Чалганы-тяги с отпайкой на ПС 220 кВ Сиваки-тяги на ПС 220 кВ НПС-24*	2012	2x1 км					2										
39	ВЛ 220 кВ Завитая - ПС НПС-27 с расширением ОРУ 220 кВ ПС Завитая на 2 ячейки*	2012	2x60 км					120										Электроснабжение НПС-30, 34 ТС ВСТО
40	ВЛ 220 кВ Облучье - НПС 30 с расширением ОРУ 220 кВ ПС Облучье на 2 ячейки*	2012	2x5 км					10										
41	ВЛ 220 кВ до ПС 220 кВ НПС-34 от существующей ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 - Хехцир-2 и от одной цепи ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 - Хехцир-2*	2012	2x4 км					8										Электроснабжение НПС-36 ТС ВСТО
42	ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Хехцир-2 с заходами на ПС 220 кВ НПС-36*	2012	283 км					283										
43	Отпайки ВЛ 220 кВ Облучье - Лондоко на ПС 220 кВ Центральная	2012	3+4,5 км					7,5										Электроснабжение Кимкано-Сунтарского ГОКа
44	достройка заходов ВЛ 220 кВ на ПС Козьмино до ПС Лозовая	2012	2x12 км					24										Электроснабжение НТ Козьмино

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ, км ПС, МВА	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
45	ПС 220 кВ Приморский НПС с заходами ВЛ 220 кВ Широкая - Перевал и двухцепной ВЛ 220 кВ Лозовая - НПС*	2012	2х125 МВА, 2х3 км, 2х22 км					50	250									Электроснабжение Приморского НПС
46	ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Лесозаводск с заходами на ПС 220 кВ НПС-38*	2012	160 км					160										Электроснабжение НПС-38 ТС ВСТО
47	ВЛ 220 кВ Дальневосточная - НПС-40-НПС-41-Дальневосточная с заходами на ПС 220 кВ НПС-40 и ПС 220 кВ НПС-41*	2012	41,2+61,3+48,6 км					151,1										Электроснабжение НПС-40,41 ТС ВСТО
	Итого объекты 220 кВ с источником ПТП: км, МВА			0	0	0	0	1119,6	250	540	0	8	0	0	0	0	0	
Объекты 220 кВ иных собственников																		
48	ВЛ 220 кВ Олекминск - НПС №15 с ПС 220 кВ НПС-15*	2014	2х25 МВА, 110 км									110	50					Электроснабжение НПС-15,14,13,12 ТС ВСТО и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей
49	ВЛ 220 кВ Городская (Ленск) - НПС-12 - НПС-13 (Ленск) - Олекминск - НПС-14 с ПС 220 кВ НПС-12, НПС-13*	2014	395 км, 2х25 МВА, 2х25 МВА									395	100					
50	две ВЛ 220 кВ Чернышевский - Мирный и две ВЛ 220 кВ Мирный - Городская (Ленск) с ПС 220 кВ Городская (Ленск) *	2014	2х102 км, 2х234 км, 2х63 МВА, 100 Мвар									672	126					
51	две ВЛ 220 кВ Городская (Ленск) - Пелендуй с ПС 220 кВ Пелендуй *	2014	2х227 км, 2х63 МВА									454	126					
52	ВЛ 220 кВ Сунтар - Олекминск с ПС 220 кВ Олекминск *	2010	274 км, 2х25 МВА	274	50													
53	ВЛ 220 кВ Олекминск - НПС-14 с ПС 220 кВ НПС-14 *	2014	41 км, 2х25 МВА									41	50					

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ, км ПС, МВА	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
54	ВЛ 220 кВ Мирный - Сунтар - Нюрба с ПС 220 кВ Сунтар и ПС 220 кВ Нюрба*	2010	374 км, 4х63 МВА, 4х25 МВА	374	352													Повышение надежности электроснабжения потребителей Республики Саха (Якутия)
55	ВЛ 220 кВ Майя - Хандыга - Развилка - Некданское*	2016	уточняется															Повышение надежности электроснабжения потребителей Республики Саха (Якутия)
56	2 ВЛ-220 кВ Ленск - Киренск с ПС 220 кВ Киренск с НПС 11*	2015	2х63 МВА 630 км											630	126			Электроснабжение НПС-11 ТС ВСТО и повышение надежности электроснабжения
57	ПС 220 кВ Ленск*	2015	2х63 МВА												126			Электроснабжение НПС-16,18,19 ТС ВСТО ОАО "АК"Транснефть"
58	ПС 220 кВ НПС-16*	2012	2х25 МВА					50										Электроснабжение Олекминского рудника. ООО "Олекминский рудник"
59	ПС 220 кВ НПС-18 *	2012	2х63 МВА					126										Электроснабжение Кимкано-Сунтарского ГОКа
60	ПС 220 кВ НПС-19 *	2014	2х40 МВА									80						Электроснабжение жд/пути и Эльгинского УК ГК "Мечел"
61	ПС 220 кВ Олекма с заходом ВЛ 220 кВ Хани-Юктали (Установка 2-го трансформатора).	2012	25 МВА, 0,8 км					0,8	25									Электроснабжение НПС-20,24,27, 30,34,36,38,40,41 ТС ВСТО ОАО "АК"Транснефть"
62	ПС 220 кВ Центральная	2012	2х63 МВА						126									Электроснабжение
63	ПС 220 кВ Эльгауль, СТК 35 кВ, ПС 220 кВ А и ПС 220 кВ Б*	2013	2х125 МВА, 2хСТК-50 Мвар, 2х10 МВА, 2х10 МВА							290								Электроснабжение жд/пути и Эльгинского УК ГК "Мечел"
64	ПС 220 кВ НПС-20 *	2012	2х25 МВА					50										Электроснабжение НПС-20,24,27, 30,34,36,38,40,41 ТС ВСТО ОАО "АК"Транснефть"
65	ПС 220 кВ НПС-24*	2012	2х25 МВА					50										Электроснабжение
66	ПС 220 кВ НПС-27*	2012	2х25 МВА					50										Электроснабжение
67	ПС 220 кВ НПС-30*	2012	2х25 МВА					50										Электроснабжение
68	ПС 220 кВ НПС-34 *	2012	2х25 МВА					50										Электроснабжение
69	ПС 220 кВ НПС-36*	2012	2х25 МВА					50										Электроснабжение
70	ПС 220 кВ НПС-38*	2012	2х25 МВА					50										Электроснабжение
71	ПС 220 кВ НПС-40, ПС 220 кВ НПС-41*	2012	2х25 МВА, 2х25 МВА					100										Электроснабжение
	Итого объекты 220 кВ иных собственников: км, МВА			648	402	0	0	176,8	601	0	290	1672	532	630	252	0	0	

ВСЕГО, в т.ч.	км	км	км	км	км	км	км	км	км	км	км	км	км	км	км	км	км	
220 кВ	1035	452	249	441	1612,4	1769	2553	856	1680	822	1435	892	280	250				
	1035	452	97,5	441	1305,6	1101	2194	856	###	822	1435	892	0	250				

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта		2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
			ВЛ, км	ПС, МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
	500 кВ				0	0	152	0	306,8	668	359	0	0	0	0	0	280	0	
	Мвар					20				360		540					180		

* - сроки ввода и технические решения будут пересматриваться по мере уточнения исходных параметров (динамика и масштабы спроса на электроэнергию и мощность, балансы электроэнергетики и мощности, масштабы вводов генерирующих мощностей в рассматриваемом районе и др.)

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2010 - 2016 гг.

№	ОЭС	2010 г.			2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2010 - 2016 г.		
		км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар
1	ОЭС Востока																								
	220 кВ	1035	452	20	97,5	441		1305,6	1101		2194	856	180	1680	822		1435	892		250		7747,1	4814	200	
	500 кВ				152			306,8	668	360	359		360							280		1097,3	668	900	
2	ОЭС Сибири																								
	220 кВ	626	625	620	500	980	1410	380,2	2913	754	1080	2761	400	103,4	1450	200	587	1252	150	725	250	4002	10231	3784	
	500 кВ	504	501	660	459	2905	780	1307,2	2237	720		1670	360	899	534	240	399	3540	1260	390	2004	540	3958,6	13391	4560
3	ОЭС Северо-Запада																								
	220 кВ	58	446		245			345						593	286		102			578,8	189		1576,8	1266	
	330 кВ	89	400		131	1700		324,5	1250		371	650		314	1250		253	1000		885,1	1130		2367,2	7380	180
	750 кВ																			588	3000		588	3000	1320
4	ОЭС Средней Волги																								
	220 кВ	21,5			358			26			74	500		482			130	400		303	525		1394,5	1425	
	500 кВ	1	1068		206	501	360	282		180	345,4	500	360	390	668	360	360	501	540	361	2721	360	1945,6	5959	2160
5	ОЭС Юга																								
	220 кВ	85,6	1175		197	1080	102	188	605		173,8	2273	26		500		83,8		360	362	1857		1090,2	7490	488
	330 кВ	23	732		280	125	384	200			257	125		249	125		130	700		125			939	2132	384
	500 кВ	854	2004	720	145	200	180				265	1169	180	437,8	334	360	320	868	360	459	501	720	2480,6	5076	2520
6	ОЭС Урала																								
	220 кВ	667	2160		622	1014		508	1250		923	875		592	2002		897	933		1055	1350		5264	9584	
	500 кВ	199	3089	180	454	1127	230	250	1002		275	1252	180	330	1302	360		501		14	2004	180	1522	10277	1130
7	ОЭС Центра																								
	220 кВ	116	4715		546	6902		512,9	8968		49	3700		592	1540		80	4570		297,8	2356		1660,9	32751	
	330 кВ																	200			400			600	
	500 кВ		4000			2503		344,6	5006	360	140,2	3000					92			320	1503	180	896,8	16012	540
	750 кВ							275	3753	660	10												285	3753	660
	ВСЕГО, в т.ч.	4279	21367	2200	4393	19478	3446	6011	29298	3034	6516	19331	2046	6129	10813	1520	4868	15357	2670	6619	20165	3910	38815,6	135809	18826
	220 кВ	2609	9573	640	2566	10417	1512	2921	15182	754	4494	10965	606	3510	6600	200	3315	8047	510	3322	6777	250	22735,5	67561	4472
	330 кВ	112	1132	0	411	1825	384	324,5	1450	0	628	775	0	563	1375	0	383	1900	0	885,1	1655	180	3306,2	10112	564
	500 кВ	1558	10662	1560	1416	7236	1550	2491	8913	1620	1385	7591	1440	2057	2838	1320	1171	5410	2160	1824	8733	2160	11900,9	51383	11810
	750 кВ	0	0	0	0	0	0	275	3753	660	10	0	0	0	0	0	0	0	0	588	3000	1320	873	6753	1980



Минэнерго России	
№:	333
Дата:	15.07.2010
Кол. листов:	263

от "15" 07 2010г № 333

6.1. ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2010 - 2016 гг. ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристик ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС), ПС, МВА (Мвар)	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
Объекты для выдачи мощности электростанций АЭС																		
1	ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 - ПС Пулковская - ПС Южная*	2013	140 км								140							Обеспечение выдачи мощности блока № 1 Ленинградской АЭС-2 (1x1150 МВт)
2	ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 - ПС Гатчинская*		94 км								94							
3	ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 - ПС Усть-Луга - ПС Кингисеппская*		135 км								135							
4	Установка АТ 750/330 кВ на ЛАЭС-2*		2000 МВА														2000	Обеспечение выдачи мощности блока № 2 Ленинградской АЭС-2 (1x1150 МВт)
5	Заходы существующей ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС - ПС Ленинградская на ОРУ 750 кВ ЛАЭС-2*		4,5 км													4,5		
6	ВЛ 750 кВ ЛАЭС - ПС Ленинградская с заходами на ОРУ-750 кВ ЛАЭС-2	2016	133 км													133		
7	ШР 750 кВ на ПС		330 Мвар															
8	Установка АТ 750/330 кВ на 750 кВ ЛАЭС*		1000 МВА														1000	
9	ВЛ 330 кВ для выдачи мощности																*	

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристик ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС), ПС, МВА (Мвар)	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА			
10	Заходы ВЛ 330 кВ Советск - Юрбаркас на Балтийскую АЭС*	2016	2х10 км													20		Для обеспечения выдачи мощности блока № 1 Балтийской АЭС (1150 МВт) (технические решения уточняются после определения ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» направления, масштабов, продолжительности экспорта электрической энергии и мощности)
			2х20 км												40			
			23,8 км + 57,5 км												81,3			
			33,8 км											33,8				
14	Две ВЛ 330 кВ Советск - Клайпеда (демонтаж старой и строительство новой двухцепной)*	2016	2х100 км													200		
			135 км											135				
16	Шунтирующие реакторы*	2016	3х60 Мвар															
ТЭС																		
17	Заходы ВЛ 330 кВ ПС Юго-Западная - ПС Новгородская на Новгородскую ТЭЦ (двухцепный участок)	2010	2х7 км	14														Обеспечение выдачи мощности Новгородской ТЭЦ при её расширении блоком мощностью 160 МВт
18	Двухцепные заходы ВЛ 330 кВ ПС Ленинградская ПС Колпино на ОРУ 330 кВ Киришской ГРЭС*	2016	95 км												95		Для выдачи мощности Киришской ГРЭС при её расширении блоком ПГУ-800	
Итого по 750 кВ															137,5	3000		
Итого по 330 кВ					14						369					605,1		
Объекты для выдачи мощности электростанций иных собственников																		
19	ПС 330/110 кВ Октябрьская (расширение) АТ 330/110 кВ	2012	200 МВА						200									Для выдачи мощности второго блока ТЭЦ-5 Правобережная, ПГУ-450 МВт

[illegible]

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристик ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС), ПС, МВА (Мвар)	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
27	330 кВ Северная - Василеостровская и КЛ 330 кВ ПС Василеостровская - ПС № 15 Завод Ильича	2011-2014	КЛ 8 км			8												электрообеспечение потребителей центральных районов Санкт-Петербурга
28	ПС 330 кВ Заневская (Кудрово) с заходами ВЛ*	2012	2х5 км 2х125 МВА					10	250									Для электрообеспечения потребителей жилой застройки района г. Санкт-Петербурга
29	ПС 330/110 кВ Парнас с заходами ВЛ*	2013	2х200 МВА 2х1 км						400									Для электрообеспечения потребителей северной части Санкт-Петербурга, жилого массива "Северная долина"
30	ПС 330/110 кВ Ломоносовская с заходами ВЛ 330 кВ	2015	2х6,3 км 2х200 МВА											12,6	400			Обеспечение надежности электрообеспечения потребителей
31	ВЛ 330 кВ Новосокольники - Талашкино*	2015	230 км											230				Обеспечение надежности электрообеспечения потребителей Псковской области в случае размыкания электрических связей с Белоруссией
32	ПС 330 кВ Мурманская с заходами ВЛ 330 кВ ПС Выходной - Серебрянская	2014	2х15 км 2х250 МВА									30						Обеспечение надежности электрообеспечения потребителей северных
33	ВЛ 330 кВ Псковская ГРЭС - ПС Старорусская с ПС 330 кВ Старорусская (установка второго АТ)*	2016	200 МВА														200	Обеспечение надежности электрообеспечения потребителей г. Старая Русса и прилегающих районов Новгородской области
...	ВЛ 330 кВ Княжегубская ГЭС - ПС Лоухи - Путинская ГЭС - ПС Онгская ГЭС с ПС	...	114 км 169 км 131 км						169									Обеспечение выдачи "запертой"

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристик ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС), ПС, МВА (Мвар)	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
34	Лоухи и расширением ОРУ Кольской АЭС, Ондской и Пугинской ГЭС	2012	2x125 МВА (введены в эксплуатацию)															электроэнергии КоАЭС и мощности электростанций энергосистем Мурманской области и Республики Карелия, повышения надежности электроснабжения Карелэнерго
35	ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС - ПС Петрозаводск (2-я ВЛ)	2014	280 км									280						
36	ВЛ 330 кВ ПС Петрозаводская - ПС Тихвин*	2016	280 км													280		
37	ПС 330 кВ Западный скоростной диаметр (ЗСД)*	2015	2x200 МВА											400				Обеспечение электроснабжения потребителей жилой и общественно-деловой застройки северных районов Санкт-Петербурга
38	ПС 330 кВ Ручей с заходами ВЛ 330 кВ ПС	2013	2x125 МВА, 2x1 км							2	250							Электроснабжение Бабиновской промзоны в
	Итого по 330 кВ			25	400	131	650	324,5	650	2	650	312	650	242,6	800	280	200	
	220 кВ																	
39	ПС 220 кВ Проспект Испытателей с заходами линий	2010	2x80 МВА		160													Для обеспечения надежности электроснабжения северных районов г. Санкт-Петербурга
40	ВЛ 220 кВ ПС Петрозаводск - ПС Суоярви (2-я ВЛ)	2015	102 км										102					Для повышения надежности электроснабжения Приладожского района энергосистемы Республики Карелия
41	ВЛ 220 кВ ПС Суоярви - ПС Соргавала	2016	126 км													126		Обеспечение надежного электроснабжения потребителей западных районов Республики Карелия
42	Расширение ПС 220 кВ Соргавальская	2016	63 МВА														63	Повышение надежности электроснабжения Приладожского района энергосистемы Республики Карелия

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристик ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС), ПС, МВА (Мвар)	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
43	ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС - Ухта-Микунь (2011 г. - Ухта - Микунь)	2011, 2014	245 км, 253 км															Повышение надежности электроснабжения потребителей Микунь-Сыктывкарского и Котласского энергоузлов, увеличение пропускной способности
44	ВЛ 220 кВ Микунь-Заовражье	2016	250 км													250		
Итого по 220 кВ					160	245								102		376	63	
Объекты реновации																		
330 кВ																		
45	Комплексная реконструкция и тех. перевооружение ПС 220 кВ Завод Ильича (перевод на напряжение 330 кВ)	2011	250 МВА, 2х200 МВА				650											Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Санкт-Петербурга
46	Комплексная реконструкция и тех. перевооружение ПС 220 кВ Волхов-Северная (перевод на напряжение 330 кВ)	2011	2х200 МВА				400											Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Санкт-Петербурга
47	Реконструкция ПС 330 кВ Новосokolники (установка третьего АТ *)	2016	125 МВА														125	Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Великие Луки Псковской области
Итого по 330 кВ							1050										125	
220 кВ																		
48	Реконструкция и техническое перевооружение ПС 220 кВ Полупроводники (замена АТ с увеличением мощности)	2012	2х80 МВА						160									Для обеспечения надежности электроснабжения районов г. Санкт-Петербурга
49	Реконструкция и техническое перевооружение ПС 220 кВ Приморская (замена АТ с увеличением мощности)	2010	2х80 МВА		160													Для обеспечения надежности электроснабжения районов г. Санкт-Петербурга
50	Расширение и реконструкция ПС 220 кВ Парголовская (замена АТ с увеличением мощности)	2012	2х80 МВА						160									Для обеспечения надежности электроснабжения районов г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристик ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС), ПС, МВА (Мвар)	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
51	Реконструкция ОРУ 220 кВ, РУ 10 кВ ПС 220 кВ Кизема с установкой второго трансформатора 25 МВА	2012	25 МВА					25										Для повышения надежности электроснабжения потребителей Архангельской области
52	Реконструкция ПС 220 кВ Медвежьегорск	2012-2015	АТ 220/110 кВ 2х63 МВА, АТ 110/35/10 кВ 2х40 МВА									206						Повышение надежности электроснабжения потребителей Медвежьегорского энергоузла
	Итого по 220 кВ			160				345				206						
Объекты с источником финансирования ПТП																		
	330 кВ																	
53	ПС 330/110 кВ Пулковская с заходами ВЛ 330 кВ Западная - Южная	2012	2х200 МВА					400										Обеспечение надежности электроснабжения присоединяемых потребителей ДК "Порт" и ООО "Новый город"
54	ПС 330 кВ Усть-Луга с заходами ВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 - Кингиспепская *	2014	2х200 МВА, 2х1 км									2	400					Обеспечение электроснабжения портовых комплексов Усть-Луга, Вистино, Горки Ленинградской области
55	Реконструкция ПС 330 кВ Тихвин*	2016	установка АТ 220/110 кВ 125 МВА													125		Подключение новых потребителей в районе ПС Тихвин-Литейная
	Итого по 330 кВ							400				2	400				125	
Объекты иных собственников																		
	330 кВ																	
56	ПС 330/110 кВ Балтийская кремниевая долина (БКД)	2015	2х5 км 2х200 МВА											10				Обеспечение надежности электроснабжения потребителей
	ПС 330 кВ ШКТМ*		2х250 МВА														500	Обеспечение электроснабжения Штокманского газоконденсатного
57	ВЛ 330 кВ ШКТМ-Серебрянская ГЭС-1*	2016	59 км														59	
	ВЛ 330 кВ ШКТМ - ПС		121 км														121	
	Итого по 330 кВ													10	200		680	
	220 кВ																	
58	ПС 220/110 кВ Новая с двухцепной ВЛ 220 кВ Плесецк - Новая	2010	2х29 км, 2х63 МВА	58	126													Обеспечение электроснабжения космодрома "Плесецк" при увеличении нагрузки

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристик ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС), ПС, МВА (Мвар)	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
59	ПС 220/110/6 кВ ГОК (Поморье) с двухцепной ВЛ 220 кВ, РП 220 кВ и заходами ВЛ 220 кВ Арх. ТЭЦ - РП Первомайский	2016	2х101,4 км, 2х63 МВА													202,8	126	Электроснабжение ГОКа Поморье
60	ПС 220/35/10 кВ ЦХП с двумя ВЛ 220 кВ ПС Северный Возей - ПС ЦХП	2014	2х170 км, 2х40 МВА									340	80					Для обеспечения электроснабжения потребителей нефтедобывающей "Компании "РУСВЬЕТПЕТРО"
Итого по 220 кВ				58	126							340	80			203	126	
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
	ВСЕГО, в т.ч.			147,0	846,0	376,0	1700,0	324,5	1595,0	371,0	650,0	907,0	1 536,0	354,6	1000,0	2051,4	4319,0	
	750 кВ															587,5	3000	
	330 кВ			89	400	131	1700	324,5	1250	371	650	314	1250	252,6	1000	885,1	1130	
	220 кВ			58	446	245			345			593	286	102		578,8	189	
	Мвар																1500	

* сроки ввода и технические решения будут пересматриваться по мере уточнения исходных параметров (динамика и масштабы спроса на электроэнергию и мощность, балансы электроэнергетики и мощности, масштабы вводов генерирующих мощностей в рассматриваемом районе и др.), после согласования СВМ и СВЭ.

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2010 - 2016 гг. ОЭС ЦЕНТРА

[illegible]

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС)	МВА, км (Мвар)	МВА, км	МВА, км	МВА, км	МВА, км	МВА, км	МВА, км	МВА, км	МВА, км	МВА, км	МВА, км	МВА, км		
	две КЛ 220 кВ Новая - Промзона с	2015	2х6 км					12										
	ПС 220 кВ Промзона		2х125 МВА						250									
	перезавод двух ВЛ 220 кВ НВАЭС - Лиски на НВАЭС-2		2х1 км						2									
	перезавод одной ВЛ 220 кВ НВАЭС - Латная на НВАЭС-2		3,5 км						3,5									
3	ВЛ 500 кВ НВАЭС-2 - Старый Оскол	2015	92 км											92				Для выдачи мощности блока №2 (1199 МВт) Нововоронежской АЭС-2
ГЭС																		
4	Две цепи ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС-2 - Ярцево	2012	2х30 км					60										Для выдачи мощности и заряда I очереди (2х210 МВт) Загорской ГАЭС-2
	реконструкция ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС - Трубино и строительство заходов на ПС 500 Ярцево		2х1 км						2									
	перевод ПС 220 кВ Ярцево на 500 кВ (установка АТ 500/220 кВ, замена АТ 220/110 кВ)		2х501 МВА							1002								
	ВЛ 500 кВ ЗаГАЭС-2 - Трубино		2х250 МВА							500								
5	ВЛ 500 кВ ЗаГАЭС-2 - Трубино	2013	90 км							90								Для выдачи мощности и заряда II очереди (2х210 МВт) Загорской ГАЭС-2
ТЭС																		
6	перевод двухцепной ВЛ Ивановская ГРЭС - Неро на 220 кВ	2011	2х25 км															Для выдачи мощности ПГУ № 2 (325 МВт) Ивановской ГРЭС
	две ВЛ 220 кВ Ивановская ГРЭС - Иваново с расширением и реконструкцией ПС Иваново									50								

[illegible]

[illegible]

[illegible]

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
32	(*) ПП 500 кВ Панино с заходами ВЛ 500 кВ Чагино-ПП Ожерелье и ВЛ 500 кВ Каширская ГРЭС-Пахра	2 016	4x10 км													40		
33	(*) ВЛ 500 кВ Дорохово- ПП Панино	2 016	160 км ШР-3х60													160		
	Итого по 750 кВ			0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого по 500 кВ			0	4000	0	1000	0	2000	50,2	3000	0	0	0	0	320	501	
	Итого по 220 кВ			0	2450	0	1200	0,4	2100	0	1400	0	0	0	0	0	0	
	330 кВ																	
34	(*) ВЛ 330 кВ Калининская АЭС - Бежецк с ПС 330 кВ Бежецк (перевод на 330 кВ) АТ 330/220 кВ, Итого по 330 кВ	-	-															
	220 кВ			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
35	Реконструкция ВЛ 220 кВ Энергия - 3, ВЛ 220 кВ Пашехонь-Череповец I и ВЛ 220 кВ Первомайская с заходами на ПС 750 кВ Белозерская и реконструкцией ОРУ 220 кВ РПП-1	2011	32 км 2x35кВ 2x35кВ			172												Для повышения надежности электрооборудования потребителей Череповецкого узла
36	(*) ВЛ 220 кВ Нелидово - Победа (вторая цепь) и реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Победа	2016	87 км													87		Для повышения надежности электрооборудования потребителей Тверской области
37	(*) ПС 220/110/6 Машзавод	2 015	2x250 МВА												500			Для электрооборудования потребителей Московской области

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
38	ВЛ 220 кВ Найтоповичи-Новозыбков с расширением ПС 110 кВ Новозыбков и ПС 220 кВ Найтоповичи (выделение 1-ой очереди строительства - одна цепь ВЛ в габаритах 220 кВ с включением ее на напряжение 110 кВ)	2012	60 км					60										Повышение надежности электроснабжения потребителей приграничных районов Брянской области, получающих питание от энергосистемы Белоруссии
39	ВЛ 220 кВ Новобрянская - Брянская	2011	27 км			27												Для повышения надежности электроснабжения потребителей Брянской области
40	Заходы ВЛ 220 кВ Радуга-Ярцево на ПС 220 кВ Дмитров	2016	2x15 км												30			Для повышения надежности электроснабжения Московской энергосистемы
Итого по 220 кВ				0	0	199	0	60	0	0	0	0	0	500	117	0		
Объекты реновации																		
330 кВ																		
41	ПС 330 кВ Новая	2016	2x200 МВА														400	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Тверской области. Замена АТ с увеличением трансформаторной мощности.
Итого по 330 кВ				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	
220 кВ																		
42	ПС 220 кВ Правобережная	2011	4x150 МВА				600											Для электроснабжения потребителей Липецкой области. Замена АТ с увеличением трансформаторной мощности.

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристики объекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
43	ПС 220 кВ Ямская	2 012	2x250 МВА +2x40 МВА						580									Для электроснабжения потребителей Рязанской области. Замена АТ с увеличением трансформаторной мощности.
44	ПС 220 кВ Спутник	2 011	4x125 МВА				500											Для электроснабжения потребителей Калужской области. Замена АТ с увеличением трансформаторной мощности.
45	ПС 220 кВ Мирная	2 011	2x200 МВА + 2x16 МВА				432											Для электроснабжения потребителей Калужской области. Замена АТ с увеличением трансформаторной мощности.
46	ПС 220 кВ Луч	2 013	2x200 МВА +2x80 МВА								560							Для электроснабжения потребителей Московской области. Замена АТ с увеличением трансформаторной мощности.
47	ПС 220 кВ Северная (Липецк)	2 011	2x250 МВА				500											Для электроснабжения потребителей Липецкой области. Замена АТ с увеличением трансформаторной мощности.
48	ПС 220 кВ Тэмпы	2 014	2x200 МВА +2x40 МВА										480					Для электроснабжения потребителей Московской области. Замена АТ с увеличением трансформаторной мощности.

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристики объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
49	ПС 220 кВ Вологодская Южная	2 012	ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Маар) новая 2х150 МВА +2х150 МВА 2х40 МВА						680									Для электроснабжения потребителей Вологодской области. Замена АТ с увеличением трансформаторной мощности
50	ПС 220 кВ Орбита	2 014	2х200 МВА									400						Для электроснабжения потребителей Калужской области. Замена АТ с увеличением трансформаторной мощности.
51	ПС 220 кВ Брянская (замена АТ)	2 015	2х250 МВА											500				Для повышения надежности электроснабжения потребителей Брянской области. Замена АТ с увеличением трансформаторной мощности.
Итого по 220 кВ				0	0	0	0	2032	0	1260	0	880	0	500	0	0	0	
Объекты с источником финансирования ПТП																		
500 кВ																		
52	Установка третьего АТ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Калужская	2011	501 МВА				501											Для электроснабжения металлургического завода (КНПЭМЗ) в Калужской области
Итого по 500 кВ				0	0	0	501	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
220 кВ																		
53	(*) Расширение ПС 220 кВ Алмаз (с реконструкцией ОРУ 220 кВ) (ОЗЗ)	2016	2х125 МВА														250	Для электроснабжения ОЗЗ расположенной в г.Дубна Московской области
54	(*) Строительство второй цепи ВЛ 220 кВ Алмаз - Конаковская ГРЭС (ОЗЗ)	2016	77 км													77		Для электроснабжения ОЗЗ расположенной в г.Дубна Московской области

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристики объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
55	Заходы двух ВЛ 220 кВ Липецкая – Металлургическая на ПС 220 кВ Казинка (ОЭЗ)	2012	4x1 км					4										Для электроснабжения ОЭЗ Липецкой области
56	Реконструкция ПС 220 кВ Металлургическая (ОЭЗ)	2011																Для электроснабжения ОЭЗ Липецкой области
57	Реконструкция ВЛ 220 кВ Липецкая - Металлургическая левая и М. правая (ОЭЗ)	2011	2x36 км			72												Для электроснабжения ОЭЗ Липецкой области
58	Заходы ВЛ 220 кВ Калужская-Латышская на ПС 220 кВ Метзавод, заходы ВЛ 220 кВ Мирная-Кедрово на ПС 220 кВ Метзавод	2011	2x5 км			10												Для электроснабжения металлургического завода (КНПЭМЗ) в Калужской области
59	Заходы ВЛ 220 кВ Рязанская ГРЭС-Ямская на ПС 220 кВ Пущино	2010	2x2 км	4														Для обеспечения надежного электроснабжения ЗАО "РПНК" и потребителей южного промышленного узла г. Рязани
60	ПС 220 Литейная (установка третьего АТ 220/110 кВ)	2013	200 МВА							200								Для обеспечения электроснабжения производственной зоны №3
Итого по 220 кВ				4	0	82	0	4	0	0	0	0	0	0	0	77	250	
Объекты иных собственников																		
330 кВ																		
61	Расширение ПС 330 кВ Лебеди, АТ 330/110 кВ	2015	200 МВА											200				
Итого по 330 кВ				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
220 кВ																		
62	ПС 220 кВ Ворсино с заходами ВЛ 220 кВ	2011-2015	2x250 МВА 4x2 км			8	250							250				Для снятия ограничений на присоединение потребителей в северной части Калужской области

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристики объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
63	ПС 220 кВ Казинка (ОЗЗ)	2012	2x250 МВА					500										Для электроснабжения ОЗЗ Липецкой области
64	ПС 220 кВ Метзавод	2011	2x180 МВА 2x100 МВА				560											Для электроснабжения металлургического завода (КНПЭМЗ) в Калужской области
65	Две ВЛ 220 кВ Калужская - Метзавод	2011	2x50 км			100												Для электроснабжения металлургического завода (КНПЭМЗ) в Калужской области
66	ПС 220 кВ Сталь	2012	2x63 МВА + 1x160 МВА					286										Для ЭС металлургического завода в г. Ковров при реализации проекта в указанные сроки
67	Двухцепная ВЛ 220 кВ Заря-Сталь	2012	2x3 км					6										Для ЭС металлургического завода в г. Ковров при реализации проекта в указанные сроки
68	ПС 220 кВ Цементник (АТ 220/10 кВ)	2011	2x40 МВА				80											Для ЭС цементного завода в Воронежской области
69	Две ВЛ 220 кВ (отпайки от ВЛ 220 кВ Придонская-Лиски- ПС Цементник)	2011	2x2 км			4												Для ЭС цементного завода в Воронежской области
70	ПС 220 кВ Пушино	2010	2x200 МВА		400													Для обеспечения надежного электроснабжения ЗАО "РПНК" и потребителей южного промышленного узла г. Рязани
71	Строительство второй цепи 220 кВ Очаково-Цоботы II	2010	17 км	17														Для повышения надежности электроснабжения
72	ВЛ 220 кВ Красногорская - Герцево 2	2010	2x10 км	20														Для электроснабжения потребителей промзоны и новых районов Тушино и

[illegible]

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
87	ПС 220/110/20/10 кВ Бугово	2011	2х250 МВА 2х100 МВА				700											Для электроснабжения потребителей микрорайона Бугово и ЮЗАО г.Москвы (Протокол совещания от 07.08.09)
88	с заходами ВЛ 220 кВ ТЭЦ-26-Боброво-Ясенев (Заходы на Бугово)	2011	2х1,5 км			3												
89	ПС 220/20 кВ Перера с заходом КВЛ 220 кВ Сабурово-Баскаково	2010	2х100 МВА	200														Для электроснабжения потребителей промзоны и микрорайона Люблино
			2х2 км	4														
90	ПС 220/10 кВ Котловка с заходами ВЛ 220 кВ ТЭЦ-	2012	2х200 МВА						400									Для электроснабжения
			4х0,5 км					2										
	ПС 220/20 кВ Цимлянская	2012	2х160 МВА						320									Для электроснабжения потребителей
91	сооружение двухцепной КЛ Чагино- Цимлянская.	2012	2х2,5 км					5										Для электроснабжения потребителей микрорайона Кузьминки г.Москвы
92	ПС 220/20 кВ Красносельская	2012	3х100 МВА						300									Для электроснабжения потребителей ЦАО г.Москвы (ОАО "Энергокомплекс")
	КЛ 220 кВ Красносельская - ТЭЦ-23	2012	2х12 км					24										
93	ПС 220/20 кВ Мещанская с КЛ 220 кВ Бутырская - Мещанская и КЛ	2011	3х100 МВА				300											Для электроснабжения потребителей ЦАО
			2х1,5 км			13												
94	ПС 220/20 Абрамово с двухцепной КЛ Восточная-Абрамово	2011	3х100 МВА				300											Для электроснабжения потребителей ВАО г.Москвы (ОАО "ОЭК")
95	ПС 220/20 кВ Золотарёвская	2012	3х160 МВА							480								Для электроснабжения потребителей ЦАО г.Москвы (ОАО "ОЭК")
96	ПС 220/110/10 Слобода (перевод)	2010	2х250 МВА 2х63 МВА	626														Для электроснабжения потребителей района Павловская Слобода

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Маар)	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
97	КЛ 220 кВ Западная - Слобода 1,2 и Слобода - Шмелево	2010	2x22,5 км	45														
98	ПС 220/35/10 кВ ОКА-Сталь (КМЗ) с заходом ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС-Н.Московская ГРЭС*	2010	2x100 МВА	200														Для электроснабжения Каширского электрометаллургического завода и для повышения надежности электроснабжения потребителей прилегающих к заводу районов
			2x125 МВА	250														
			2x2 км	4														
99	ПС 220/20/10 кВ	2010	2x200 МВА	400														Для электроснабжения
100	заход двухцепной ВЛ 220 кВ Красногорская-Герцево в кабельном исполнении*	2010	4x1,5 км	6														Для усиления транзита 220 кВ Очаково - Красногорск - Герцево - Западная
101	ПС 220/10 кВ Стекольная с заходом ВЛ 220 кВ Пахра - Мячково*	2012	2x25 МВА					50										
			2x1,0 км					2										
102	ПС 220 кВ Болдино с заходом КВЛ 220 кВ ТЭЦ-23 - Трубино*	2017	2x250 МВА															Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей.
103	ПС 220 кВ Девятская с заходами ВЛ 220 кВ Пахра - Лесная и Лесная - Образцово*	2013	2x200 МВА								400							Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристики объекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
103	ПС 220 кВ Лазарево заходом ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Ока - 1, 2*	2015	2x250 МВА											500				Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых
104	ПС 220 кВ Меткино с заходом ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Пахра и ВЛ 220 кВ Пахра – Меткино - 1, 2*	2015	2x250 МВА											500				Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых
	ПС 220 кВ Омелино с ВЛ 220 кВ Трубино – Омелино - 1, 2*	2015	2x250 МВА											500				Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения
106	ПС 220 кВ Орешково с заходом ВЛ 220 кВ Борисовская 1 и ВЛ 220 кВ Чагинская*	2014	2x250 МВА 2x80 МВА									660						Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности
	ПС 220 кВ Подъячево с заходом ВЛ 220 кВ	2012- 2013	2x250 МВА							500								Для снятия перегрузок и поддержания напряжения,
106	ПС 220 кВ Сигма с заходами ВЛ 220 кВ Омега – Радищево 1, 2*	2012	2x250 МВА						500									Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей (Протокол совещания от 07.08.09)
107	ПС 220 кВ Сирена с заходами ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Чепелево с заходом ВЛ 220 кВ Бутры	2015	2x250 МВА											500				Для снятия перегрузок и поддержания напряжения,
108	ПС 220 кВ Тютчево с заходом ВЛ 220 кВ	2016	2x250 МВА													500		Для снятия перегрузок и поддержания напряжения,
108	ПС 220 кВ Тютчево с заходом ВЛ 220 кВ	2015	2x250 МВА											500				Для снятия перегрузок и поддержания напряжения,
109	ПС 220/20 кВ Мещанская с КЛ 220 кВ Бутырская - Мещанская и КЛ Мещанская - Красносельская	2011	3x100 МВА 2x1,5 км 2x5 км		13		300											Для электроснабжения потребителей ЦАО г.Москвы

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
110	ПС 220/20 кВ Горьковская (Курская) с сооружением КЛ 220 кВ Горьковская - Красносельская и сооружением КЛ 220 кВ Горьковская - Кожевническая	2015	2х160 МВА 2х4 км 2х6 км											20	320			Для электроснабжения потребителей ЦАО г.Москвы
110	ПС 220/20/10 кВ Кожевническая с КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 - Кожевническая	2013	2х200 МВА 2х5 км											0				Для электроснабжения потребителей ЦАО г.Москвы
110	ПС 220 кВ Автозаводская (перевод) и Даушцепные КЛ 220 кВ Южная - Автозаводская	2013	2х80 МВА 2х10,5 км							21	160							Для электроснабжения потребителей ЦАО г.Москвы
112	ПС 220/10 кВ Романово с заходом ВЛ 220	2016	2х63 МВА 2х7 км													14	126	Для электроснабжения потребителей ЮВАО г.
112	ПС Подушкино 220/10 кВ с заходами ВЛ Очаково -	2010	3х63 МВА 2х0,5 км	1	189													Для электроснабжения потребителей
113	ПС 220/10 кВ Н. Марьино (перевод)	2015	2х250 МВА 2х10 км											20	500			Для электроснабжения потребителей района
113	ПС 220/10 кВ Ольгино с заходом ВЛ 220 кВ	2016	2х80 МВА 2х0,5 км													1	160	Для повышения надежности
113	ПС 220/110/10 кВ Барвиха (Ромашково) с КЛ заходами двухцепной ВЛ Очаково-Красногорская	2016	2х250 МВА 2х2 км													4	500	Для электроснабжения потребителей Одинцовского района Московской обл.
115	ПС 220/10 кВ Саввинская с с заходами 2 ВЛ 220 кВ	2016	2х250 МВА 4х0,2 км													0,8	500	Для электроснабжения потребителей г.
116	ПС 220/110 Взлетная (перевод) и сооружение	2016	2х160 МВА 2х2 км													4	320	Для электроснабжения аэропорта "Домодедово"
Итого по 220 кВ				97	2265	195	3670	116	3808	21	1540	0	660	40	3570	23,8	2106	

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	

				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВ А	км	МВА	км	МВА	
	ВСЕГО, в т.ч.			116	8715	546	9405	1133	17727	199	6700	59,2	1540	172	4770	618	4259	
	750 кВ			0	0	0	0	275	3753	10	0	0	0	0	0	0	0	
	500 кВ			0	4000	0	2503	345	5006	140	3000	0	0	92	0	320	1503	
	330 кВ			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	0	400	
	220 кВ			116	4715	546	6902	513	8968	49	3700	59,2	1540	80	4570	298	2356	
	Мвар			0	0	0	0	0	1020	0	0	0	0	0	0	0	180	
	750 кВ								660									
	500 кВ								360								180	

* сроки ввода и технические решения будут пересматриваться по мере уточнения исходных параметров (динамика и масштабы спроса на электроэнергию и мощность, балансы электроэнергии и мощности, масштабы вводов генерирующих мощностей в рассматриваемом районе и др.), после согласования СВМ и СВЭ.

(**) – требует дополнительной проработки вопрос о праве собственности планируемой к строительству ПС 22 кВ Ворсино.



Минэнерго России	
№:	333
Дата:	15.07.2010
Кол. листов:	263

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта	
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА		
Объекты для выдачи мощности электростанций																			
АЭС																			
	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС-Невинномысск с ПС 500/330 кВ Невинномысск	2010	410 км 2х501 МВА 2хШР (3х60)		1002													Выдача мощности блока № 2 (1000 МВт) Ростовская АЭС.	
1	Заходы ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС-Владикавказ и ВЛ 330 кВ Ставрополь-ГЭС-4 на ПС 500 кВ Невинномысск *	2010	2х5 км, 2х4,5 км	19															
2	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Тихорецк (2-ая ВЛ) *	2014	350 км 2хШР-180								350								Выдача мощности блока № 3 (1100 МВт) Ростовская АЭС.
3	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Ростовская *	2017	280 км 2хШР-180																
ГЭС																			
	ВЛ 330 кВ Зараматская ГЭС - Нальчик с расширением ПС 330 кВ Нальчик *	2013	130 км							130								Выдача мощности Зараматской ГЭС-1 (2х171 МВт), усиление сети 330 кВ в направлении Северокавказской и Дагестанской энергосистем.	
4	ВЛ 330 кВ Зараматская ГЭС - Владикавказ-2 с расширением ПС 330 кВ 2 *	2013	80 км							80									
5	ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГЭС-ГАЭС - Черкесск с расширением ПС 330 кВ Черкесск *	2013	45 км							45									Выдача мощности и заряд Зеленчукской ГАЭС (2х70 МВт).
ТЭС																			
6	ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС - ПС 500 кВ Невинномысск *	2016	110 км, 180 Мвар												110			Выдача мощности блока Ставропольской ГРЭС (вводится ПГУ-400).	
7	Заходы ВЛ 220 кВ Дагомыс - Псоу на ОРУ 220 кВ Сочинской ТЭЦ *	2009 постр.	3,5 км (2-х цепная)																Выдача мощности Сочинской ТЭЦ (расширение - ПГУ-80 МВт)

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	
8	Заходы ВЛ 220 кВ Дагомыс - Псоу (2-ая цепь) на Адлерскую ТЭС, заходы ВЛ 110 кВ Южная - Адлер на Адлерскую ТЭС	2012	2х4 км					8										Выдача мощности Адлерской ТЭС, 2хПГУ-180(Т).
9	Заходы ВЛ 220 кВ Сочинская ТЭС - Псоу на Кулептинскую (Олимпийскую) ТЭС*	2013	2х3 км							6								Выдача мощности Кулептинской (Олимпийской) ТЭС, 2хПГУ-230(Т).
10	ВЛ 220 кВ Центральная котельная - Рассвет *	2012	40 км					40										Выдача мощности Центральной котельной г. Астрахани ПГУ-235 (Т).
	ВЛ 220 кВ Центральная котельная -Астрахань*		40 км					40										
11	ВЛ 220 кВ Джубгинская ТЭС (Туапсинская) - Горячий ключ *	2013	50 км							50								Выдача мощности Джубгинской (Туапсинской) ТЭС, ПГУ-180(Т).
	ВЛ 220 кВ Джубгинская ТЭС (Туапсинская) - Шепси *		64 км							64								
	Итого по 500 кВ		410	1002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	0	0	0	
	Итого по 330 кВ			19	0	0	0	0	0	0	255	0	0	0	0	0	0	
	Итого по 220 кВ			0	0	0	0	88	0	120	0	0	0	0	0	0	0	
Объекты нового строительства																		
500 кВ																		
12	ВЛ 500 кВ Фроловская-Шахты-Ростовская с ПС 500 кВ Ростовская и расширением ПС 500 кВ Шахты (участок МЭС Центра)	2010	ВЛ 500 кВ 337,8 км	337,8														Увеличение пропускной способности межсистемных связей в сечении Украина, Волгоградская энергосистема - центральная и южная часть ОЭС Юга на 650 МВт при параллельной работе с Украинной
13	ВЛ 500 кВ Фроловская-Шахты-Ростовская с ПС 500 кВ Ростовская и расширением ПС 500 кВ Шахты (участок МЭС Юга)	2010	ВЛ 500 кВ 106 км 2010г.	106														
			500/220 кВ 501+167 МВА	668														
			330/220 кВ 4х133 МВА ШПр-180	532														
			ВЛ 330 кВ 2х2 км	4														
			ВЛ 220 кВ 46 км	46														
			ШПр-180															
14	ВЛ 500 кВ Крымская - Центральная с расширением ПС 500 кВ Крымская и расширением ПС Центральная	2011	145 км ШПр-180		145													Повышение надежности электроснабжения юго-западного района Краснодарской энергосистемы.

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
15	ВЛ 500 кВ Ростовская - Шахты с расширением ПС Ростовская (2-ой АТ)	2014	87,8 км 2х167 МВА									87,8	334					Повышение надежности электроснабжения потребителей Ростовской энергосистемы.
16	ВЛ 500 кВ Ростовская - Андреевская с ПС 500 кВ Андреевская и заходами ВЛ 500 кВ Тихорецк - Крымская II и ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат-Брюховецкая и Витаминкомбинат-	2015	ВЛ 500кВ - 290 км 2х15 км ВЛ 220 кВ- 2х10 км 2х30 км 668 МВА 2 х УШР-180											320				Повышение пропускной способности сети между Ростовской и Кубанской энергосистемами. Усиление сети 220 кВ, питающей район г. Краснодар.
17	ВЛ 500 кВ Невинномысск-Моздок с ПС 500 кВ Моздок	2013	265 км 668 МВА УШР-180							265	668							Усиление электрической сети ОЭС Юга в направлении
18	ПС 500 кВ Крымская 2, установка третьего АТ / новый центр питания 500 кВ (по результатам разработки схемы развития центрального и юго-западного районов Краснодарского края в рамках титула "ВЛ 220 кВ Тихорецкая - Витаминкомбинат")*	2013-2016	501 МВА								501							Обеспечение присоединения новых потребителей в юго-западном районе Кубанской энергосистемы
19	ВЛ 500 кВ Невинномысск-РП Новосободная - Черноморская с РП Новосободная и заходами ВЛ 500 кВ	2015-2016*	ВЛ 500 кВ 349 км 1х501 МВА 3хУШР-180												349	501		Повышение надежности электроснабжения потребителей ОЭС Юга, Сочинского энергорайона
	Итого по 500 кВ			444	668	145	0	0	0	265	1169	88	334	320	668	349	501	
	330 кВ		(274 + 2х3) км 2х125 МВА УШР-100 БСК-2х52			280												Повышение пропускной способности сети 330 кВ между Дагестанской

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
20	ВЛ 330 кВ Моздок-Артем с ПС 330 кВ Артем и заходами ВЛ 330 кВ Чирюрт-Махачкала.	первый этап - 2011, второй этап - 2014	ШР-180 (на 330 кВ)															энергосистемой и остальной частью ОЭС Юга. Присоединение ПС 330 кВ Артем к энергосистеме, повышение надежности экспорта электроэнергии в Азербайджан и увеличение его объема.
21	ПС 330 кВ в Чеченской Республике с заходами ВЛ 330 кВ	2015	2x125 МВА 2x40 км											80	250			
22	ПС 330 кВ Кропоткин, установка 2-го АТ	2015	200 МВА												200			Электроснабжение потребителей г.Кропоткин Краснодарского края.
23	ПС 330 кВ Кисловодск с заходами ВЛ 330 кВ Черкесск-Баксан (2010-2011)	2013-2015	2x125 МВА 2x1 км							2	125				125			Повышение надежности электроснабжения потребителей курортной зоны г.Кисловодск.
24	ПС 330 кВ Кизляр с заходами ВЛ 330 кВ Буленовск-Чирюрт	первый этап - 2015, второй этап - 2017	2x125 МВА												125			Повышение надежности электроснабжения потребителей г.Кизляр.
25	ПС 330 кВ Благодарная, установка 2-го АТ	2016	125 МВА													125		Повышение надежности электроснабжения потребителей г.Благодарный Ставропольского края.
26	ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС-Чирюрт	2014	73,8 км										73,8					Повышение надежности работы основной сети 330 кВ Дагестано и надежности выдачи мощности Ирганайской ГЭС.
27	ВЛ 330 кВ Артем-Дербент с расширением ОРУ 330 кВ ПС Дербент	2014	175 км										175					Повышение пропускной способности связей с Азербайджаном для обеспечения экспорта в Азербайджан и Иран.

№ ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
			км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
28 ВЛ 330 кВ Дербент - госграница (на Апшерон)*	2015*	50 км											50				
Итого по 330 кВ 220 кВ			4	532	280	125	0	0	2	125	249	125	130	700	0	125	
29 ВЛ 220 кВ Псоу - Поселковая	2011	2х40 МВА, ВЛ 220 кВ - 11 км			11	80											
30 ПС 220 кВ Черемушки с заходами ВЛ 220 кВ	2010	2х17 км 2х125 МВА	34	250													Повышение надежности электрооборудования, подключение новых потребителей. Центр питания сети 110 кВ г. Майкоп
31 ВЛ 220 кВ Тихорецкая- Витаминкомбинат	2011	150 км			150												Подключение новых потребителей, повышение надежности электрооборудования
32 ПС 220 кВ Крыловская, установка второго АТ*	2016*	125 МВА													125		Повышение надежности электрооборудования потребителей в районе станции Крыловская Кубанской энергосистемы
33 ПС 220 кВ Курганная с двухцепным заходом ВЛ 220 кВ Центральная - Армавир*	2016*	2х2х2,5 2х125 МВА													10	250	Повышение надежности электрооборудования и присоединение новых потребителей Курганинского, Лабинского и Мостовского районов Краснодарского края
34 Заходы ВЛ 220 кВ на ПС 220 кВ Красноармейская от существующих ВЛ 220 кВ Волгоградская ТЭЦ-3 - Гумрак и Южная- Кировская с яч. 220 кВ (с созданием ВЛ 220 кВ Волгоградская ТЭЦ-3 - Красноармейская, Красноармейская-Гумрак, Южная-Красноармейская и Кировская)	2015	3,8 км											3,8				Повышение надежности работы сети 220 кВ в юго-восточной зоне Волгоградской ЭС

№ ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
			км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
Строительство участка ВЛ 220 кВ РП Волгодонск - ГОК (участок МЭС Центра)	2012	45 км					45										Для обеспечения присоединения ООО "ЕвроХим-ВолгаКалий"
Реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Заливская для присоединения ВЛ 220 кВ Заливская - ГОК	2012																Для обеспечения присоединения ООО "ЕвроХим-ВолгаКалий"
Сооружение ОРУ 220 кВ ПС ГОК с заходами ВЛ 220 кВ РП Волгодонская - ГОК и ВЛ 220 кВ Заливская - ГОК	2012																Для обеспечения присоединения ООО "ЕвроХим-ВолгаКалий"
Строительство участка ВЛ 220 кВ РП Волгодонск - ГОК (участок МЭС Юга)	2012	45 км					45										внешнее электроснабжение ООО "ЕвроХим-ВолгаКалий"
ПС 220 кВ Мостовская с ВЛ 220 кВ Центральная - Мостовая *	2015-2016*	2x125 МВА 115 км												115	250		
Итого по 220 кВ			80	250	161	80	90	0	0	0	0	0	84	0	125	625	
Объекты реновации																	
500 кВ																	
40 ПС 500 кВ Тихорецкая	2015	ввод 200 МВА, замена 125 на 200 МВА				200							200				обеспечение возможности присоединения новых потребителей (вкл. в программу развития сетей Сочинского региона)
Итого по 500 кВ			0	0	0	200	0	0	0	0	0	0	200	0	0	0	
330 кВ																	
41 ПС 330 кВ Чирюрт	2010	замена АТ 125 МВА на 200 МВА		200													надежность электроснабжения потребителей Чеченской Республики и Республики Дагестан, экспортных поставок в Республику

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
42	ПС 330 кВ Махачкала	2012	замена АТ 125 МВА на 200 МВА						200									надежность электроснабжения потребителей северной части Республики Дагестан
	Итого по 330 кВ			0	200	0	0	0	200	0	0	0	0	0	0	0	0	
	220 кВ																	
43	ПС 220 кВ Виталинкомбинат	2012	замена 2х125МВА на						400									Обеспечение присоединения новых
44	ПС 220 кВ Шепси	2012	установка второго АТ 125 МВА						125									надежность работы сети 220 кВ Сочинского энергоузла
45	ПС 220 кВ Восточная	2010	установка второго АТ 125 МВА		125													присоединение новых потребителей в р-не г. Геленжик
46	ПС 220 кВ Староминская	2011	замена 2х63 МВА на 2х125 МВА 2х25 МВА БСК 52 Мвар				250											обеспечение роста электропотребления северной части Кубанской энергосистемы
47	ПС 220 кВ Дагомыс	2010	замена 2х125МВА на 2х200МВА		400													повышение надежности электроснабжения Сочинского энергоузла (вкл. в программу развития сетей Сочинского региона)
48	ПС 220 кВ Псоу	2010	замена 125 МВА на 200 МВА + установка 200 МВА		400													повышение надежности электроснабжения Сочинского энергоузла (вкл. в программу развития сетей Сочинского региона)
49	ПС 220 кВ Владимирова	2013	2х125 + 2х40+БСК 26 МВАр								330							Электроснабжение Волгоградской обл.
50	ПС 220 кВ Волжская (Волгоград)	2016	2х200+2х63+2х40													606		Электроснабжение Волгоградской обл.
51	ПС 220 кВ Алюминиевая	2013	новая 2х250+63 старая 4х200								1363							Электроснабжение Астраханской обл.
52	ПС 220 кВ Газовая	2011	2х125МВА +2х25 Мвар				250											Электроснабжение Астраханской обл.
53	ПС 220 кВ Р-4	2014	реконструкция: 3х250 (до 240+250МВА)										500					обеспечение возможности присоединения новых потребителей в

№ ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
			км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
54 ПС 220 кВ Р-40	2013	замена 2 x 125 на 2x250 (устанавливаемую мощность уточняется в проекте)								500							обеспечение возможности присоединения новых потребителей в Ростовском энергоузле. Устанавливаемая трансформаторная мощность будет
Итого по 220 кВ			0	925	0	500	0	525	0	2193	0	500	0	0	0	606	
Объекты ПТП																	
500 кВ																	
55 ПС 500 кВ Крымская	2010-2011	2x167МВА		334													обеспечение электроснабжения АМЗ и ю-западного района Кр. края
Итого по 500 кВ			0	334	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
220 кВ																	
56 ПС 220 кВ Р-30	2013-2016*	2x125 МВА															Повышение надежности и создания оптимальной схемы электроснабжения потребителей г. Ростов-
ПС 220 кВ Игровая зона с ВЛ 220 кВ Игровая зона - Ростовская и ВЛ 220 кВ Игровая зона - Староминская	2013-2016*	2x125 МВА, 127 км, 50 км													177	250	Внешнее электроснабжение Игровой зоны "Азов-сити"
Строительство ПС 220 кВ Восточная промзона с заходами 2-х ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ - Витаминкомбинат и 110 кВ	2011*	2x125 МВА, 4x4 км			16	250											Обеспечение присоединения новых потребителей (Договор технологического присоединения № 358/ТП)
ПС 220 кВ Бужора с заходами ВЛ 220 кВ Крынская 2 - Вышестеблиевская	2011*	2x125 МВА, 2x10 км			20	250											Обеспечение присоединения новых потребителей (Договор технологического присоединения № 383/ТП)
Итого по 220 кВ			0	0	36	500	0	0	0	0	0	0	0	0	177	500	
Объекты иных собственников																	
60 КЛ 220 кВ Т-10-Т-20 Печная к ОРУ 220 кВ Т-10	2013	3, 445 км							3,445								Для электроснабжения ОАО "Тагмет" 22.03.2007 Договор ТП от № 240/ТП (Доп. Соглашение не

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
61	2-ая ВЛ 220 кВ Р-20 - Т-10 с расширением ОРУ 220 кВ Р-20 реконструкцией ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Т-10	2013	49,804 км							49,8								Для электроснабжения ОАО "Тагмет" от 22.03.2007 Договор ТП № 240/ТП от 22.03.2007 (Доп. Соглашение не подписано)
62	2-х цепная ВЛ 220 кВ Крымская - АЭМЗ к ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Крымская	2010	1, 2 цепь по 2,8 км Подключение будет осуществляться по временной схеме I этапа с режимом потребления 16 МВт	5,6														Для электроснабжения ООО "Абинский электрометаллургический завод" Договор ТП от 05.08.2008 № 385/ТП
63	ПС 220 кВ Цементная с ВЛ 220 кВ Цементная - Кирилловская и ВЛ 220 кВ Крымская II - Цементная	2013-2016	2х63 МВА 17 км, 43 км											60		126		Внешнее электроснабжение Верхнебаканского цементного завода
64	ПС 220 кВ НПС-7 с заходами ВЛ 220 кВ Брюховецкая - Витаминкомбинат	2013	2х40 2х0,3 км							0,6	80							для электроснабжения ЗАО "Каспийский трубопроводный консорциум-Р" Договор ТП от 29.01.2009 №431/ТП. Информация отсутствует. Доп. Соглашение на согласовании в МЭС Юга
65	Тяговая подстанция 220 кВ Ея с заходами ВЛ 220 кВ Тихорецк - Песчанокоская	2012*	2х40 МВА 2х5 км					10	80									электрификация железнодорожных линий, инвестиционная программа ОАО "РЖД"
Итого по 220 кВ				5,6	0	0	0	10	80	53,8	80	0	0	0	0	60	126	

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
	ВСЕГО, в т.ч.			962,4	3911,0	622,0	1405,0	188,0	805,0	695,8	3567,0	686,6	959,0	533,8	1568,0	821,0	2483,0	
	500 кВ			853,8	2004,0	145,0	200,0	0,0	0,0	265,0	1169,0	437,8	334,0	320,0	868,0	459,0	501,0	
	330 кВ			23	732	280	125	0	200	257	125	249	125	130	700	0	125	
	220 кВ			85,6	1175	197	1080	188	605	173,8	2273	0	500	83,8	0	362	1857	
	Мвар			0	720	0	666	0	26	0	180	0	360	0	360	0	720	

№ ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВД, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
			км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	

* сроки ввода и технические решения будут пересматриваться по мере уточнения исходных параметров (динамика и масштабы спроса на электроэнергию и мощность, балансы электроэнергии и мощности, масштабы вводов генерирующих мощностей в рассматриваемом районе и др.)

Программа развития электрических сетей в Сочинском регионе на период до 2008-2014 гг., обеспечивающих функционирование олимпийских спортивных объектов																	
1	Кабельные и воздушные линии (110 кВ), 1-я очередь, Краснополянский поселковый округ (проектные и изыскательские работы, строительство)	2008-2010	13,43 км	13,43													обеспечения электроснабжения олимпийских объектов и инфраструктуры в районе Красной поляны
2	Подстанция «Лаура» (110 кВ) с заходами линий электропередачи (проектные и изыскательские работы, строительство)	2008-2010	2x40 МВА	80													обеспечения электроснабжения олимпийских объектов и инфраструктуры в районе Красной поляны
3	Подстанция «Роза Хутор» (110 кВ) с заходами линий электропередачи (проектные и изыскательские работы, строительство)	2008-2010	2x40 МВА	80													обеспечения электроснабжения олимпийских объектов и инфраструктуры в районе Красной поляны
4	Кабельные и воздушные линии (110 кВ) в районе плато Роза Хутор (проектные и изыскательские работы, строительство)	2008-2010	9,9 км	9,9													обеспечения электроснабжения олимпийских объектов и инфраструктуры в районе Красной поляны
5	Подстанции (10 кВ) и распределительные сети электроснабжения горнолыжного курорта «Роза Хутор» (проектные и изыскательские работы, строительство)	2008-2010	16,2 км, 37 МВА	16,2	37												обеспечения электроснабжения олимпийских объектов и инфраструктуры в районе Красной поляны
6	Подстанция «Ледовый дворец» (110 кВ) с заходами линий электропередачи (проектные и изыскательские работы, строительство)	2009-2011	2x80 МВА	160													обеспечения электроснабжения олимпийских объектов и инфраструктуры в районе Имеретинской низменности

№ ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
			км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
Подстанция «Имеретинская» (110 кВ) с заходами линий электропередачи (проектные и изыскательские работы, строительство)	2010-2011	2x80 МВА		160													обеспечения электроснабжения олимпийских объектов и инфраструктуры в районе Имеретинской низменности
Подстанция «Изурудная» (110 кВ) с заходами линий электропередачи (проектные и изыскательские работы, строительство)	2010-2011	2x40 МВА		80													обеспечения электроснабжения олимпийских объектов и инфраструктуры в районе Имеретинской низменности
Подстанция «Мзымта» (110 кВ) с заходами линий электропередачи (проектные и изыскательские работы, строительство)	2008-2010	2x40 МВА		80													обеспечения электроснабжения олимпийских объектов и инфраструктуры в районе Красной поляны
Кабельные и воздушные линии (110 кВ) в Имеретинской низменности (от подстанции «Псоу» до подстанции «Имеретинская», от подстанции «Имеретинская» до подстанции «Ледовый дворец», от подстанции «Ледовый дворец» до подстанции «Веселое», от подстанции «Веселое» до подстанции «Псоу», от Адлерской ТЭС до подстанции «Имеретинская», от Адлерской ТЭС до подстанции «Ледовый дворец», от Адлерской ТЭС до подстанции «Веселое» (проектные и изыскательские работы, строительство)	2009-2010	28 км	28														обеспечения электроснабжения олимпийских объектов и инфраструктуры в районе Имеретинской низменности

№ ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
			км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
11 Подстанция «Веселое» (110 кВ) с заходами линий электропередачи (проектные и изыскательские работы, реконструкция, строительство) ПС 110 кВ Веселое	2009-2011	2x80 МВА				160											обеспечения электроснабжения олимпийских объектов и инфраструктуры в районе Имеретинской низменности
12 Кабельные и воздушные линии (110 кВ) от подстанции «Псоу» до подстанции «Измурдун» (проектные и изыскательские работы, строительство) КВЛ Псоу – ПС Измурдун	2009-2011	2x16 км			32												обеспечения электроснабжения олимпийских объектов и инфраструктуры в районе Имеретинской низменности
13 Кабельные линии (110 кВ) от подстанции «Ледовый дворец» до подстанции «Временная (Резервная)» (проектные и изыскательские работы, строительство) КЛ Ледовый Дворец - Временная	2009-2010	1 км	1														обеспечения электроснабжения в районе Имеретинской низменности
14 Подстанция «Временная (Резервная)» (110 кВ) с заходами линий электропередачи (проектные и изыскательские работы, строительство)	2009-2010	40 МВА		40													обеспечения электроснабжения строительных нагрузок в районе Имеретинской низменности
15 Воздушные линии (220 кВ) для выдачи мощности Джубгинской ТЭС (проектные и изыскательские работы, строительство)	2013	50 км 64 км							114								выдачи мощности Джубгинской ТЭС (вкл. в раздел "выдача мощности электростанций")
16 Воздушные линии для выдачи мощности Кулептинской ТЭС (проектные и изыскательские работы, строительство)	2013	2x3 км							6								выдача мощности Кулептинской ТЭС
17 Воздушные линии (220 кВ) для выдачи мощности Ахлерской ТЭС (проектные и изыскательские работы, строительство)	2009-2012	2x4 км						8									(вкл. в раздел "выдача мощности электростанций")

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	Год ввода объекта	Характеристика объекта (в т.ч. по ОЭС) ВЛ, км ПС, МВА	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
18	Подстанция «Поселковая» (220 кВ) с линиями электропередачи (220 кВ) до подстанции «Псоу» (проектные и изыскательские работы, строительство)	2011	2х40 МВА, 11 км			11	80											вкл. в раздел "объекты нового сетевого строительства"
19	Подстанция «Псоу» (220 кВ) (проектные и изыскательские работы, реконструкция)	2008-2011	комплексная реконструкция															вкл. в раздел "объекты нового сетевого строительства"
Потребность по сопутствующим объектам																		
20	Реконструкция ПС 500 кВ Центральная	2008-2012																
21	Реконструкция ПС 220 кВ Дагомыс	2008-2010																вкл. в раздел "объекты нового сетевого строительства"

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2010 - 2016 гг. ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС)	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
500 кВ																		
1	ПС 500 кВ Нижегородская, установка второго АТ 500/220	2011	501 МВА			501												Для повышения надежности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла и г.Нижний Новгород
2	ПС 500 кВ Красноармейская с заходами ВЛ 500 кВ	2010	2х0,5 км 801+267 МВА	1	1068													Повышение надежности электроснабжения потребителей Самарского энергоузла, обеспечение возможности подключения новых потребителей, а также разгрузка ПС 500 кВ Куйбышевская
	и заходами ВЛ 220 кВ Головная Южная на ПС 500/220 кВ Красноармейская	2010	2х1 км	2														Для надежного электроснабжения потребителей правобережной части Саратовской энергосистемы и г.Саратов
3	ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС - Курдюм с расширением ПС Курдюм	2011	2хШР-180				206,2											Для повышения надежности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла
4	ПС 500 кВ Луч, установка АТ 500/110 кВ*	2016	250 МВА														250	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
5	ПС 500 кВ Пенза-II, установка второго АТ 500/220 кВ*	2015	ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА 501 МВА												501			Для повышения надежности электроснабжения потребителей Пензенского энергоузла
6	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС- Нижегородская	2012	282 км 1хШР-180					282										Для повышения надежности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла и г. Нижний Новгород
7	ВЛ 500 кВ Помары - Удмуртская	2013	340/240 км ШР-180, УШР-180							340								Для повышения надежности электроснабжения потребителей северного энергорайона ОЭС Средней Волги (Марийская, Чувашская энергосистемы, а также Казанский энергоузел Татарской энергосистемы) и усиления межсистемного сечения Центр, Средняя Волга - Урал
8	ВЛ 500 кВ Газовая-Красноармейская	2014	390 км 2хШР-180									390						Для усиления межсистемного сечения
9	ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС - Ключики	2015	160 км, ШР-180, УШР-180											160				Для исключения перегрузки существующей ВЛ 500 кВ БАЭС-Ключики, увеличения пропускной межсистемного сечения ОЭС Средней Волги и ОЭС Центра, выдачи мощности Саратовской ГЭС и Балаковской АЭС в ремонтных и аварийных схемах.

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	MBA	км	MBA	км	MBA	км	MBA	км	MBA	км	MBA	км	MBA	
			ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, MBA															
10	ВЛ 500 кВ Ключики - Пенза-II с расширением ПС Ключики	2015*	200 км, УШР-180											200				Усиление связи ОЭС Центра с ОЭС Средней Волги. Выдача мощности избыточного Балаковского Саратовского узла.
11	ВЛ 500 кВ Курдюм-Фроловская с расширением ПС 500 кВ Курдюм и ПС 500 кВ	2016*	280 км, 2х501 MBA, 2 ШР-180,													280	1002	Повышение надежности выдачи мощности Балаковского-Саратовского энергоузла
12	ПС 500 кВ Красноармейская (установка второго АТ) с заходами ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС - Куйбышевская (вторая цепь)	2016*	2х0,5 км 801 MBA													1	801	Повышение надежности электроснабжения потребителей Самарского энергоузла, обеспечение возможности новых подключений новых потребителей, а также разгрузка ПС 500 кВ Куйбышевская
Итого 500 кВ				1	1068	206	501	282	0	340	0	390	0	360	501	281	2053	
220 кВ																		
13	ВЛ 220 кВ Семеновская - Уловая с расширением ПС 220 кВ Семеновская	2014	170 км									170						Надежность электроснабжения Семеновского энергоузла, обеспечение в сети 110 кВ уровней напряжения соотв. ГОСТу.
14	ВЛ 220 кВ Семеновская - Борская (вторая)*	2014	62 км									62						Надежность электроснабжения северовосточной зоны Нижегородской области
15	Заходы ВЛ 220 кВ Томылово - Просвет на ПС 500 кВ Красноармейская**	2010-2011	2х50			100												Присоединение ПС 500 кВ Красноармейская к сети 220 кВ - первый этап
16	ВЛ 220 кВ Красноармейская - Новокуйбышевская, разрезание ВЛ 220 кВ Орловская - Томыловская	2015	2х56 км											112				присоединение ПС 500 кВ Красноармейская к сети 220 кВ
17	ПС 220 кВ в районе г. Сурск	2016*	125 MBA														125	Для электроснабжения потребителей г. Сурск, а

[illegible]

№ Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
			км	MBA	км	MBA	км	MBA	км	MBA	км	MBA	км	MBA	км	MBA	
24 Реконструкция ПС 220 кВ Центральная	2013	замена 2х125 MBA на 2х250 MBA								500							Повышение надежности электроснабжения потребителей Казанского энергоузла, обеспечение возможности подключения объектов Универсиады 2013 г. в г. Казань
25 Ликвидация тройника на ВЛ 220 кВ Киндери-К.Букаш-Центральная, с обозначением двухцепной ВЛ 220 кВ ПС Центральная - ПС 500 кВ Киндери, и ВЛ 220 кВ ПС К.Букаш - ПС Центральная	2013	5 км							5								Повышение надежности электроснабжения потребителей Казанского энергоузла, обеспечение возможности подключения объектов Универсиады 2013 г. в г. Казань
26 Реконструкция ПС 500 кВ Киндери (замена ТТ и фазы А АТ-5)	2013																Повышение надежности электроснабжения потребителей Казанского энергоузла и объектов Универсиады 2013 г. в г. Казань
27 Реконструкция ПС 220 кВ К. Букаш*	2013																Повышение надежности электроснабжения потребителей Казанского энергоузла и объектов Универсиады 2013 г. в г. Казань
28 ВЛ 220 кВ Кама (Елабуга) Центральная*	2014-2016	2х200 км									200				200		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Казанского энергоузла
Итого 220 кВ			0	0	0	0	0	0	5	500	200	0	0	0	200	0	
Объекты с источником финансирования ПТП																	
220 кВ																	
29 ПС 220 кВ в заречной части г. Нижний Новгород (Дизель/Автозаводская)	2015*	2х200 MBA 2х1 км											2	400			Оеспечение присоединения новых потребителей в заречной части г. Нижний Новгород

№ Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
			ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА	МВА км	МВА км	МВА км	МВА км	МВА км	МВА км	МВА км	МВА км	МВА км	МВА км	МВА км	МВА км	МВА км	
30	ПС 220 кВ Сенная (закрытая) с кабельными заходами ВЛ 220 кВ: Нижегородская ТЭЦ - Борская, Нагорная - Борская**	2х200 МВА, 2х2 км, 2х2 км													8	400	для подключения новых потребителей МРСК Центра и Приволжья ПС 110 кВ (Варварка, Сенная 110).
31	Двухцепная ВЛ 220 кВ Нижегородская-Борская с заходом одной цепи на ПС 220 кВ Нагорная	2х42,5 км, 2х4 км	16		93												Обеспечения электроснабжения потребителей г. Нижний Новгород, Борского и Семеновского энергоузлов (в 2010 г. - ввод 1 цепи ВЛ 220 кВ Нижегородская Нагорная, 2011 г. - ввод в полном объеме)
32	ПП 220 кВ ООО "РусВинил" с ВЛ 220 кВ Нижегородская - ГПП	17 км, 6 км							23								Для электроснабжения комплекса по производству
33	Присоединение ПС-220 кВ Терешка (разрезание ВЛ-220 кВ Саратовская ГЭС - Саратовская со строительством заходов)	3,5 км.	3,5														Для электроснабжения ПС 220 кВ Терешка (ОАО "МРСК Волги") и обеспечения надежности ПС-220 кВ Буровка (ОАО "РЖД").
Итого 220 кВ			19,5	0	93	0	0	0	23	0	0	0	2	400	8	400	
Объекты иных собственников																	
220 кВ																	
34	ВЛ 220 кВ Узловая - ГПП НП и НХЗ	108.3 км			108												Для внешнего электроснабжения промышленного комплекса НП и НХЗ ОАО "Танеко",
35	ВЛ 220 кВ Заводская - ГПП НП и НХЗ	57 км			57												Для внешнего электроснабжения промышленного комплекса НП и НХЗ ОАО "Танеко",
36	две ВЛ 220 кВ Новая Письмянка - ГПП Татсталь	2х13 км					26										Для внешнего электроснабжения металлургического завода ОАО "Татсталь", г.Ленинск

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА			
37	Зазоды ВЛ 220 кВ Бугульма - Узловая на ПС 220 кВ Новая Письмянка	2013	2x10 км															Для повышения надежности внешнего электрообеспечения металлургического завода ОАО "Татсталь", г.Ленингорск
38	ВЛ 220 кВ Кама (Елабуга) - ГПП НП и НХЗ	2013 - 2014	50 км									50						Для внешнего электрообеспечения промышленного комплекса НП и НХЗ ОАО "Танеко", г.Нижнекамск
	Итого 220 кВ			0	0	165	0	26	0	20	0	50	0	0	0	0	0	

			км	МВА	км	МВА	км	МВ А	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
	ВСЕГО, в т.ч.		22,5	1068,0	564,2	501,0	308,0	0,0	419,4	1000,0	872,0	668,0	474,0	901,0	664,0	3246,0	
	500 кВ		1	1068	206,2	501	282	0	345,4	500	390	668	360	501	361	2721	
	220 кВ		21,5	0	358	0	26	0	74	500	482	0	114	400	303	525	
	Мвар			0		360		180		360		360		540		360	

* сроки ввода и технические решения будут пересматриваться по мере уточнения исходных параметров (динамика и масштабы спроса на электроэнергию и мощность, балансы электроэнергетики и мощности, масштабы вводов генерирующих мощностей в рассматриваемом районе и др.)

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2010 - 2016 гг. ОЭС УРАЛА

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
Объекты для выдачи мощности электростанций																		
УРАЛ																		
АЭС																		
1	Заходы ВЛ 500 кВ Южная-Шагол на Белоярскую АЭС-2*	2014	2x75 км ШР-180									150						Выдача мощности энергоблока №4 880 МВт Белоярской АЭС-2
2	ВЛ 500 кВ Белоярская АЭС-2 -Емелино*	2014	180 км									180						
3	Заходы ВЛ 220 кВ БАЭС-Окуневская на Белоярскую АЭС-2*	2011	2x3 км		6													
4	Заходы одной цепи ВЛ 220 кВ БАЭС-Каменская на Белоярскую АЭС-2*	2014	2x4 км								8							
	Итого по 220 кВ			0	0	6	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	
	Итого по 500 кВ			0	0	0	0	0	0	0	0	330	0	0	0	0	0	
	Итого по АЭС			0	0	6	0	0	0	0	0	338	0	0	0	0	0	
ТЭС																		
5	ВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-3 - Новометаллургическая и заходы двух цепей ВЛ 220 кВ Козырево-Новометаллургическая в ОРУ 220 кВ ЧТЭЦ-3	2010	2x3 км 2x0,2 км	6,4														Выдача мощности блока №3 Челябинской ТЭЦ-3 (ПГУ-190 МВт)

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
6	Восстановление подключения ВЛ 220 кВ СУГРЭС - Калининская-1 с ликвидацией отпайки от ВЛ 220 кВ ВТГРЭС (Песчаная-1) - СУГРЭС на ПС Калининская, двухцепная ВЛ 220 кВ СУГРЭС - ПС Сварочная (10 км), подключаемая шл. заходом ВЛ 220 кВ СУГРЭС - Песчаная-1 с переустройством ВЛ 220 кВ в районе ПС Сварочная, образуются ВЛ 220 кВ: СУГРЭС - Калининская, СУГРЭС - Сварочная-1, СУГРЭС - Сварочная-2, Песчаная - Калининская	2010	2x10 км	20														Выдача мощности энергоблока №12 ПГУ(Т)-410 МВт Среднеуральской ГРЭС
7	Двухцепная ВЛ 220 кВ Яйвинская ГРЭС - Северная 3,4 цепь	2011	2x13,3 км			26,6												Выдача мощности энергоблока №5 ПГУ КЭС 390 МВт Яйвинской ГРЭС
8	Шлейфовый заход существующей одноцепной ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-КС-19 на РУ 220 кВ ЮУ ГРЭС-2, шлейфовый заход одной из двух существующих ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - Шагол на РУ 220 кВ ЮУ ГРЭС-2*	2012	2x1 км, 2x1 км					4										Выдача мощности блока №1 ПГУ-450 МВт Южно-Уральской ГРЭС-2
9	Шлейфовые заход ВЛ 500 кВ Троицкая - Шагол на РУ ЮУГРЭС-2	2013	2x10 км							20								Выдача мощности блока №2 (ПГУ-450 МВт), блока №3 (147,5 МВт) Южно-Уральской ГРЭС-2

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	МВА км	км	МВА км	км	МВА км	км	МВА км	км	МВА км	км	МВА км	км	МВА	
10	ВЛ 220 кВ Пермская ТЭЦ-9 9 - ПС 220 кВ Владимирская*	2012	2x10 км					20										Выдача мощности блоков №12, 13 2xГТУ-75(Т) Пермской ТЭЦ-9
11	Заходы ВЛ 220 кВ БАЗ - Краснотурьинск на Серовскую ГРЭС*	2013	2x5 км							10								Выдача мощности блока №9 Серовской ГРЭС ПГУ-400 МВт
12	ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС-Приваловская	2013	220 км ШР-180							220								Повышение надежности электрооборудования потребителей Кропачево-Златоустовского энергоузла. Выдача мощности блока №10 К-660 МВт Троицкой ГРЭС
13	ВЛ 220 кВ Ново- Богословская ТЭЦ - БАЗ	2014	2x10 км									20						Выдача мощности блоков №1,2 Ново-Богословской ТЭЦ 2xПГУ- 220(Т)
14	ВЛ 220 кВ Ново- Богословская ТЭЦ - Краснотурьинск *	2015	2x10 км											20				
	Итого по 220 кВ			26,4	0	26,6	0	24	0	10	0	20	0	20	0	0	0	
	Итого по 500 кВ			0	0	0	0	0	0	240	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого по ТЭС			26,4	0	26,6	0	24	0	250	0	20	0	20	0	0	0	
Объекты СВМ иных собственников																		
15	ОРУ 500 кВ Пермской ГРЭС АТ №2 500/220 кВ с секционированием ОРУ 220 кВ	2012- 2014	801 МВА										801					Повышение надежности электрооборудования потребителей Пермской энергосистемы. Обеспечение выдачи мощности существующего блока №1 Пермской ГРЭС.
16	ВЛ 220 кВ Няганьская ГРЭС-Вандмтор*	2011	2x(9+19) км			56												Выдача мощности блока №1 ПГУ- 410 МВт Няганьской ГРЭС
	Итого по 220 кВ			0	0	56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Итого по 500 кВ			0	0	0	0	0	0	0	0	0	801	0	0	0	0	
	Итого по ТЭС			0	0	56	0	0	0	0	0	0	801	0	0	0	0	
ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ																		
ТЭС																		
17	Заходы ВЛ 500 кВ Ильково-Луговая в ОРУ 500 кВ Няганьской ТЭС*	2011	2x19 км			38												Выдача мощности блока №1 ПГУ- 410 МВт Няганьской ТЭС
18	ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Магистральная	2011	157 км ШР-180			157												Выдача мощности блоков № 7 370 МВт Сургутской ГРЭС-2

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
20	ВЛ 500 кВ Нижевартовская ГРЭС-Белозерная	2013	ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Маар)							35,3								Выдача мощности блока №3 ПГУ-410 МВт Нижевартовской ГРЭС
22	ВЛ 220 кВ Тобольская ТЭЦ-Иртыш, реконструкция РУ 220 кВ ПС 500 кВ Иртыш	2010	2x10 км	20														Выдача мощности блока №1 Тобольской ТЭЦ (К-200 МВт)
23	Заходы ВЛ 220 кВ Красноленинский ГПЗ-Ильково на Няганскую ГРЭС*	2011	2x19 км 1x22 км			60												Выдача мощности блока №1 ПГУ-400 МВт Няганской ТЭС
24	Реконструкция ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) с образованием ВЛ 220 кВ Уренгой-Тарко-Сале и ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС-Уренгой	2012	2x76 км					152										Выдача мощности блока №3 ПГУ-450 МВт Уренгойской ГРЭС
25	ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС-Уренгой*	2012	2x76 км					152										
26	ВЛ 220 кВ Нижевартовская ГРЭС-Космос и Нижевартовская ГРЭС-Мираж (с использованием существующих ВЛ 220 кВ НГРЭС-Космос-Мираж и НГРЭС-Мираж)	2013	30					30										Выдача мощности блока №3,4 2хПГУ-410 МВт Нижевартовской ГРЭС
27	Двухцепная ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 - Тюмень*	2014	2x25 км									50						Снятие ограничений по выдаче мощности Тюменской ТЭЦ-1 в ремонтных схемах. Выдача мощности блока №5 ПГУ-410(Т) Тюменской ТЭЦ-2.
28	Заходы двухцепной ВЛ 220 кВ Тарко-Сале - Арсенал Заходы ВЛ 220 кВ Мураленковская - Тарко-Сале *	2015	4x5 км, 2x10 км											40				Выдача мощности ПГУ 2x300 МВт ТЭС в Тарко-Сале
Итого по 220 кВ				20	0	60	0	334	0	0	0	50	0	40	0	0	0	
Итого по 500 кВ				0	0	195	0	0	0	35,3	0	0	0	0	0	0	0	

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	
	<i>Итого по СВМ</i>			46,4	0	343,6	0	358	0	285	0	408	801	60	0	0	0	
	<i>в т.ч. 220 кВ</i>			46,4	0	148,6	0	358	0	10	0	78	0	60	0	0	0	
	<i>в т.ч. 500 кВ</i>			0	0	195	0	0	0	275	0	330	801	0	0	0	0	
Объекты нового строительства																		
УРАЛ																		
500 кВ																		
27	ВЛ 500 кВ Северная - БАЗ с расширением ПС БАЗ	2010	199 км 501 МВА	199	501													Повышение надежности электроснабжения потребителей
28	ВЛ 500 кВ Курган-Витязь	2012	250 км					250										Повышение надежности электроснабжения потребителей Саткинско-Златоустовского энергоузла Челябинской энергосистемы. Усиление межсистемной связи ОЭС Урала и Сибири по территории России.
29	ПС 500 кВ Приваловская (установка 2-го АТ 500/110 кВ)*	2013	250 МВА							250								Повышение надежности электроснабжения потребителей Саткинско-Златоустовского энергоузла Челябинской энергосистемы
30	ПС 500 кВ Приваловская (установка АТТ 500/220 кВ)*	2013	501 МВА							501								
31	ПС 500 кВ Преображенская с заходами ВЛ 500 кВ Газовая-Красноармейская *	2016	501 МВА, 2х6 км												12	501		Повышение надежности электроснабжения потребителей Западного энергорайона Оренбургской области
32	ПС 500 кВ Газовая (2-й АТ)	2013	501 МВА							501								Повышение надежности электроснабжения потребителей центрального энергоузла Оренбургской энергосистемы и г. Оренбург
33	ПС 500 кВ Сосьва с заходами ВЛ 500 кВ Тагил-БАЗ*	2015-2016	2х501 МВА 2х1 км ШР-180													1002		Повышение надежности электроснабжения потребителей Серово-Богословского и
	<i>Итого по 500 кВ</i>			199	501	0	0	250	0	0	0	1252	0	0	0	14	1503	
	<i>220 кВ</i>																	
34	ВЛ 220 кВ Пермская ГРЭС - Соболи 1 и ВЛ 220 кВ Пермская ГРЭС - Соболи 2	2011	2х100 км			200												Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Перми и усиление схемы выдачи мощности блока №1 Пермской ГРЭС

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
35	ПС 220 кВ Сатка с ВЛ 220 кВ Приваловская-Сатка*	2013	ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)							15	125							Повышение надежности электроснабжения потребителей Кропачево-златоустовского энергоузла
36	ВЛ 220 кВ Бузулукская - Куйбышев (вторая цепь)*	2013-2014	142 км							142								Повышение надежности электроснабжения потребителей Бузулукского энергорайона Оренбургской энергосистемы
37	ВЛ 220 кВ Малахит - Мраморная*	2014	75 км									75						Обеспечение устойчивости работы узла с нагрузкой потребителей особой категории (ФГУП ПО «Маяк», «Снежинский ядерный центр»)
38	ПС 220 кВ Кыштым с установкой АТ 220/110 кВ*	2014	2x125 МВА									250						
39	ВЛ 220 кВ Мраморная - Кыштым*	2014	45 км									45						
40	ВЛ 220 кВ Шагол - Кыштым*	2014	75 км									75						
41	ВЛ 220 кВ Вятка - Мураши*	2015	150 км											150				Повышение надежности электроснабжения потребителей Северного узла Кировской энергосистемы
42	ПС 220 кВ Мураши (АТ № 2)*	2015	200 МВА											200				Повышение надежности электроснабжения потребителей Курганской энергосистемы
43	ВЛ 220 кВ Курган-Макушино*	2015	150 км											150				
44	ПС 220 кВ Макушино АТ №2*	2015	200 МВА											200				Повышение надежности электроснабжения потребителей Оренбургской области
45	ВЛ 220 кВ	2016	130 км												130			
46	Заходы на ВЛ 220 кВ Бузулук-Сорочинская на ПС 500 кВ	2016	2x10 км												20			
47	ПС 220 кВ Бузулукская (замена существующих АТ 2x125 МВА на 2x200 МВА)*	2016	2x200 МВА													400		Повышение надежности электроснабжения потребителей Южного узла Кировской энергосистемы
48	ВЛ 220 кВ Вятка-Лебяжье*	2016	135 км													135		
49	ПС 220 кВ Лебяжье (АТ № 2)*	2016	200 МВА													200		
50	ПС 220 кВ Як-Бодя*	2016	2x125 МВА													250		

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
59	Заход ВЛ 220 кВ СУГРЭС-Южная на ПС 220 кВ Рябина	2012	ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)					2									МВА	Повышение надежности электроснабжения г. Екатеринбург
60	ПС 220 кВ Надежда (без ОРУ 110 кВ)	2012	2x250 МВА					500										
61	Заход ВЛ 220 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ - Южная на ПС 220 кВ Надежда	2012	2x6 км					12										
62	ПС 220 кВ Свобода	2012	2x32 МВА					64										Электроснабжение объекта УХО в Удмуртской Республике
63	ВЛ 220 кВ Удмуртская-Свобода*	2012	90 км					90										
64	Заходы ВЛ 220 кВ Саркуз-Вятские Поляны на ПС 220 кВ Свобода*	2012	2x17,8 км					35,6										
65	ПП 220 кВ Березники*	2015																Электроснабжение новых нагрузок "Ковдорской ГОКа"
66	Заходы ВЛ 220 кВ ЯГРЭС-Северная 3 ц. на ПП 220 кВ Березники*	2015	2x18,5 км											37				
	Итого по 220 кВ			0	0	273	64	140	1000	0	0	0	0	37	0	0	0	
Объекты иных собственников																		
	220 кВ																	
67	ПС 220 кВ Космос	2010	2x250 МВА		500													Электроснабжение нового производства ОАО "АВМСМА-титано-магнитный комбинат"
68	ВЛ 220 кВ Северная-Космос	2010	2x16,7 км	33,4														
69	ПС 220 кВ Амет	2010	1x160/250+125 МВА		285													Электроснабжение нового производства ОАО "Ашинский металлургический завод"
70	ВЛ 220 кВ Уфимская - Амет	2010	2x64 км	128														
71	ПС 220 кВ Затон с заходами ВЛ Бекетово-НПЗ	2010	2x125 МВА 2x8 км	16	250													Повышение надежности электроснабжения г. Уфы
72	ПС 220 кВ Трубая	2011	1x160/250 МВА				160											
73	ПС 220кВ Строгановская*	2013	2x125МВА							250								Электроснабжение нового производства ОАО "Первоуральский новотрубный завод"
																		Энеогоснабжение промплощадки

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
74	ВЛ 220кВ Северная - Строгановская 1,2*	2013	2x18							36								БКПРУ-3 ОАО "Уралкалий"
75	ПС 220 кВ Щучанская (построена) с заходами двух цепей ВЛ Козырево-Шумиха	2014	2x63 МВА 2x2x2,3 км									9,2	126					Электроснабжение потребителей Курганского энергоузла (утилизация ХО)
76	ПС 220 кВ УХО с заходами ВЛ 220 кВ Киров-Марадыково и Вятка-Котельнич (построена)	2013-2014	2x63 МВА 2x2x20 км									80	126					Электроснабжение потребителей утилизации ХО
77	ПС 220 кВ КамаКалий*	2015	2x160 МВА											320				Электроснабжение новых нагрузок "Ковдорской ГОКа"
78	ВЛ 220 кВ ПП 220 кВ Березники - ПС 220 кВ КамаКалий*	2015	2x16,5 км												33			
	Итого по 220 кВ			177	1035	0	160	0	0	36	250	89,2	252	320	33	0	0	
	ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ																	
	500 кВ																	
79	Заходы ВЛ 500 кВ Холмогорская - Тарко-Сале-2 на ПС Муравленковская с установкой АТТ 500/220 кВ	2010	501+167 МВА, 180 Мвар		668													Повышение надежности электроснабжения потребителей Северного и Ноябрьского энергоузлов
80	Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень	2010	7x167 МВА, 2x125 МВА, 9x60 Мвар		1419													Повышение надежности электроснабжения потребителей Тюменского энергоузла
81	ПС 500 кВ Кирилловская с заходами ВЛ 500 кВ СГРЭС-2 - Холмогорская и ВЛ 220 кВ В.Моховая-Когалым	2011	2x501 МВА 125 МВА 2x22 км (500 кВ) 2x37 км (220 кВ)			118	1127											Повышение надежности электроснабжения Когалымского энергоузла, усиление транзита Сургут-Северные районы Тюменской области
82	ПС 500 кВ Луговая АТТ №2	2010	501 МВА		501													Повышение надежности электроснабжения потребителей Урайского и Няганьского узлов
83	ВЛ 500 кВ Трачуковская-Кирилловская	2010	140,6 км			140,6												Повышение надежности электроснабжения потребителей Когалымского и Ноябрьского энергоузлов

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
84	ПС 220 кВ Витязь (сооружение крыла 500 кВ)	2012	501 МВА						501									Повышение надежности электроснабжения потребителей Ишимского энергоузла, создание межсистемной связи Урал-Сибирь
85	ПС 500 кВ Белозерная (3-й АТТ)	2012	501						501									Повышение надежности электроснабжения потребителей Нижневартовского энергорайона
86	ПС 500 кВ Муравленковская АТТ №2 500/220 кВ	2014	501 МВА										501					Повышение надежности электроснабжения потребителей Северного и Ноябрьского энергоузлов
87	ПС 500 кВ Магистральная АТТ №3 500/220 кВ	2015	501 МВА											501				Повышение надежности электроснабжения потребителей Нефтеюганского энергоузла, присоединение новых потребителей (ОАО "Роснефть")
88	Установка второго АТ 500/110 кВ на ПС 500 кВ Иртыш	2016	501 МВА													501		Обеспечение выдачи полной мощности Тобольской ТЭЦ и подключение новых потребителей
Итого по 500 кВ 220 кВ				0	2588	258,6	1127	0	1002	0	0	0	501	0	501	0	501	
89	ВЛ №2 220 кВ Демянская - Снежная с установкой АТ 125 МВА на ПС 220 кВ Снежная	2010	90 км 125 МВА	90	125													Усиление схемы электроснабжения потребителей Нефтеюганского энергоузла
90	ВЛ 220 кВ Пыть-Ях - Правдинская (двухцепная)	2010	2х60 км	120														Повышение надежности электроснабжения потребителей Нефтеюганского энергоузла Тюменской энергосистемы, присоединение ООО "РН-Юганскнефтегаз"
91	ПС Тарко-Сале (ввод третьего АТ 220/110 кВ)	2011	125 МВА				125											Повышение надежности электроснабжения потребителей Ноябрьского энергоузла Тюменской энергосистемы
92	Две ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС-Сидоровская с ПС 220 кВ Сидоровская	2013	2х125 МВА 2х220 км							440	250							Электроснабжение Ванкорского месторождения

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
93	ПС 220/110 кВ Русская (вместо надстройки на ПС 110 кВ Таврическая)	2013	ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)								250							Электроснабжение ОАО "ЛУКОЙЛ"
94	Двухцепная ВЛ 220 кВ Трачуковская - Русская	2013	2x140 км						280									
95	ПС 220 кВ Исток (вместо надстройки на ПС 110 кВ Победа) с двухцепной ВЛ 220 кВ СГРЭС-1 - Исток (Победа)	2012	2x125 МВА 2x5 км					10	250									Повышение надёжности электроснабжения потребителей г. Сургут
96	ПС 220/110кВ Нефтеюганская (в районе г. Нефтеюганска) с заходами ВЛ 220кВ Пыть-Ях - Ленинская	2014	2x125 МВА 2x5 км									10	250					
97	ПС 220/110кВ Ямская (вместо надстройки на ПП 110кВ Восточный) с двухцепной ВЛ 220кВ Трачуковская - Ямская	2014	2x125 МВА									140	250					Повышение надёжности электроснабжения потребителей района ПП-110 кВ Восточный
98	ПС 220 кВ Амунет (вместо надстройки 110кВ на ПС 110кВ Кинтус) и ВЛ-220 кВ	2014	125 МВА									60	125					
99	ПС 220/110кВ Дунаевская (вместо надстройки на ПС 110кВ Фёдоровская) с заходами ВЛ 220кВ	2014	2x125 МВА 2x5 км									10	250					Повышение надёжности электроснабжения потребителей Сургутского энергорайона
100	ПС 220/110кВ Новобыстринская (вместо надстройки на ПС 110кВ Быстринская) с заходами ВЛ 220 кВ	2014	125 МВА 2x5 км									10	125					
101	ПС 220кВ Арсенал с ВЛ 220 кВ Арсенал-Тарко-Сале (Ванкорское месторождение)	2015	2*125 МВА; 2*90 км											180	500			Электроснабжение Ванкорского месторождения
102	ПС 220кВ Исконная с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ УРГРЭС - Уренгой	2016	2x125 МВА 2x5 км													10	250	

[illegible]

№	Перечень объектов	Год ввода объекта	Характеристика объекта	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		Основное назначение объекта
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
111	Заход ы ВЛ 220 кВ Тюмень-Тюменская ТЭЦ-2 на ПС 200 кВ ТММЗ	2011	2x2x0,2 км			0,8												"Тюменский и миниметзавод"
	Итого по 220 кВ			83	500	0,8	265	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Объекты иных собственников																	
	220 кВ																	
112	ПС 200 кВ Факел	2010	2x125 МВА		250													Повышение электроснабжения потребителей Нижневартовского энергоузла
113	ПС 220 кВ Узловая	2010	2x125 МВА		250													Повышение надежности электроснабжения потребителей
114	ВЛ 220 кВ Белозерная-	2010	150 км	150														Повышение надежности электроснабжения потребителей Приобского месторождения нефти
115	ПС 220 кВ Шубинская замена АТ 2x125 МВА на 2x200 МВА	2011	2x200 МВА				400											Повышение надежности электроснабжения потребителей Приобского месторождения нефти
116	СП 220 кВ Росляковская - Югра (построен)	2010																Повышение надежности электроснабжения потребителей Приобского месторождения нефти
	Итого по 220 кВ			150	500	0	400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
				км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	
	ВСЕГО, в т.ч.			866	5249	1076	2141	758	2252	1198	2127	922	3304	897	1434	1069	3354	
	500 кВ			199	3089	454	1127	250	1002	275	1252	330	1302	0	501	14	2004	
	220 кВ			667	2160	622	1014	508	1250	923	875	592	2002	897	933	1055	1350	
	Мвар						230		0		180		360		0		180	

* сроки ввода и технические решения будут пересматриваться по мере уточнения исходных параметров (динамика и масштабы спроса на электроэнергию и мощность, балансы электроэнергетики и мощности, масштабы вводов генерирующих мощностей в рассматриваемом районе и др.), после согласования СВМ и СВЭ.