Министерство энергетики Российской Федерации

(Минэнерго России)

ПРИКАЗ

29 августа 2011г. № 380

Москва

Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2011-2017 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; 2010, № 9, ст. 960; № 26, ст. 3350; № 31, ст. 4251; № 47, ст. 6128; 2011, № 6, ст. 888; № 14, ст. 1935), приказываю:

Утвердить прилагаемую схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2011-2017 годы.

Министр С.И. Шматко

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ДЕПАРТАМЕНТ УПРАВЛЕНИЯ ДЕЛАМИ № 1

Департамент развития электроэнергетики
Литвинов Андрей Вячеславович
380-13-65 доб. 1033

УТВЕРЖДЕНА
приказом Минэнерго России
от «29» 08 2011 г. № 380

Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2011-2017 годы

I. Основные цели и задачи

Схема и программа развития Единой энергетической системы (далее - ЕЭС) России на 2011–2017 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 перспективного развития электроэнергетики» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 43, ст. 5073).

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, потребителей электрической энергии и инвесторов.

II. Прогноз спроса на электрическую энергию по единой энергетической системе России и территориям субъектов Российской Федерации на 2011-2017 годы

Прогноз спроса на электрическую энергию на 2011-2017 годы по ЕЭС России выполнен на основе Сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2011 год и плановый период 2012-2013 годов, представленных Минэкономразвития в июне 2010 года, макроэкономических показателей, разработанных Минэкономразвития в сентябре и уточненных в декабре 2010 года, а также ориентиров и приоритетов социально-экономического развития, предусматриваемых Концепцией долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17.11.2008 № 1662-р (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 47, ст. 5489; 2009, № 33, ст. 4127).

Объем потребления электрической энергии по ЕЭС России в 2010 году составил 988,96 млрд. кВт•ч, что на 4,5% выше уровня 2009 года. Рост потребления электрической энергии связан с экономическим оживлением и восстановительным ростом производства в секторах экономики, наиболее пострадавших от кризиса – в обрабатывающей промышленности, в т.ч. в машиностроительном производстве. Экономический рост поддерживался оживлением потребительского спроса и инвестиционной активности.

Прогнозируемый вариант спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на 2011-2017 годы (рисунок 1.1) выполнен в рамках умеренно-оптимистического варианта прогноза социально-экономического развития России, сформированного с учетом результатов выхода страны из экономического кризиса и предлагаемого в качестве основного варианта для разработки параметров федерального бюджета на 2011-2013 годы.

Рисунок 1.1 Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на 2011-2017 гг.

По мере исчерпания факторов роста, связанных с восстановлением предкризисных объемов производства, ожидается переход к экономическому

подъему при повышении инвестиционной активности, особенно в инфраструктурные проекты. Согласно этому варианту темпы роста ВВП в 2011-2013 годах оцениваются на уровне 3,9-4,5%, при фактических 4% в 2010 году; соответственно темпы роста промышленного производства в 2011-2013 годах – 3,8-4,7% при фактических 8,2% в 2010 году.

Общий спрос на электрическую энергию по ЕЭС России к концу прогнозируемого периода оценивается на уровне 1183,4 млрд. кВт•ч, что на 194,5 млрд. кВт•ч выше объема потребления электрической энергии в 2010 году. Превышение уровня 2010 года может составить в 2017 году около 20% при среднегодовом приросте за период 2,6%. Максимальные приросты спроса на электрическую энергию по ЕЭС России ожидаются в 2012-2013 годах (соответственно 3% и 3,5%), что связано с восстановлением обрабатывающего производства и строительства, в наибольшей степени пострадавших от кризисных явлений.

Прогноз спроса на электрическую энергию по территориям субъектов Российской Федерации сформирован на базе отчетных показателей потребления электрической энергии по территориальным энергосистемам с учетом сведений о заключенных договорах об осуществлении технологического присоединения объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей к электрическим сетям сетевых организаций, информации региональных органов исполнительной власти об инвестиционных проектах, предполагаемых к реализации в прогнозный период, присоединяемой мощности, о сроках ввода в эксплуатацию и местах расположения, а также Стратегий социально-экономического развития до 2020 года, разрабатываемых Минрегионом России и утверждаемых Правительством Российской Федерации.

Прогнозируемые показатели спроса по объединенным энергосистемам (далее – ОЭС), сформированные в рамках прогноза спроса на электрическую энергию по ЕЭС России, представлены в таблице 1.1; по территориальным энергосистемам – в приложении № 1.

В четырех ОЭС прогнозируются темпы прироста спроса на электрическую энергию выше средних по ЕЭС России: в ОЭС Юга, ОЭС Востока, ОЭС Центра и ОЭС Сибири. Темпы прироста потребления электрической энергии ниже среднего прогнозируются в ОЭС Урала.

Наиболее высокие темпы увеличения спроса на электрическую энергию ожидаются в ОЭС Юга. Спрос на электрическую энергию в ОЭС Юга может возрасти к концу прогнозного периода по сравнению с 2010 годом почти на 30%. Опережающий рост спроса на электрическую энергию в ОЭС Юга будет определяться следующими факторами: модернизацией обрабатывающего производства, прежде всего машиностроения, развитием кластеров сельскохозяйственного, энергетического и транспортного машиностроения; развитием предприятий металлургии, реализацией проектов развития нефте- и газодобычи на Каспийском шельфе, расширением трубопроводной системы Каспийского трубопроводного консорциума России (далее – КТК-Р); реализацией проектов, обеспечивающих ввод в эксплуатацию и энергоснабжение олимпийских объектов; формированием на базе крупных агломераций Южного федерального округа (далее – ЮФО) (Ростовской, Волгоградской и Краснодарской) торговых,

транспортно-логистических и финансовых центров общенационального и межрегионального значения; реализацией конкурентных преимуществ аграрного сектора; поэтапным развитием туризма и рекреации, увеличением пропускной способности транспортных коммуникаций для обеспечения пассажиропотоков в зоны развития туризма, формированием новых особых туристических зон.

Среди энергосистем ОЭС Юга как по абсолютному объему потребления электрической энергии, так и по темпам прироста, выделяется энергосистема Краснодарского края. В 2010 году ее доля в общем потреблении электрической энергии ОЭС Юга составила 25%. При прогнозируемом для этой энергосистемы увеличении спроса на электрическую энергию к 2017 году более чем в 1,5 раза (среднегодовой прирост за период 6,5%), ее удельный вес возрастет до 30%. Значительный рост спроса на электрическую энергию будет формироваться за счет ввода новых крупных потребителей. Среди них: Абинский электрометаллургический завод, Туапсинский нефтеперерабатывающий завод (далее - НПЗ), новые цементные заводы. Дополнительным стимулом к ускоренному социально-экономическому развитию региона является проведение в 2014 году Олимпийских игр в районе Сочи.

Таблица 1.1 Прогноз потребления электрической энергии на 2011-2017 годы, млрд. кВт•ч

	Факт	Среднегодовой темп за 2007 - 2009 гг., %	Факт	Прогноз							Среднегодовой темп за 2011 - 2017 гг., %
	2009 г.		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	
ЕЭС России*	**946,45**		**988,96**	**1009,35**	**1039,79**	**1075,74**	**1101,83**	**1130,21**	**1157,88**	**1183,43**	
годовой темп, %	*-4,37*	*-0,03*	*4,49*	*2,06*	*3,02*	*3,46*	*2,42*	*2,58*	*2,45*	*2,21*	*2,60*
ЕЭС России с учетом Николаевского энергоузла (справочно)	**946,70**		**989,20**	**1009,49**	**1040,04**	**1075,99**	**1102,09**	**1130,47**	**1158,15**	**1183,69**	
ОЭС Северо-Запада	**88,81**		**92,72**	**93,87**	**96,53**	**98,78**	**100,68**	**102,61**	**104,98**	**107,38**	
годовой темп, %	*-2,73*	*0,69*	*4,40*	*1,24*	*2,84*	*2,33*	*1,92*	*1,91*	*2,31*	*2,29*	*2,12*
ОЭС Центра	**211,71**		**221,85**	**227,21**	**236,12**	**245,78**	**252,77**	**259,50**	**266,73**	**273,39**	
годовой темп, %	*-3,99*	*-0,26*	*4,79*	*2,42*	*3,92*	*4,09*	*2,84*	*2,66*	*2,79*	*2,50*	*3,03*
ОЭС Средней Волги	**99,34**		**104,99**	**106,96**	**110,44**	**113,81**	**116,33**	**118,43**	**120,85**	**123,34**	
годовой темп, %	*-8,04*	*-1,92*	*5,69*	*1,87*	*3,25*	*3,05*	*2,21*	*1,81*	*2,04*	*2,06*	*2,33*
ОЭС Юга	**78,10**		**82,41**	**85,04**	**89,28**	**95,20**	**98,67**	**101,12**	**103,85**	**106,33**	
годовой темп, %	*-3,56*	*0,72*	*5,52*	*3,19*	*4,99*	*6,63*	*3,64*	*2,48*	*2,70*	*2,39*	*3,71*
ОЭС Урала	**239,32**		**248,73**	**252,40**	**257,63**	**263,72**	**268,75**	**273,53**	**278,04**	**283,06**	
годовой темп, %	*-4,65*	*-0,33*	*3,93*	*1,47*	*2,07*	*2,36*	*1,91*	*1,78*	*1,65*	*1,81*	*1,86*
ОЭС Сибири	**200,92**		**208,35**	**213,40**	**217,91**	**224,17**	**229,28**	**238,72**	**246,31**	**251,52**	
годовой темп, %	*-3,98*	*0,79*	*3,70*	*2,42*	*2,11*	*2,87*	*2,28*	*4,12*	*3,18*	*2,12*	*2,73*
ОЭС Востока*	**28,25**		**29,91**	**30,48**	**31,88**	**34,29**	**35,35**	**36,30**	**37,12**	**38,42**	
годовой темп, %	*-1,33*	*0,81*	*5,88*	*1,91*	*4,62*	*7,53*	*3,10*	*2,69*	*2,27*	*3,48*	*3,64*

*без учета Николаевского энергоузла

Примечание: показатели потребления электрической энергии приведены с округлением.

Строительство новых, расширение и реконструкция действующих гостиничных и курортно-оздоровительных комплексов будет способствовать росту спроса на электрическую энергию в сфере услуг.

Энергосистема Ростовской области характеризуется приростами спроса на электрическую энергию (среднегодовой прирост за период 3,5%), близкими к средним по ОЭС Юга (3,7%). На территории энергосистемы до 2017 года планируется осуществление ряда крупных инвестиционных проектов: расширение производства на ОАО «Таганрогский металлургический завод» (ввод в эксплуатацию электропечи ДСП – 150 с увеличением нагрузки до 108 МВт); ввод второй очереди на ОАО «Новошахтинский завод нефтепродуктов» с увеличением объема переработки нефти до 7,5 млн. тонн; строительство нового цементного завода (инвестиционный проект «Лафарж») в Матвеево-Курганском районе.

Высокие темпы спроса на электрическую энергию (среднегодовой прирост 11,2%) прогнозируются для энергосистемы Республики Калмыкия, что связано со строительством на территории республики новых нефтеперекачивающих станций, предусматриваемых инвестиционным проектом по расширению нефтепровода КТК-Р.

Крупнейшая в ЕЭС России ОЭС Центра характеризуется высокими темпами увеличения спроса на электрическую энергию (среднегодовой прирост за период 3%). Перспективная потребность в электрической энергии по ОЭС Центра формируется как за счет продолжающегося развития традиционных для регионов, входящих в ОЭС, видов экономической деятельности, так и за счет реализации крупных инвестиционных проектов. Среди них: строительство Калужского научно-производственного электрометаллургического завода, включенного в перечень приоритетных проектов Стратегии развития металлургической промышленности России до 2020 года, утвержденной приказом Минпромторга России от 18.03.2009 № 150; строительство цементного завода (ООО «Лафарж ГЕО»); создание технологического парка «Людиново». Увеличению спроса на электрическую энергию будет способствовать создание единой системы транспортных коммуникаций и развитие научно-инновационных центров (Сколково, Дубна, Черноголовка, Зеленоград, Троицк, Протвино, Королев, Обнинск).

Около половины (46%) прироста потребности в электрической энергии по ОЭС Центра формируется в энергосистеме Москвы и Московской области, доля которой в течение всего прогнозного периода сохраняется на уровне 44% от общего потребления электрической энергии по ОЭС. Прогнозируемый рост спроса на электрическую энергию в энергосистеме Москвы и Московской области определяется наличием в Московском регионе значительного потенциала для перспективного социально-экономического и градостроительного развития.

Темпы роста спроса на электрическую энергию в ОЭС Сибири будут незначительно превышать темпы роста спроса на электрическую энергию в целом по ЕЭС России, что корреспондируется с тезисом о необходимости

превышения среднегодового темпа роста валового регионального продукта над среднероссийским показателем, декларируемой в Стратегии социально-экономического развития Сибири до 2020 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 05.07.2010 № 1120-р (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, № 33, ст. 4444). Динамика увеличения потребления электрической энергии в ОЭС Сибири характеризуется максимальными приростами в 2015 и 2016 годах (соответственно 4,1% и 3,2%), что в значительной степени связано с предполагаемым вводом в эти годы на полную мощность двух крупнейших алюминиевых заводов – Тайшетского (1440 МВт) и Богучанского (1185 МВт). Соответственно среднегодовые темпы спроса на электрическую энергию в энергосистемах Иркутской области и Красноярского края (3,5%) выше, чем в среднем по ОЭС Сибири. На территории энергосистемы Иркутской области ожидается также ввод Сибирского электрометаллургического завода (далее - СЭМЗ) в Братске с нагрузкой 90 МВт, увеличение в результате проведения модернизации мощности Иркутского алюминиевого завода, ввод дополнительной мощности на трассе магистрального нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (далее – ВСТО) за счет строительства новых нефтеперерабатывающих станций (далее – НПС). На территории энергосистемы Красноярского края дополнительное увеличение потребления электрической энергии будет связано с ожидаемым осуществлением жилищного строительства и развитием инфраструктуры в городе Красноярске.

Среди энергосистем ОЭС Сибири наибольшее увеличение спроса на электрическую энергию в рассматриваемый период (более чем в 1,5 раза) прогнозируется в Республике Тыва при максимальных приростах в 2014 и 2015 годах. Это связано с возможной реализацией крупных инвестиционных проектов, направленных на освоение полезных ископаемых: строительство горно-обогатительного комбината (далее – ГОК) на базе Ак-Сугского медно-молибденового месторождения, ГОК по разработке Кызыл-Таштыгского месторождения полиметаллических руд; строительство угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении. Освоению месторождений будет способствовать строительство железнодорожной линии Кызыл-Курагино.

Темпы роста спроса на электрическую энергию по ОЭС Средней Волги прогнозируются ниже средних темпов по ЕЭС России. Значительная часть прироста формируется в энергосистемах Республики Татарстан, Самарской, Нижегородской и Саратовской областей. В Республике Татарстан – за счет модернизации и строительства комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов (ОАО «Танеко»), развития особой экономической зоны промышленно-производственного типа (далее – ОЭЗ ППТ) «Алабуга», строительства объектов для проведения в 2013 году в Казани летней Универсиады. Крупным инвестиционным проектом, реализуемым в прогнозный период в энергосистеме Самарской области, является создание ОЭЗ ППТ с высокотехнологичными производствами в различных отраслях, а также производством автомобильных компонентов. На территории

энергосистемы Нижегородской области - ввод комплекса по производству поливинилхлорида (ООО «Русвинил») с выходом на полную мощность к 2015 году; модернизация и расширение металлургического производства на ОАО «Выксунский металлургический завод».

Около половины объема спроса на электрическую энергию в ОЭС Северо-Запада (47% в 2010 году) приходится на энергосистему Санкт-Петербурга и Ленинградской области. Доля этой энергосистемы в потреблении электрической энергии ОЭС к 2017 году не только сохранится, но даже увеличится. Прогнозируемый невысокий, но стабильный рост спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада (среднегодовой прирост за период 2,1%) на 56% формируется в энергосистеме Санкт-Петербурга и Ленинградской области и определяется увеличением объемов транспортных услуг (реконструкция и сооружение специализированных терминалов в портах Усть-Луга, Приморск, Выборг, Большой порт Санкт-Петербурга, реконструкция аэропорта Пулково), развитием машиностроения (строительство завода по производству высоковольтного электротехнического оборудования на площадях ОАО «Силовые машины»), строительством ряда инфраструктурных объектов.

Прогнозируемые на 2016 и 2017 годы высокие приросты потребности в электрической энергии по энергосистеме Калининградской области обусловлены объёмами потребления электрической энергии на собственные нужды вводимой в указанный период Балтийской атомной электростанции (далее – АЭС).

Прирост спроса на электрическую энергию в ОЭС Урала определяется динамикой добычи нефти с учетом выработки старых месторождений и освоением перспективных месторождений Центрального Увата на юге Тюменской области, развитием нефте-газохимических производств (Ново-Уренгойский газохимический комплекс, Тобольскнефтехим); модернизацией и расширением существующих предприятий металлургического производства с использованием энергоэффективных технологий. Доля энергосистем Свердловской и Челябинской областей достигает 40% в суммарном приросте спроса на электрическую энергию по ОЭС Урала за рассматриваемый период.

Высокие темпы прироста спроса на электрическую энергию в ОЭС Востока определяются строительством и вводом в эксплуатацию второй очереди нефтепроводной системы ВСТО (новые НПС в Амурской области, Хабаровском и Приморском краях, нефтеналивной порт в бухте Козьмино); строительством в районе Находки нефтехимического комплекса; освоением Эльгинского угольного месторождения со строительством железной дороги Улак-Эльга; развитием горно-металлургических предприятий Приамурья на базе месторождений: Кимканского и Сутарского - железорудных, Куранахского – титаномагнетитовых руд, золоторудного «Пионер»; строительством объектов для проведения саммита азиатско-тихоокеанского экономического сотрудничества (далее – АТЭС) и созданием университетского городка на острове Русский; развитием портовых комплексов Ванино и Советская Гавань.

Изменение территориальной структуры потребления электрической энергии в 2017 году по сравнению с 2010 годом в рамках ЕЭС России, представленное на рисунке 1.2, характеризуется существенным увеличением (на 0,7 процентных пункта) доли ОЭС Центра и ОЭС Юга и снижением доли ОЭС Урала (на 1,2 процентных пункта), ОЭС Северо-Запада и ОЭС Средней Волги. Доля ОЭС Сибири и ОЭС Востока увеличится незначительно.

Рисунок 1.2. Прогнозное изменение территориальной структуры потребления электрической энергии

III. Прогноз максимальных электрических нагрузок Единой энергетической системы России, объединенных энергетических систем и по территориям субъектов Российской Федерации на 2011–2017 годы

ЕЭС России

В таблице 2.1. представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ЕЭС России на 2011–2017 годы. В ниже приведенных таблицах спрос на электрическую энергию представлен без учета потребления электрической энергии на заряд действующих и перспективных гидроаккумулирующих электрических станций (далее – ГАЭС).

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

Наименование	Единицы измерения	Факт		Прогноз						
		2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Э год	млрд. кВт•ч	943,9	986,3	1006,8	1036,8	1072,5	1097,7	1126,1	1153,8	1179,3
$P_{мах}$ собств.	млн. кВт	150,0	149,2	153,9	158,9	164,6	168,8	173,0	177,4	181,4

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

Наименование	Единицы измерения	Факт		Прогноз						
		2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Э год	млрд. кВт•ч	915,6	956,4	976,3	1005,0	1038,2	1062,4	1089,8	1116,6	1140,9
$P_{мах}$ собств.	млн. кВт	145,8	145,1	149,6	154,4	159,8	163,8	167,9	172,2	176,0
$T_{мах}$ год.	час/год	6279	6592	6525	6508	6498	6486	6490	6486	6482

В таблицах 2.1 и 2.2 не учтены спрос на электрическую энергию и мощность Николаевского энергоузла ввиду не предусматриваемого его присоединения к сетям энергосистемы Хабаровского края в рассматриваемый перспективный период.

По данным таблицы 2.1 максимальная электрическая нагрузка ЕЭС России на 2017 год прогнозируется на уровне 181,4 млн. кВт, что соответствует среднегодовым темпам прироста нагрузки за 2011-2017 годы около 2,8 %.

На рисунке 2.1 представлен график изменения прогнозных максимальных электрических нагрузок ЕЭС России.

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

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

Далее представлены характеристики перспективных режимов потребления электрической энергии по каждой из ОЭС.

ОЭС Северо-Запада

Доля ОЭС Северо-Запада в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2011 году составит 9,6 % и 9,4 % в 2017 году. В 2011 году собственный максимум электрической нагрузки может достигнуть значения 15 млн. кВт, к 2017 году – 17,2 млн. кВт. Среднегодовой прирост максимума нагрузки за 2011–2017 годы прогнозируется на уровне 2,1 %.

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	Единицы измерения	Факт		Прогноз						
		2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Э год	млрд. кВт•ч	88,8	92,7	93,9	96,5	98,8	100,7	102,6	105,0	107,4

Наименование	Единицы измерения	Факт		Прогноз						
		2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
$P_{мах}$ собств.	млн. кВт	14,5	14,9	15,0	15,4	15,8	16,1	16,4	16,9	17,2
$T_{мах}$ год.	час/год	6090	6224	6276	6261	6255	6247	6241	6229	6236
$P_{мах}$ совм.	млн. кВт	14,3	14,7	14,8	15,3	15,7	16,0	16,3	16,7	17,1
$T_{мах}$ совм.	час/год	6175	6309	6327	6311	6305	6297	6291	6280	6288

Изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Северо-Запада представлено на рисунке 2.2.

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

ОЭС Центра

В 2011 году доля ОЭС Центра в общем потреблении мощности ЕЭС России может составить 24,2 %; а в 2017 году – 24,7 %. В 2011 году собственный максимум электрической нагрузки региона прогнозируется на уровне 37,9 млн. кВт, к 2017 году – 45,7 млн. кВт. Среднегодовой прирост максимумов нагрузки за 2011–2017 годы прогнозируется на уровне 3,1 %.

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	Единицы измерения	Факт		Прогноз						
		2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Э год	млрд. кВт•ч	209,1	219,2	224,6	233,2	242,5	248,8	255,5	262,8	269,4
$P_{мах}$ собств.	млн. кВт	36,9	36,9	37,9	39,4	41,0	42,2	43,4	44,6	45,7
$T_{мах}$ год.	час/год	5665	5940	5929	5923	5908	5892	5892	5892	5894
$P_{мах}$ совм.	млн. кВт	36,8	36,6	37,2	38,7	40,2	41,5	42,6	43,8	44,9
$T_{мах}$ совм.	час/год	5680	5988	6038	6032	6018	6001	6001	6002	6004

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.

На рисунке 2.3 приведено изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Центра на 2011–2017 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 может составить 11,2 % в 2011 году и незначительно снизится к 2017 году – до 11 %. К 2011 году собственный максимум электрической нагрузки составит

17,4 млн. кВт, к 2017 году – 20,1 млн. кВт. Среднегодовой прирост максимумов нагрузки за 2011–2017 годы прогнозируется на уровне 2,6 %.

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	Единицы измерения	Факт		Прогноз						
		2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Э год	млрд. кВт•ч	99,3	105,0	107,0	110,4	113,8	116,3	118,4	120,8	123,3
$P_{мах}$ собств.	млн. кВт	17,4	16,8	17,4	18,0	18,5	19,0	19,3	19,7	20,1
$T_{мах}$ год.	час/год	5705	6253	6158	6138	6139	6136	6133	6136	6138
$P_{мах}$ совм.	млн. кВт	17,4	16,2	17,3	17,9	18,5	18,9	19,2	19,6	20,0
$T_{мах}$ совм.	час/год	5705	6476	6183	6163	6163	6161	6158	6161	6163

На рисунке 2.4 приведено изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Средней Волги на 2011–2017 годы.

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

ОЭС Юга

Доля ОЭС Юга в 2011 году составит порядка 8,9 % по потреблению мощности от общей максимальной нагрузки ЕЭС России. К 2017 году доля

энергосистемы в максимуме ЕЭС России увеличится до 9,5 %. В 2011 году собственный максимум электрической нагрузки прогнозируется на уровне 14,2 млн. кВт, к 2017 году – 18 млн. кВт. Среднегодовой прирост максимумов нагрузки за 2011–2017 годы прогнозируется на уровне 4,1 %.

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	Единицы измерения	Факт		Прогноз						
		2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Э год	Млрд. кВт•ч	78,1	82,4	85,0	89,3	95,2	98,5	100,9	103,7	106,2
$P_{мах}$ собств.	млн. кВт	13,3	13,6	14,2	15,0	16,0	16,6	17,0	17,5	18,0
$T_{мах}$ год.	час/год	5870	6039	5974	5965	5961	5946	5940	5933	5922
$P_{мах}$ совм.	млн. кВт	12,9	13,6	14,0	14,4	15,3	15,9	16,3	16,8	17,2
$T_{мах}$ совм.	час/год	6055	6051	6208	6202	6203	6190	6185	6178	6167

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

На рисунке 2.5 представлено изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Юга на 2011–2017 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 в 2011 году составит 23,6 % и в 2017 году – 22,7%. Собственный максимум электрической нагрузки в 2011 году прогнозируется на уровне 36,6 млн.кВт, к 2017 году – на уровне 41,5 млн.кВт. Среднегодовой прирост максимумов нагрузки за 2011–2017 годы прогнозируется на уровне 2,1 %.

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	Единицы измерения	Факт		Прогноз						
		2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Э год	млрд. кВт•ч	239,3	248,7	252,4	257,6	263,7	268,7	273,5	278,0	283,1
$P_{мах}$ собств.	млн. кВт	35,6	35,9	36,6	37,5	38,5	39,3	40,1	40,8	41,5
$T_{мах}$ год.	час/год	6635	6923	6901	6871	6851	6834	6828	6822	6816
$P_{мах}$ совм.	млн. кВт	35,2	34,6	36,3	37,2	38,2	39,0	39,8	40,1	41,2
$T_{мах}$ совм.	час/год	6710	7188	6953	6922	6902	6885	6879	6873	6867

На рисунке 2.6 представлено изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Урала на 2011 – 2017 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 в 2011 году составит 19,7 % и в 2017 году останется на прежнем уровне. Собственный максимум электрической нагрузки к 2011 году прогнозируется на уровне 31,7 млн. кВт, к 2017 году – на уровне 37,6 млн. кВт. Среднегодовой прирост максимумов нагрузки за 2011–2017 годы прогнозируется на уровне 2,5%.

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	Единицы измерения	Факт		Прогноз						
		2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Э год	млрд. кВт•ч	200,9	208,4	213,4	217,9	224,2	229,3	238,7	246,3	251,5
P_{max} собств.	млн. кВт	31,1	31,7	32,0	32,6	33,5	34,3	35,6	36,8	37,6
T_{max} год.	час/год	6460	6564	6675	6675	6682	6680	6706	6702	6693
P_{max} совм.	млн. кВт	29,2	29,3	30,3	30,9	31,8	32,5	33,7	34,8	35,6
T_{max} совм.	час/год	6880	7119	7047	7048	7056	7054	7080	7074	7065

На рисунке 2.7 представлено изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Сибири и чисел часов их использования на 2011 – 2017 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 в 2011 году составит 2,8%, а к в 2017 году увеличится до 3%. Собственный максимум электрической нагрузки ОЭС Востока (без Николаевского энергоузла) в 2011 году прогнозируется на уровне 5,2 млн. кВт, к 2017 году – 6,6 млн. кВт. Среднегодовые темпы прироста максимума электрической нагрузки за 2011– 2017 годы составят около 3,5 %.

В таблице 3.9 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Востока.

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

Наименование	Единицы измерения	Факт		Прогноз						
		2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Э год	млрд. кВт•ч	28,2	29,9	30,5	31,9	34,3	35,3	36,3	37,1	38,4
$P_{мах}$ собств.	млн. кВт	5,0	5,2	5,2	5,5	5,9	6,0	6,2	6,4	6,6
$T_{мах}$ год.	час/год	5715	5736	5820	5782	5823	5854	5843	5822	5835
$P_{мах}$ совм.	млн. кВт	4,0	4,1	4,3	4,5	4,8	5,0	5,1	5,2	5,4
$T_{мах}$ совм.	час/год	7210	7411	7078	7031	7080	7119	7105	7080	7095

На рисунке 2.8 представлено изменение прогнозных максимальных электрических нагрузок ОЭС Востока на 2011 – 2017 годы.

Рисунок 2.8. Прогнозные максимальные электрические нагрузки ОЭС Востока

Отчетные и перспективные показатели режимов потребления электрической энергии Николаевского энергоузла на 2011 – 2017 годы представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10. Отчетные и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии Николаевского энергоузла

Наименование	Единицы измерения	Факт		Прогноз						
		2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Э год	млрд. кВт•ч	0,248	0,242	0,250	0,253	0,257	0,259	0,262	0,266	0,268
$P_{мах}$ собств.	млн. кВт	0,042	0,040	0,045	0,046	0,046	0,047	0,047	0,048	0,048
$T_{мах}$ год.	час/год	5905	6050	55554	5500	5587	5511	5574	5542	5583

Для сопоставимости балансов мощности в отчетном и прогнозных периодах в таблице 2.11 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ОЭС Востока с учетом Николаевского энергоузла.

Таблица 2.11 Прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Востока с учетом Николаевского энергоузла

Наименование	Единицы измерения	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Э год	млрд. кВт•ч	30,726	32,136	34,540	35,606	36,560	37,389	38,683
$P_{мах}$ собств.	млн. кВт	5,281	5,560	5,934	6,085	6,259	6,424	6,632
$T_{мах}$ год.	час/год	5818	5780	5820	5852	5841	5820	5833

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

Прогноз требуемого увеличения мощностей для удовлетворения спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада, Центра, Юга, Средней Волги, Урала, Сибири, входящих в состав ценовых зон оптового рынка электрической энергии (мощности), сформирован на основании порядка определения величины спроса на мощность для проведения долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и порядка определения плановых коэффициентов резервирования мощности в зонах (группах зон) свободного перетока электрической энергии (мощности). По ОЭС Востока, относящейся к неценовой зоне оптового рынка электрической энергии (мощности), – в соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281 (далее – Методические рекомендации).

Прогноз требуемого увеличения мощностей для удовлетворения спроса на электрическую энергию сформирован с учетом обеспечения необходимого резерва мощностей, рассчитанного с использованием значений (коэффициентов), установленных законодательством и/или определяемых в порядке, установленном законодательством (нормативный расчетный резерв мощности).

При оценке потребности в мощности для ОЭС европейской части ЕЭС России учитывается максимум потребления, совмещенный с ЕЭС, для ОЭС Сибири и Востока – максимум потребления, совмещённый с ЕЭС и собственный. При принятых уровнях и режимах потребления мощности прогнозируемый совмещенный максимум потребления (без учета экспорта) по ЕЭС России на уровне 2011 года составит 153,9 млн. кВт и возрастёт к 2017 году до 181,5 млн. кВт, а без учета ОЭС Востока – 149,6 и 176,0 млн. кВт соответственно.

Величина экспорта (импорта) мощности и электрической энергии из ЕЭС России принята на основе имеющихся договоров и предварительных соглашений по данным ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС».

Экспортные поставки из ЕЭС России в 2012-2017 годах предусматриваются в объеме 1,37 млн. кВт/10,2 млрд. кВт•ч. Прогнозируемые объемы экспорта мощности на час годового совмещенного максимума ЕЭС и годовые объемы передаваемой электрической энергии с указанием стран, в которые осуществляются экспортные поставки, представлены в таблице 3.1.

На период до 2017 года сохраняются традиционные направления экспортных поставок мощности и электрической энергии в Финляндию (0,45 млн. кВт/3,94 млрд. кВт•ч), страны Балтии (0,3 млн. кВт/ 2,64 млрд. кВт•ч), Беларусь (0,5 млн. кВт/3 млрд. кВт•ч), Монголию (0,06 млн. кВт/0,25 млрд. кВт•ч).

Из ОЭС Юга предусматриваются поставки мощности и электрической энергии в Грузию в объеме 0,03 млн. кВт/0,13 млрд. кВт•ч. Из ОЭС Востока в рассматриваемый период осуществляется приграничный экспорт в Китай в объеме 0,002 млн. кВт/0,02 млрд. кВт•ч.

Гарантированные экспортные поставки в Казахстан в рассматриваемой перспективе планируются в объеме 0,005 млн. кВт/0,04 млрд. кВт•ч.

Импорт мощности и электрической энергии в период до 2017 года связан в основном с режимными перетоками из Азербайджана (в ночные часы), Грузии (передача в период паводка) и Монголии (ночной и сезонный провал нагрузки потребителей), суммарный объем которых на уровне 2017 года оценивается 0,65 млн. кВт/2,12 млрд. кВт•ч (таблица 3.2).

Таблица 3.1. Прогноз экспорта электрической энергии и мощности по ОЭС и ЕЭС России

Наименование	2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.	
	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность
	Млн. кВт•ч	МВт	Млн. кВт•ч	МВт	Млн. кВт•ч	МВт	Млн. кВт•ч	МВт	Млн. кВт•ч	МВт	Млн. кВт•ч	МВт	Млн. кВт•ч	МВт
ЕЭС России, всего	**20 239**	**3 480**	**10 165,5**	**1 370**	**10 165,5**	**1 370**	**10 165,5**	**1 370**	**10 165,5**	**1 370**	**10 165,5**	**1 370**	**10 165,5**	**1 370**
ОЭС Северо-Запада	**14 600**	**2 050**	**6 577**	**750**	**6 577**	**750**	**6 577**	**750**	**6 577**	**750**	**6 577**	**750**	**6 577**	**750**
Финляндия	9 600	1 450	3 942	450	3 942	450	3 942	450	3 942	450	3 942	450	3 942	450
Балтия	5 000	600	2 635	300	2 635	300	2 635	300	2 635	300	2 635	300	2 635	300
ОЭС Центра	**3 300**	**500**	**3 000**	**500**	**3 000**	**500**	**3 000**	**500**	**3 000**	**500**	**3 000**	**500**	**3 000**	**500**
Беларусь	3 300	500	3 000	500	3 000	500	3 000	500	3 000	500	3 000	500	3 000	500
ОЭС Средней Волги	**0**	**0**	**40**	**5**	**40**	**5**	**40**	**5**	**40**	**5**	**40**	**5**	**40**	**5**
Казахстан			40	5	40	5	40	5	40	5	40	5	40	5
ОЭС Юга	**430**	**570**	**132**	**30**	**132**	**30**	**132**	**30**	**132**	**30**	**132**	**30**	**132**	**30**
Грузия	130	400	132	30	132	30	132	30	132	30	132	30	132	30
Азербайджан	20	100												
Южная Осетия	130	35												
Турция	150	35												
ОЭС Урала	**500**	**100**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Казахстан	500	100												
ОЭС Сибири	**210**	**90**	**399**	**83**	**399**	**83**	**399**	**83**	**399**	**83**	**399**	**83**	**399**	**83**
Монголия	210	90	251	63	251	63	251	63	251	63	251	63	251	63
Казахстан			148	20	148	20	148	20	148	20	148	20	148	20
ОЭС Востока	**1 199**	**170**	**17,5**	**2**	**17,5**	**2**	**17,5**	**2**	**17,5**	**2**	**17,5**	**2**	**17,5**	**2**
Китай	1 199	170	17,5	2	17,5	2	17,5	2	17,5	2	17,5	2	17,5	2

Таблица 3.2. Прогноз импорта электрической энергии и мощности по ОЭС и ЕЭС России

Наименование	2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.	
	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность
	Млн. кВт•ч	МВт	Млн. кВт•ч	МВт	Млн. кВт•ч	МВт	Млн. кВт•ч	МВт	Млн. кВт•ч	МВт	Млн. кВт•ч	МВт	Млн. кВт•ч	МВт
ЕЭС России, всего	**1 620**	**600**	**1 920**	**600**	**1 920**	**600**	**1 920**	**600**	**2 120**	**650**	**2 120**	**650**	**2 120**	**650**
ОЭС Юга	**800**	**500**	**1 400**	**500**	**1 400**	**500**	**1 400**	**500**	**1 600**	**550**	**1 600**	**550**	**1 600**	**550**
Азербайджан	200	100	400	100	400	100	400	100	600	150	600	150	600	150
Грузия	600	400	1 000	400	1 000	400	1 000	400	1 000	400	1 000	400	1 000	400
ОЭС Урала	**800**	**100**	**500**	**100**	**500**	**100**	**500**	**100**	**500**	**100**	**500**	**100**	**500**	**100**
Казахстан	800	100	500	100	500	100	500	100	500	100	500	100	500	100
ОЭС Сибири	**20**		**20**		**20**		**20**		**20**		**20**		**20**	
Монголия	20		20		20		20		20		20		20	

Нормативный расчетный резерв мощности (с учетом экспортных поставок) на час максимума ЕЭС по различным ОЭС в процентах от максимума потребления представлен в таблице 3.3. По ОЭС Сибири и Востока резерв мощности приведён на собственный максимум потребления ОЭС.

Абсолютная величина резерва мощности в ЕЭС России (с учетом экспортных поставок) на уровне 2011 года должна составить 39,7 млн. кВт, на уровне 2017 года – 43,8 млн. кВт.

Таблица 3.3. Нормативный расчетный резерв мощности (с учетом экспортных поставок), %

ОЭС	%						
	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ОЭС Северо-Запада	37,6	28,6	28,5	28,4	28,2	28,1	28,0
ОЭС Центра	25,6	25,5	25,4	25,3	25,3	25,2	25,1
ОЭС Средней Волги	21,9	21,9	21,9	21,8	21,8	21,8	21,8
ОЭС Юга	29,0	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1
ОЭС Урала	23,1	23,0	23,0	22,9	22,9	22,9	22,8
ОЭС Сибири	24,0	24,0	23,9	23,9	23,8	23,8	23,8
ОЭС Востока	25,2	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ЕЭС России	25,8	24,4	24,3	24,3	24,3	24,2	24,2

Изменение спроса на мощность по ОЭС и ЕЭС России в 2011-2017 годах представлено на рисунке 3.1 и в таблице 3.4.

Рисунок3.1. Спрос на мощность в ЕЭС России

Таблица 3.4. Спрос на мощность, млн. кВт

	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ОЭС Северо-Запада							
Максимум нагрузки	14836	15295	15668	15989	16310	16717	17077
Нормативный расчетный резерв мощности	5573	4376	4461	4533	4606	4697	4779
в т. ч. экспорт (справочно)	2050	750	750	750	750	750	750
Спрос на мощность - всего	**20409**	**19671**	**20129**	**20522**	**20916**	**21414**	**21856**
ОЭС Центра							
Максимум нагрузки	37204	38657	40298	41464	42583	43783	44878
Нормативный расчетный резерв мощности	9523	9848	10231	10500	10758	11032	11281
в т. ч. экспорт (справочно)	500	500	500	500	500	500	500
Спрос на мощность - всего	**46727**	**48505**	**50529**	**51964**	**53341**	**54815**	**56159**
ОЭС Средней Волги							
Максимум нагрузки	17299	17920	18465	18882	19233	19616	20015
Нормативный расчетный резерв мощности	3788	3922	4036	4124	4198	4278	4360
в т. ч. экспорт (справочно)	0	5	5	5	5	5	5
Спрос на мощность - всего	**21087**	**21842**	**22501**	**23006**	**23431**	**23894**	**24375**
ОЭС Юга							
Максимум нагрузки	13699	14397	15346	15912	16322	16784	17213
Нормативный расчетный резерв мощности	3973	3609	3855	3998	4100	4213	4318
в т. ч. экспорт (справочно)	570	30	30	30	30	30	30
Спрос на мощность - всего	**17672**	**18006**	**19201**	**19910**	**20422**	**20997**	**21531**
ОЭС Урала							
Максимум нагрузки	36302	37218	38210	39035	39762	40453	41218
Нормативный расчетный резерв мощности	8388	8577	8782	8953	9104	9248	9407
в т. ч. экспорт (справочно)	0	0	0	0	0	0	0
Спрос на мощность - всего	**44690**	**45795**	**46992**	**47988**	**48866**	**49701**	**50625**
ОЭС Сибири							
Максимум нагрузки	30282	30920	31770	32505	33718	34817	35601
Нормативный расчетный резерв мощности	7316	7449	7638	7800	8072	8318	8491
в т. ч. экспорт (справочно)	90	83	83	83	83	83	83
Спрос на мощность - всего	**37598**	**38369**	**39408**	**40305**	**41790**	**43135**	**44092**
ОЭС Востока							
Максимум нагрузки	4351	4581	4896	5022	5168	5305	5476
Нормативный расчетный резерв мощности	1127	1010	1079	1107	1139	1169	1207
в т. ч. экспорт (справочно)	170	2	2	2	2	2	2
Спрос на мощность - всего	**5478**	**5591**	**5975**	**6129**	**6307**	**6474**	**6683**
ЕЭС России							
Максимум нагрузки	153973	158988	164653	168809	173096	177475	181478
Нормативный расчетный резерв мощности	39688	38791	40082	41015	41977	42955	43843
в т. ч. экспорт (справочно)	3380	1370	1370	1370	1370	1370	1370

	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Спрос на мощность - всего	**193661**	**197779**	**204735**	**209824**	**215073**	**220430**	**225321**
ОЭС Сибири на собственный максимум нагрузки							
Максимум нагрузки	31972	32648	33546	34321	35596	36752	37578
Нормативный расчетный резерв мощности	7689	7831	8030	8202	8488	8746	8929
в т. ч. экспорт (справочно)	90	83	83	83	83	83	83
Спрос на мощность - всего	**39661**	**40479**	**41576**	**42523**	**44084**	**45498**	**46507**
ОЭС Востока на собственный максимум нагрузки							
Максимум нагрузки	5281	5560	5934	6085	6259	6424	6632
Нормативный расчетный резерв мощности	1332	1225	1307	1341	1379	1415	1461
в т. ч. экспорт (справочно)	170	2	2	2	2	2	2
Спрос на мощность - всего	**6613**	**6785**	**7241**	**7426**	**7638**	**7839**	**8093**
ЕЭС России (на собственный максимум ОЭС Сибири и Востока)							
Максимум нагрузки	156593	161695	167467	171688	176065	180529	184611
Нормативный расчетный резерв мощности	40266	39388	40702	41651	42633	43629	44535
в т. ч. экспорт (справочно)	3380	1370	1370	1370	1370	1370	1370
Спрос на мощность - всего	**196859**	**201083**	**208169**	**213339**	**218698**	**224158**	**229146**

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

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 2011-2017 годы сформирована с учетом вводов новых генерирующих мощностей в 2011–2017 годах и мероприятий по демонтажу, модернизации и реконструкции (перемаркировке) действующего генерирующего оборудования в соответствии с предложениями генерирующих компаний (ноябрь–декабрь 2010 года), а также с учетом вводов объектов генерации по договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок (по состоянию на 01.02.2011).

Планируемые объемы выводимой из эксплуатации генерирующей мощности на электростанциях ЕЭС России на 2011-2017 годы составят 7,83 млн. кВт, в том числе на АЭС – 0,83 млн. кВт (демонтаж третьего и четвертого энергоблоков на Нововоронежской АЭС (2х417 МВт) в энергосистеме Воронежской области ОЭС Центра в 2016 и 2017 годах), на гидроэлектростанциях (далее – ГЭС) – 0,03 млн. кВт и на тепловых электростанциях (далее – ТЭС) – 6,97 млн. кВт.

Объемы и структура демонтажа генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2011-2017 годы представлены в таблице 4.1, на рисунке 4.1 и в приложении № 2.

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

	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ЕЭС России, всего	**1133,0**	**713,7**	**342,0**	**963,9**	**1822,3**	**1549,0**	**1307,7**	**7831,6**
АЭС						417,0	417,0	834,0
ГЭС				15,1	15,1			30,2
ТЭС	1133,0	713,7	342,0	948,8	1807,2	1132,0	890,7	6967,4
в т.ч. ТЭЦ	869,0	635,7	242,0	694,8	1362,2	612,0	711,5	5127,2
КЭС*	264,0	78,0	100,0	254,0	445,0	520,0	179,2	1840,2
в т.ч. под замену	62,0	260,7	150,0	451,0	954,2	102,0	312,0	2291,9
ТЭС	62,0	260,7	150,0	451,0	954,2	102,0	312,0	2291,9
в т.ч. ТЭЦ	62,0	182,7	150,0	251,0	754,2	102,0	312,0	1813,9
КЭС		78,0		200,0	200,0			478,0
ОЭС Северо-Запада, всего		**234,0**		**153,9**	**172,1**	**160,0**	**85,5**	**805,5**
ГЭС				15,1	15,1			30,2
ТЭС		234,0		138,8	157,0	160,0	85,5	775,3
в т.ч. ТЭЦ		156,0		138,8	150,0	160,0	85,5	690,3
КЭС		78,0			7,0			85,0
в т.ч. под замену		78,0			60,0	25,0		163,0
ТЭС		78,0			60,0	25,0		163,0
в т.ч. ТЭЦ					60,0	25,0		85,0
КЭС		78,0						78,0

	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ОЭС Центра, всего	**50,0**	**96,5**	**92,0**	**60,0**	**208,0**	**947,0**	**429,0**	**1882,5**
АЭС						417,0	417,0	834,0
ТЭС	50,0	96,5	92,0	60,0	208,0	530,0	12,0	1048,5
в т.ч. ТЭЦ	50,0	96,5	92,0	60,0	180,0	110,0	12,0	600,5
КЭС					28,0	420,0		448,0
в т.ч. под замену	50,0	54,5		60,0		60,0	12,0	236,5
ТЭС	50,0	54,5		60,0		60,0	12,0	236,5
в т.ч. ТЭЦ	50,0	54,5		60,0		60,0	12,0	236,5
ОЭС Средней Волги, всего	**541,0**	**222,0**		**150,0**	**147,0**	**50,0**	**105,0**	**1215,0**
ТЭС	541,0	222,0		150,0	147,0	50,0	105,0	1215,0
в т.ч. ТЭЦ	541,0	222,0		150,0	147,0	50,0	105,0	1215,0
в т.ч. под замену		50,0		50,0				100,0
ТЭС		50,0		50,0				100,0
в т.ч. ТЭЦ		50,0		50,0				100,0
ОЭС Юга, всего	**453,0**	**18,0**			**20,0**		**129,2**	**620,2**
ТЭС	453,0	18,0			20,0		129,2	620,2
в т.ч. ТЭЦ	189,0	18,0			20,0		50,0	277,0
КЭС	264,0						79,2	343,2
ОЭС Урала, всего	**89,0**	**118,2**	**200,0**	**180,0**	**788,2**	**252,0**	**400,0**	**2027,4**
ТЭС	89,0	118,2	200,0	180,0	788,2	252,0	400,0	2027,4
в т.ч. ТЭЦ	89,0	118,2	100,0	180,0	638,2	152,0	300,0	1577,4
КЭС			100,0		150,0	100,0	100,0	450,0
в т.ч. под замену	12,0	58,2	100,0		553,2	17,0	300,0	1040,4
ТЭС	12,0	58,2	100,0		553,2	17,0	300,0	1040,4
в т.ч. ТЭЦ	12,0	58,2	100,0		553,2	17,0	300,0	1040,4
ОЭС Сибири, всего		**25,0**	**50,0**	**341,0**	**341,0**			**757,0**
ТЭС		25,0	50,0	341,0	341,0			757,0
в т.ч. ТЭЦ		25,0	50,0	141,0	141,0			357,0
КЭС				200,0	200,0			400,0
в т.ч. под замену		20,0	50,0	341,0	341,0			752,0
ТЭС		20,0	50,0	341,0	341,0			752,0
в т.ч. ТЭЦ		20,0	50,0	141,0	141,0			352,0
КЭС				200,0	200,0			400,0
ОЭС Востока, всего				**79,0**	**146,0**	**140,0**	**159,0**	**524,0**
ТЭС				79,0	146,0	140,0	159,0	524,0
в т.ч. ТЭЦ				25,0	86,0	140,0	159,0	410,0
КЭС				54,0	60,0			114,0

* - КЭС – конденсационные электростанции

Рисунок 4.1. Демонтаж генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования в ЕЭС России

Объем оборудования, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в конкурентном отборе мощности (далее – КОМ), составит: к 2012 году – 1,23 млн.кВт, к 2013 году – 2,72 млн.кВт, к 2014 году – 1,91 млн.кВт, к 2015 году – 2,02 млн.кВт, к 2016 году – 0,66 млн.кВт и к 2017 году – 0,3 млн.кВт, суммарно за 2012-2017 годы – 8,84 млн.кВт.

В таблице 4.2 и на рисунке 4.2 представлены объемы оборудования ТЭС, которое не будет допущено к КОМ, с выделением объемов оборудования, запланированного собственниками к выводу из эксплуатации. По ОЭС Востока, которая не входит в ценовые зоны и в которой не предусматривается проведение КОМ, в таблице 4.2 справочно приведены объемы оборудования, не соответствующие минимальным техническим требованиям для участия в КОМ.

Таблица 4.2. Объемы оборудования ТЭС, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в КОМ*, МВт

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ЕЭС России							
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	1256,5	2775,4	1940	2022,7	658,5	311,3	8964,4
в т.ч. запланированное к демонтажу	39	129	314	191,2	397	139	1209,2
ОЭС Северо-Запада							
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	209	122	110	186	77	46	750

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
в т.ч. запланированное к демонтажу	0	0	88	0	0	0	88
ОЭС Центра							
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	218,3	413	214	211	25	56	1137,3
в т.ч. запланированное к демонтажу	0	9	0	27	0	0	36
ОЭС Средней Волги							
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	158	306	226	67	25	0	782
в т.ч. запланированное к демонтажу	12	0	70	42	25	0	149
ОЭС Юга							
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	60	124,2	58	61	75	42	420,2
в т.ч. запланированное к демонтажу	0	0	22	0	25	42	89
ОЭС Урала							
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	450,7	1081	1065	678,2	184,5	107,3	3566,7
в т.ч. запланированное к демонтажу	27	100	127	122,2	175	85	636,2
ОЭС Сибири							
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	132,5	678,2	235	819,5	272	48	2185,2
в т.ч. запланированное к демонтажу	0	20	0	0	172	0	192
ОЭС Востока							
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	28	51	32	0	0	12	123
в т.ч. запланированное к демонтажу	0	0	7	0	0	12	19

* - по ОЭС Востока информация представлена справочно

Рисунок 4.2. Демонтаж генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования на ТЭС в ЕЭС России и объемы оборудования ТЭС, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в КОМ

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2011-2017 годы представлены в приложении № 3.

Объемы и структура реконструкции генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2011-2017 годы представлены в приложении № 4.

Изменение мощности действующих электростанций ЕЭС России с учетом демонтажа устаревшего оборудования, планируемого присоединения (отсоединения) генерирующих объектов и изменения установленной мощности генерирующего оборудования после проведения реконструкции и модернизации представлено в таблице 4.3 и на рисунке 4.3.

Установленная мощность действующих электростанций по ЕЭС России к 2017 году снизится на 6,3 млн.кВт (с 214,9 млн.кВт в 2010 году до 208,6 млн.кВт в 2017 году).

Таблица 4.3. Изменение мощности действующих электростанций ЕЭС России (без учета ввода новых объектов генерации), МВт

	ФАКТ	**ПРОГНОЗ**						
	2010 г.	**2011 г.**	**2012 г.**	**2013 г.**	**2014 г.**	**2015 г.**	**2016 г.**	**2017 г.**
Мощность действующих электростанций - всего	**214868,6**	**213846,0**	**213743,6**	**213550,2**	**212794,1**	**211165,9**	**209763,4**	**208567,2**
АЭС	24266,0	24266,0	24266,0	24266,0	24266,0	24266,0	23849,0	23432,0

	ФАКТ	ПРОГНОЗ						
	2010 г.	**2011 г.**	**2012 г.**	**2013 г.**	**2014 г.**	**2015 г.**	**2016 г.**	**2017 г.**
ГЭС	44228,8	44266,6	44343,9	44452,4	44515,4	44596,4	44678,9	44778,9
ТЭС	146061,3	144999,3	144813,6	144509,6	143686,8	141977,6	140909,6	140028,9
ВИЭ	312,5	314,1	320,1	322,2	325,9	325,9	325,9	327,4
в т.ч. малые ГЭС	292,5	294,1	300,1	302,2	305,9	305,9	305,9	307,4
Демонтаж мощности		**1133,0**	**713,7**	**342,0**	**963,9**	**1822,3**	**1549,0**	**1307,7**
АЭС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	417,0	417,0
ГЭС		0,0	0,0	0,0	15,1	15,1	0,0	0,0
ТЭС		1133,0	713,7	342,0	948,8	1807,2	1132,0	890,7
ВИЭ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Присоединение (+), отсоединение (-)		**0,0**	**260,0**	**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		0,0	260,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ВИЭ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Перемаркировка		**58,5**	**147,5**	**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		9,5	5,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС		49,0	142,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ВИЭ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Реконструкция, модернизация и восстановление ресурса		**51,9**	**203,8**	**148,6**	**207,8**	**194,1**	**146,5**	**111,5**
АЭС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС		28,3	71,8	108,5	78,1	96,1	82,5	100,0
ТЭС		22,0	126,0	38,0	126,0	98,0	64,0	10,0
ВИЭ		1,6	6,0	2,1	3,7	0,0	0,0	1,5
в т.ч. малые ГЭС		1,6	6,0	2,1	3,7	0,0	0,0	1,5

Примечание: в составе возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) учитываются ветровые электростанции (далее – ВЭС), приливные электростанции (далее – ПЭС), ТЭЦ на биомассе (далее – БиоТЭЦ) и малые ГЭС (ГЭС с установленной мощностью 25 МВт и менее).

Рисунок 4.3. Изменение мощности действующих электростанций ЕЭС России

В 2010 году на электростанциях ЕЭС России было введено в эксплуатацию 2,88 млн. кВт. Структура вводов генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России в 2010 году приведена в таблице 4.4.

Таблица 4.4. Вводы мощности на электростанциях ОЭС и ЕЭС России в 2010 году

	Станцион-ный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
ЕЭС России			**2886,2**
ОЭС Северо-Запада			**605,83**
Калининградская ТЭЦ-2	№2	ПГУ*	425
Первомайская ТЭЦ-14		ПГУ	180
ДЭС** в Республике Коми		дизель-генератор	0,83
ОЭС Центра			**700,2**
ГРЭС-24	№1	ГТУ***	110
Сасовская ГТ-ТЭЦ	№1-2	ГТ-009	18
Шатурская ГРЭС	№7	ПГУ-400	393,4
Красавинская ТЭЦ	№1-4	ПГУ	63,8
Воронежская ТЭЦ-2		ПГУ	115,0
ОЭС Средней Волги			**110**
Самарская ГРЭС	№1	ПТ-12-2,9/0,6	12,0

	Станцион-ный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
Мордовцемент	№1-3	ПГУ	73,0
ТЭЦ Балаковского завода минеральных удобрений (блок-станция)		П-25-34/0,6	25,0
ОЭС Юга			**1124,5**
Ростовская АЭС	№2	ВВЭР	1000
Эшкаконская МГЭС	№ 1		0,6
Элистинская ГТ-ТЭЦ	№1-2	ГТ-009	18
Кашхатау ГЭС	№1-3		65,1
Шахтинская ГТЭС		ПГУ	40,8
ОЭС Урала			**201,57**
Пермская ТЭЦ-13	№4	ГТЭ-16ПА	16
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	№1-2	ГТУ009	18
Ноябрьская ПГЭ	№1	ПГУ	59,57
Ноябрьская ПГЭ	№2	ПГУ	60
Южно-Приобская ТЭЦ		ГТУ	48
ОЭС Сибири			**44,1**
Иркутская ТЭЦ-12	№2		6
ГТЭС ПС ГПП-3	№1	ГТУ	22,5
Белокурхинская ТЭЦ	№1-8	ГПА	15,6
ОЭС Востока			**100**
Партизанская ГРЭС	№2	К-100-90-6	100

* - ПГУ – парогазовая установка
** - ДЭС – дизельная электростанция
*** - ГТУ – газотурбинная установка

Вводы нового генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России в 2011–2017 годах предусматриваются в объеме 50,05 млн. кВт, в т.ч. на АЭС – 9,88 млн. кВт, на ГЭС – 4,09 млн. кВт, на ГАЭС – 0,98 млн. кВт, на ТЭС – 34,44 млн. кВт и на ВИЭ – 0,66 млн. кВт. Из общего объема запланированных вводов выделены генерирующие объекты с высокой вероятностью реализации.

Для целей настоящего документа к генерирующим объектам с высокой вероятностью реализации отнесены следующие генерирующие объекты:

– генерирующие объекты, строительство (реконструкция) которых осуществляется в соответствии с обязательствами, принятыми по договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок;

– генерирующие объекты, включенные в инвестиционные программы ОАО «Концерн Росэнергоатом», ОАО «РусГидро», ОАО «РАО ЭС Востока» и других компаний;

– генерирующие объекты, вводы которых учтены в балансе Федеральной службы по тарифам на 2011 год;

– генерирующие объекты, по которым имеются заключенные договоры об осуществлении технологического присоединения;

– генерирующие объекты, включенные в Сводный план-график мероприятий, направленных на повышение надежности энергосистемы Москвы и Московской области в 2010-2015 годах;

– генерирующие объекты с высокой степенью строительной готовности;

– генерирующие объекты, предложенные ОАО «СО ЕЭС» (ПГУ в Тарко-Сале, Уссурийская ТЭЦ).

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2011-2017 годы представлены в таблице 4.5, на рисунках 4.4, 4.5, 4.6 и в приложении № 5.

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2011-2017 годы представлены в приложении № 6.

Таблица 4.5. Вводы мощности на электростанциях ОЭС и ЕЭС России, МВт

	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего за 2011-2017 гг.
ЕЭС России - всего	**7754,3**	**5986,3**	**7756,9**	**11032,0**	**9630,1**	**5219,0**	**2674,0**	**50052,6**
в т.ч. с высокой вероятностью реализации	**7633,3**	**5844,2**	**6534,9**	**8577,0**	**7983,0**	**3306,0**	**1270,0**	**41148,4**
АЭС	1000,0		1180,0	3126,0	1180,0	2326,0	1070,0	9882,0
ГЭС		1999,8	1441,9	160,0	401,1		92,0	4094,8
ГАЭС		420,0	350,0	210,0				980,0
ТЭС	6740,1	3534,4	4741,3	7516,6	7499,0	2893,0	1512,0	34436,4
в т.ч. ТЭЦ	4077,0	2127,6	2929,5	4177,8	2041,0	1283,0	1352,0	17987,9
КЭС	2663,1	1406,8	1811,8	3338,8	5458,0	1610,0	160,0	16448,5
ВИЭ	14,2	32,1	43,7	19,4	550,0			659,4
в т.ч. ВЭС		23,0			550,0			573,0
ПЭС				12,0				12,0
Малые ГЭС	14,2	9,1	43,7	7,4				74,4
в т.ч. замена	352,5	301,5	912,0	1075,0	190,0	95,0	270,0	3196,0
ГЭС							30,0	30,0
ТЭС	352,5	301,5	912,0	1075,0	190,0	95,0	240,0	3166,0
в т.ч. ТЭЦ	352,5	61,5	722,0	220,0	360,0	95,0	240,0	2051,0
КЭС				805,0	310,0			1115,0
ОЭС Северо-Запада - всего	**1350,0**	**630,0**	**440,0**	**1845,8**	**163,8**	**2525,0**	**244,0**	**7198,6**
в т.ч. с высокой вероятностью реализации	**1350,0**	**630,0**	**410,0**	**1365,8**		**2426,0**		**6181,8**
АЭС				1176,0		2326,0		3502,0
ГЭС					43,8			43,8
ТЭС	1350,0	630,0	440,0	657,8	70,0	199,0	244,0	3590,8
в т.ч. ТЭЦ	650,0	630,0	440,0	657,8	70,0	199,0	244,0	2890,8
КЭС	700,0							700,0
ВИЭ				12,0	50,0			62,0
в т.ч. ВЭС					50,0			50,0
ПЭС				12,0				12,0

	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего за 2011-2017 гг.
в т.ч. замена					70,0	35,0		105,0
ТЭС					70,0	35,0		105,0
в т.ч. ТЭЦ					70,0	35,0		105,0
ОЭС Центра - всего	**2149,0**	**1157,6**	**1703,8**	**2393,8**	**2016,0**	**60,0**		**9480,2**
в т.ч. с высокой вероятностью реализации	**2099,0**	**1136,5**	**1603,8**	**2393,8**	**1930,0**			**9163,1**
АЭС	1000,0		1180,0		1180,0			3360,0
ГАЭС		420,0	210,0	210,0				840,0
ТЭС	1149,0	737,6	313,8	2183,8	836,0	60,0		5280,2
в т.ч. ТЭЦ	1059,0	412,6	50,0	1970,0	416,0	60,0		3967,6
КЭС	90,0	325,0	263,8	213,8	420,0			1312,6
в т.ч. замена		61,5	50,0			60,0		171,5
ТЭС		61,5	50,0			60,0		171,5
в т.ч. ТЭЦ		61,5	50,0			60,0		171,5
ОЭС Средней Волги - всего	**261,0**	**121,0**	**690,0**	**845,0**	**458,0**	**951,0**	**240,0**	**3566,0**
в т.ч. с высокой вероятностью реализации	**261,0**		**240,0**	**80,0**	**348,0**			**929,0**
ТЭС	261,0	121,0	690,0	845,0	458,0	951,0	240,0	3566,0
в т.ч. ТЭЦ	261,0	121,0	690,0	690,0	128,0	951,0	240,0	3081,0
КЭС				155,0	330,0			485,0
в т.ч. замена			240,0	145,0				385,0
ТЭС			240,0	145,0				385,0
в т.ч. ТЭЦ			240,0	100,0				340,0
КЭС				45,0				45,0
ОЭС Юга – всего	**1124,2**	**394,1**	**1291,7**	**1917,4**	**1397,3**	**420,0**	**1236,0**	**7780,7**
в т.ч. с высокой вероятностью реализации	**1124,2**	**394,1**	**1291,7**	**1257,4**	**370,0**	**420,0**	**1070,0**	**5927,4**
АЭС				1070,0			1070,0	2140,0
ГЭС			442,0		197,3		62,0	701,3
ГАЭС			140,0					140,0
ТЭС	1110,0	385,0	690,0	840,0	700,0	420,0	104,0	4249,0
в т.ч. ТЭЦ	710,0	385,0	370,0				104,0	1569,0
КЭС	400,0		320,0	840,0	700,0	420,0		2680,0
ВИЭ	14,2	9,1	19,7	7,4	500,0			550,4
в т.ч. ВЭС					500,0			500,0
Малые ГЭС	14,2	9,1	19,7	7,4				50,4
в т.ч. замена	110,0							110,0
ТЭС	110,0							110,0
в т.ч. ТЭЦ	110,0							110,0
ОЭС Урала - всего	**2858,1**	**1088,0**	**2143,0**	**2445,0**	**3853,0**	**533,0**	**624,0**	**13544,1**
в т.ч. с высокой вероятностью реализации	**2799,1**	**1088,0**	**1613,0**	**2445,0**	**3693,0**	**460,0**	**200,0**	**12298,1**
АЭС				880,0				880,0
ГЭС							30,0	30,0
ТЭС	2858,1	1088,0	2143,0	1565,0	3853,0	533,0	594,0	12634,1

	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Всего за 2011-2017 гг.
в т.ч. ТЭЦ	1397,0	220,0	915,0	295,0	955,0	73,0	594,0	4449,0
КЭС	1461,1	868,0	1228,0	1270,0	2898,0	460,0		8185,1
в т.ч. замена	242,5		420,0	515,0	115,0		270,0	1562,5
ГЭС							30,0	30,0
ТЭС	242,5		420,0	515,0	115,0		240,0	1532,5
в т.ч. ТЭЦ	242,5		420,0	65,0	115,0		240,0	1082,5
КЭС				450,0				450,0
ОЭС Сибири - всего	**12,0**	**2572,6**	**1135,9**	**1315,0**	**1397,0**	**730,0**	**260,0**	**7422,5**
в т.ч. с высокой вероятностью реализации		**2572,6**	**1023,9**	**765,0**	**1297,0**			**5658,5**
ГЭС		1999,8	999,9					2999,7
ТЭС	12,0	572,8	112,0	1315,0	1397,0	730,0	260,0	4398,8
в т.ч. ТЭЦ		359,0	112,0	455,0	287,0		100,0	1313,0
КЭС	12,0	213,8		860,0	1110,0	730,0	160,0	3085,8
ВИЭ			24,0					24,0
в т.ч. Малые ГЭС			24,0					24,0
в т.ч. замена			12,0	365,0	485,0			862,0
ТЭС			12,0	365,0	485,0			862,0
в т.ч. ТЭЦ			12,0	55,0	175,0			242,0
КЭС				310,0	310,0			620,0
ОЭС Востока - всего		**23,0**	**352,5**	**270,0**	**345,0**		**70,0**	**1060,5**
в т.ч. с высокой вероятностью реализации		**23,0**	**352,5**	**270,0**	**345,0**			**990,5**
ГЭС				160,0	160,0			320,0
ТЭС			352,5	110,0	185,0		70,0	717,5
в т.ч. ТЭЦ			352,5	110,0	185,0		70,0	717,5
ВИЭ		23,0						23,0
в т.ч. ВЭС		23,0						23,0

Наиболее значительный объем вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования до 2017 года планируется в ОЭС Центра (9,48 млн.кВт, в том числе с высокой вероятностью реализации – 9,16 млн.кВт) и в ОЭС Урала (13,54 млн.кВт, в том числе с высокой вероятностью реализации – 12,3 млн.кВт).

Рисунок 4.4. Вводы мощности на электростанциях ЕЭС России с выделением доли вводов с высокой вероятностью реализации

Рисунок 4.5. Вводы мощности на электростанциях ЕЭС России

Рисунок 4.6. Структура вводов мощности на электростанциях ЕЭС России по генерирующим компаниям

Развитие атомной энергетики в 2011-2017 годах предусматривается за счет установки новых энергоблоков на действующих АЭС (в том числе четвертый энергоблок типа водно-водяного энергетического реактора (далее – ВВЭР) мощностью 1000 МВт в 2011 году на Калининской АЭС, энергоблоки № 3 и № 4 типа ВВЭР мощностью 1070 МВт в 2014 и 2017 годах на Ростовской АЭС, четвертый энергоблок типа БН-880 в 2014 году на Белоярской АЭС), а также сооружения новых АЭС.

Сооружение АЭС на новых площадках предусматривается в:

– ОЭС Северо-Запада – Балтийской АЭС в Калининградской области (с вводом первого энергоблока типа ВВЭР-1200 мощностью 1150 МВт в 2016 году) и Ленинградской АЭС-2 (предзамена выбывающих в 2018 и 2020 годах энергоблоков по 1000 МВт на Ленинградской АЭС) с вводом первых двух энергоблоков типа ВВЭР-1200 мощностью 1176 МВт в 2014 и 2016 годах);

– ОЭС Центра – Нововоронежской АЭС-2 с вводом двух энергоблоков типа ВВЭР-1200 мощностью 1180 МВт в 2013 и 2015 годах.

В ОЭС Сибири планируется строительство Северской АЭС с вводом первого энергоблока типа ВВЭР-1200 мощностью 1198,8 МВт в 2018 году. В настоящее время получены лицензии на размещение двух блоков АЭС (ведутся работы по проектированию электростанции).

Вводы мощности на ГЭС ЕЭС России в 2011-2017 годах предусматриваются в объеме 4,09 млн.кВт.

В рассматриваемый перспективный период приоритетной задачей является завершение строительства ГЭС с высоким уровнем готовности ко вводу в эксплуатацию: Зарамагской ГЭС-1 в ОЭС Юга (342 МВт в 2013 году), Богучанской ГЭС в ОЭС Сибири (3000 МВт в 2012-2013 годах).

Значительные вводы ГЭС в европейской части России предусматриваются в ОЭС Юга (0,7 млн.кВт в период до 2017 года), в том числе с высокой вероятностью реализации: завершение сооружения Гоцатлинской ГЭС каскада Зирани (2х50 МВт в 2013 году), Зарамагской ГЭС-1 (2х171 МВт в 2013 году), а также прочие вводы: строительство ГЭС Зеленчукского каскада (Верхнекрасногорской ГЭС – 87,3 МВт в 2015 году и Нижнекрасногорской ГЭС – 62 МВт в 2017 году), ГЭС Голубые озёра Черек-Балкарского каскада – 2х55 МВт в 2015 году.

В связи с планируемым развитием атомной энергетики и, как следствие, увеличением потребности в маневренной мощности в европейской части России в 2011-2017 годах предусматривается строительство Загорской ГАЭС-2 в энергосистеме Москвы и Московской области ОЭС Центра (420 МВт в 2012 году, 210 МВт в 2013 году и 210 МВт в 2014 году) и Зеленчукской ГЭС-ГАЭС в энергосистеме Карачаево-Черкесской Республики ОЭС Юга (140 МВт в 2013 году).

Наибольший объем вводов ГЭС намечается в ОЭС Сибири, где планируется завершение строительства Богучанской ГЭС (6х333 МВт в 2012 году и 3х333 МВт в 2013 году, с достижением проектной установленной мощности 3000 МВт в 2013 году).

Приоритетным направлением технической политики в электроэнергетике России является применение парогазовых технологий при техническом перевооружении существующих и строительстве новых электростанций, а также создание оборудования, работающего на угле, с суперсверхкритическими параметрами острого пара.

В рассматриваемый перспективный период до 2017 года предусматривается ввод в эксплуатацию новых крупных энергоблоков (единичной мощностью 200 МВт и выше) с использованием парогазовых технологий:

– в ОЭС Северо-Запада: с высокой вероятностью реализации – на Юго-Западной ТЭЦ (ПГУ-200(Т) + ПГУ-300(Т)), Киришской ГРЭС (2хГТ-270), Южной ТЭЦ-22 (ПГУ-450(Т)); прочие вводы – на ТЭЦ «Парнас» (2хПГУ-240(Т));

– в ОЭС Центра: с высокой вероятностью реализации – на Владимирской ТЭЦ-2 (ПГУ-230(Т)), Череповецкой ГРЭС (ПГУ-420), Воронежской ТЭЦ-1 (ПГУ-223(Т)), Ивановских ПГУ (ПГУ-325), Тенинской водогрейной котельной (ПГУ-450(Т)), а также на электростанциях ОАО "Мосэнерго: ТЭЦ-12 (ПГУ-220(Т)), ТЭЦ-16 (ПГУ-420(Т)), ТЭЦ-20 (ПГУ-420(Т)) и ТЭЦ-26 (ПГУ-420 (Т));

– в ОЭС Средней Волги: с высокой вероятностью реализации – на Сызранской ТЭЦ (ПГУ-225(Т)); прочие вводы – на Автозаводской ТЭЦ (ПГУ-400(Т)) и Нижегородской ТЭЦ (2хПГУ-450(Т));

– в ОЭС Юга: с высокой вероятностью реализации – на Краснодарской ТЭЦ (ПГУ-410(Т)), Невинномысской ГРЭС (ПГУ-400) и Ставропольской ГРЭС (ПГУ-420);

– в ОЭС Урала: с высокой вероятностью реализации – на Уфимской ТЭЦ-5 (2хПГУ-220(Т)), Кировской ТЭЦ-3 (ПГУ-220(Т)), Яйвинской ГРЭС (ПГУ-422), Серовской ГРЭС (ПГУ-420), Среднеуральской ГРЭС (ПГУ-400(Т)), Нижнетуринской ГРЭС (2хПГУ-230), Ново-Богословской ТЭЦ (ПГУ-230(Т)), Академической ТЭЦ-1 (ПГУ-200(Т)), Сургутской ГРЭС-2 (2хПГУ-397), Уренгойской ГРЭС (ПГУ-450), Нижневартовской ГРЭС (2хПГУ-410), Няганской ТЭС (3хПГУ-418), Тюменской ТЭЦ-1 (ПГУ-230 + 2хПГУ-225), ПГУ в Тарко-Сале (2хПГУ-300), Ижевской ТЭЦ-1 (ПГУ-230(Т)), Челябинской ТЭЦ-3 (ПГУ-230(Т)), Южно-Уральской ГРЭС-2 (3хПГУ-400), Пермской ГРЭС (ПГУ-410); прочие вводы – на Ново-Салаватской ТЭЦ (ПГУ-420(Т) + ПГУ-240(Т)), Стерлитамакской ТЭЦ (ПГУ-200(Т)), Уфимской ТЭЦ-4 (ПГУ-220(Т));

– в ОЭС Сибири: прочие вводы – на Газовой ТЭС в Усть-Куте (2хПГУ-400).

Также в рассматриваемый период планируется ввод крупных (единичной мощностью 200 МВт и выше) энергоблоков на угле:

– в ОЭС Центра: с высокой вероятностью реализации – на Черепетской ГРЭС (2хК-225-130);

– в ОЭС Юга: с высокой вероятностью реализации – на Новочеркасской ГРЭС (К-330-240), прочие вводы – на Новоростовской ТЭС (3хК-330-240);

– в ОЭС Урала: с высокой вероятностью реализации – на Троицкой ГРЭС (К-660-300);

– в ОЭС Сибири: с высокой вероятностью реализации – на Березовской ГРЭС-1 (К-800-240) и Харанорской ГРЭС (К-225-140); прочие вводы – на Алтайской КЭС (К-330-300).

Развитие возобновляемых источников энергии в рассматриваемый перспективный период предусматривается в основном за счет строительства ветровых электростанций: с высокой вероятностью реализации – Дальневосточной ВЭС на острове Русский (23 МВт) в ОЭС Востока и прочих вводов – ветропарка «Нижняя Волга» (500 МВт) в ОЭС Юга. Также планируется строительство приливной Северной ПЭС (12 МВт) в ОЭС Северо-Запада и малых ГЭС в ОЭС Юга (суммарной мощностью 50,4 МВт до 2017 года) и в ОЭС Сибири (24 МВт).

В соответствии с предложениями нефтедобывающих компаний, а также ОАО «Корпорация Урал Промышленный – Урал полярный» и ОАО «РАО ЭС Востока» дополнительно предполагается ввести 3,9 млн.кВт на ТЭС. Объемы вводов генерирующих мощностей по предложениям компаний представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6. Дополнительные вводы мощности на электростанциях, МВт

Компания	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ОАО «Лукойл»	0	0	0	363	305	0	0	668
ОАО «НК «Роснефть»	146	60	147	0	104	0	0	457

Компания	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ОАО «Корпорация Урал Промышленный - Урал Полярный»	0	30	240	0	0	0	0	270
ОАО «ТНК ВР»	24	0	100,4	855	1246	0	0	2225,4
ОАО «РАО ЭС Востока»	0	0	0	170	0	127,5	0	297,5
Всего	170	90	487,4	1388	1655	127,5	0	3917,9

В настоящее время Центральный энергорайон энергосистемы Республики Саха (Якутия) (суммарная установленная мощность электростанций энергорайона на конец 2010 года составила 422,3 МВт) и Западный энергорайон энергосистемы Республики Саха (Якутия) (суммарная установленная мощность электростанций энергорайона составила 1090,2 МВт) работают изолированно от ЕЭС России. Южно-Якутский энергорайон работает в составе ОЭС Востока. В рассматриваемый перспективный период в Центральном энергорайоне предполагается строительство Якутской ТЭС-2 с вводом четырех ГТ-43 (170 МВт) в 2014 году и еще трех ГТ-43 (127,5 МВт) в 2016 году (по планам ОАО «РАО ЭС Востока»).

Объединение Центрального и Южно-Якутского энергорайонов намечается в 2013 году посредством сооружения ВЛ 220 кВ Томмот – Майя. В 2015 году намечается объединение Западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) с энергосистемой Иркутской области ОЭС Сибири с сооружением ВЛ 220 кВ Пеледуй – Чертово Корыто – Сухой Лог – Мамакан.

В настоящее время энергорайон г. Салехарда работает изолированно от ЕЭС России. ОАО «Корпорация Урал Промышленный – Урал Полярный» в 2012-2013 годах предполагает ввод ТЭС «Полярная» мощностью 270 МВт в данном регионе. В 2014 году предполагается присоединение энергорайона г. Салехард к ЕЭС России путем строительства ВЛ 220 кВ Салехард – Надым.

В данной работе Центральный и Западный энергорайоны энергосистемы Республики Саха (Якутия), а также энергорайон г. Салехарда не учитываются в установленной мощности ОЭС и ЕЭС России и в балансах мощности и электрической энергии.

Электростанции, предлагающиеся к строительству нефтедобывающими компаниями, не учитываются в суммарных вводах мощности по ЕЭС России как электростанции потребителя, работающие на его собственные нужды. К таким электростанциям относятся предлагаемые к строительству объекты ОАО «Лукойл», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «ТНК ВР».

Развитие промышленного производства в Чеченской Республике, строительство нефтеперерабатывающего завода, являющегося крупным потребителем электрической энергии и пара производственных параметров для обеспечения технологического цикла, требует сооружения генерирующих мощностей (в том числе объектов когенерации) на территории Чеченской Республики в период до 2017 года.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей в полном объеме установленная мощность электростанций ЕЭС России возрастет к 2017 году на 37 млн. кВт (16,7 %) и составит 258,6 млн. кВт. В 2011–2017 годах в структуре генерирующих мощностей ЕЭС России возрастет доля АЭС с 11,4 % до 12,9 %, доля ГЭС и ГАЭС снизится с 20 % до 19,3 %, доля ТЭС снизится с 68,5 % до 67,5 %, доля ВИЭ незначительно увеличится с 0,1% до 0,3%.

Структура установленной мощности электростанций по ОЭС и ЕЭС России в 2011-2017 годах представлена в таблице 4.7 и на рисунке 4.7.

Таблица 4.7. Установленная мощность электростанций по ОЭС и ЕЭС России, МВт

	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ЕЭС России	**221600,3**	**227484,2**	**235047,7**	**245323,6**	**253326,5**	**257143,0**	**258620,8**
АЭС	25266,0	25266,0	26446,0	29572,0	30752,0	32661,0	33314,0
ГЭС	43066,6	45143,7	46694,1	46917,1	47400,2	47482,7	47674,7
ГАЭС	1200,0	1620,0	1970,0	2180,0	2180,0	2180,0	2180,0
ТЭС	151739,4	155088,1	159525,4	166219,2	172009,0	173834,0	174465,3
в т.ч. ТЭЦ	84172,0	85815,9	88576,4	92225,4	93002,2	93472,2	94222,7
КЭС	67428,4	69133,2	70810,0	73854,8	78867,8	80222,8	80103,6
дизельные	139,0	139,0	139,0	139,0	139,0	139,0	139,0
ВИЭ	328,3	366,4	412,2	435,3	985,3	985,3	986,8
в т.ч. ВЭС	8,5	31,5	31,5	31,5	581,5	581,5	581,5
ПЭС	1,1	1,1	1,1	13,1	13,1	13,1	13,1
БиоТЭЦ	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
малые ГЭС	309,0	324,1	369,9	381,0	381,0	381,0	382,5
ОЭС Северо-Запада	**22892,3**	**23306,1**	**23759,6**	**25455,9**	**25456,1**	**27824,1**	**27982,6**
АЭС	5760,0	5760,0	5760,0	6936,0	6936,0	9262,0	9262,0
ГЭС	2858,5	2876,3	2889,8	2877,7	2914,9	2917,9	2917,9
ТЭС	14195,6	14591,6	15031,6	15550,6	15463,6	15502,6	15661,1
в т.ч. ТЭЦ	9801,0	10275,0	10715,0	11234,0	11154,0	11193,0	11351,5
КЭС	4306,3	4228,3	4228,3	4228,3	4221,3	4221,3	4221,3
дизельные	88,3	88,3	88,3	88,3	88,3	88,3	88,3
ВИЭ	78,2	78,2	78,2	91,6	141,6	141,6	141,6
в т.ч. ВЭС	5,1	5,1	5,1	5,1	55,1	55,1	55,1
ПЭС	1,1	1,1	1,1	13,1	13,1	13,1	13,1
малые ГЭС	72,0	72,0	72,0	73,4	73,4	73,4	73,4
ОЭС Центра	**51980,4**	**53298,5**	**54920,3**	**57314,1**	**59132,1**	**58255,1**	**57836,1**
АЭС	12834,0	12834,0	14014,0	14014,0	15194,0	14777,0	14360,0
ГЭС	633,8	633,8	643,8	643,8	653,8	663,8	673,8
ГАЭС	1200,0	1620,0	1830,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0
ТЭС	37298,3	38196,4	38418,2	40602,0	41230,0	40760,0	40748,0
в т.ч. ТЭЦ	20548,9	20862,0	20820,0	22730,0	22966,0	22916,0	22904,0
КЭС	16749,4	17334,4	17598,2	17872,0	18264,0	17844,0	17844,0
ВИЭ	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3
в т.ч. БиоТЭЦ	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
малые ГЭС	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
ОЭС Средней Волги	**26164,2**	**26141,7**	**26867,7**	**27583,7**	**27919,7**	**28850,7**	**29015,7**

	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
АЭС	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	6785,5	6805,0	6841,0	6862,0	6887,0	6917,0	6947,0
ТЭС	15306,5	15264,5	15954,5	16649,5	16960,5	17861,5	17996,5
в т.ч. ТЭЦ	13000,5	12958,5	13648,5	14188,5	14169,5	15070,5	15205,5
КЭС	2306,0	2306,0	2306,0	2461,0	2791,0	2791,0	2791,0
ВИЭ	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
в т.ч. ВЭС	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
ОЭС Юга	**18247,5**	**18696,6**	**20022,4**	**21990,2**	**23388,1**	**23845,6**	**25003,9**
АЭС	2000,0	2000,0	2000,0	3070,0	3070,0	3070,0	4140,0
ГЭС	5373,0	5404,0	5878,0	5926,1	6144,0	6161,5	6253,5
ГАЭС			140,0	140,0	140,0	140,0	140,0
ТЭС	10666,2	11069,2	11759,2	12599,2	13279,2	13719,2	13714,0
в т.ч. ТЭЦ	4229,0	4596,0	4966,0	4966,0	4946,0	4966,0	5040,0
КЭС	6437,2	6473,2	6793,2	7633,2	8333,2	8753,2	8674,0
ВИЭ	208,3	223,4	245,2	254,9	754,9	754,9	756,4
в т.ч. ВЭС	1,0	1,0	1,0	1,0	501,0	501,0	501,0
малые ГЭС	207,3	222,4	244,2	253,9	253,9	253,9	255,4
ОЭС Урала	**46134,5**	**47117,3**	**49072,3**	**51343,3**	**54421,1**	**54712,1**	**54956,1**
АЭС	600,0	600,0	600,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	1811,4	1820,4	1832,4	1838,4	1851,4	1861,4	1911,4
ТЭС	43700,8	44674,6	46617,6	48002,6	51067,4	51348,4	51542,4
в т.ч. ТЭЦ	16323,8	16429,6	17244,6	17359,6	17676,4	17597,4	17891,4
КЭС	27377,0	28245,0	29373,0	30643,0	33391,0	33751,0	33651,0
ВИЭ	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3
в т.ч. ВЭС	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
малые ГЭС	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
ОЭС Сибири	**46934,8**	**49654,4**	**50780,3**	**51808,3**	**52932,3**	**53735,3**	**54000,3**
ГЭС	22264,4	24264,2	25269,1	25269,1	25274,1	25281,1	25286,1
ТЭС	24665,4	25385,2	25482,2	26510,2	27629,2	28425,2	28685,2
в т.ч. ТЭЦ	16439,3	16865,3	16947,3	17315,3	17524,3	17270,3	17370,3
КЭС	8180,5	8474,3	8489,3	9149,3	10059,3	11109,3	11269,3
дизельные	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
ВИЭ	5,0	5,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
в т.ч. малые ГЭС	5,0	5,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
ОЭС Востока	**9246,6**	**9269,6**	**9625,1**	**9828,1**	**10077,1**	**9920,1**	**9826,1**
ГЭС	3340,0	3340,0	3340,0	3500,0	3675,0	3680,0	3685,0
ТЭС	5906,6	5906,6	6262,1	6305,1	6379,1	6217,1	6118,1
в т.ч. ТЭЦ	3829,5	3829,5	4235,0	4432,0	4566,0	4459,0	4460,0
КЭС	2072,0	2072,0	2022,0	1868,0	1808,0	1753,0	1653,0
дизельные	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
ВИЭ		23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
в т.ч. ВЭС		23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0

Рисунок 4.7. Структура установленной мощности на электростанциях ЕЭС России

VI. Балансы мощности и электрической энергии ОЭС и ЕЭС России на перспективный период 2011-2017 годы

Балансы мощности по энергообъединениям 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 ЕЭС и на час прохождения собственного максимума ОЭС. Баланс мощности ОЭС Востока рассчитан на собственный максимум потребления, а также приведен условный баланс мощности ОЭС Востока на совмещенный с ЕЭС максимум нагрузки. В сводном балансе по ЕЭС России максимум потребления ОЭС Сибири и ОЭС Востока учтены на совмещенный максимум потребления ЕЭС России.

При прогнозируемом совмещенном максимуме потребления и нормативном расчетном резерве мощности (с учетом гарантированного экспорта) спрос на мощность по ЕЭС России увеличится с ожидаемого 193,7 млн. кВт в 2011 году до 225,3 млн. кВт на уровне 2017 года.

В целом по ЕЭС России установленная мощность электростанций при заданном развитии генерирующих мощностей за 2011–2017 годы (глава V) возрастет с фактической величины 214,9 млн. кВт в 2010 году на 43,7 млн.кВт и составит 258,6 млн.кВт в 2017 году. В структуре установленной мощности доля АЭС увеличится относительно фактических 11,3 % в 2010 году до прогнозных 12,9 % в 2017 году, доля мощности ГЭС (с учетом ГАЭС и малых ГЭС) снизится с 20,7 % до 19,4 %, доля ТЭС – с 68,0% до 67,5 %, доля ВЭС и ПЭС к 2017 году оценивается 0,2 %.

При расчетах балансов мощности учтены следующие факторы снижения использования установленной мощности электростанций:

– ограничения на использование мощности действующих электростанций всех типов, представляющие собой разность между установленной и располагаемой мощностью, которую может развивать оборудование этих электростанций в период зимнего максимума нагрузки;

– неучастие в покрытии максимума нагрузки мощности оборудования, введенного после прохождения максимума нагрузки;

– 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;

– недоиспользование мощности возобновляемых источников энергии (ветровые электростанции).

Ограничения установленной мощности на ТЭС связаны с техническим состоянием оборудования, его конструктивными дефектами, несоответствием производительности отдельного оборудования (сооружений) 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.

Ограничения установленной мощности ГЭС связаны с техническим состоянием оборудования, дополнительными требованиями по охране окружающей среды, снижением располагаемого напора ниже расчетного из-за проектной сезонной сработки водохранилища, ледового подпора, незавершенностью строительных мероприятий по нижнему бьефу отдельных ГЭС.

Величина прогнозируемых ограничений мощности снижается в результате технического перевооружения действующих электростанций с 18,3 млн.кВт в 2011 году до 14,6 млн.кВт в 2017 году (с учетом снятия ограничений на Саяно-Шушенской ГЭС).

Прогнозные ежегодные объемы вводов генерирующего оборудования после прохождения зимнего максимума в 2011-2017 годах составляют от 0,5 до 3,3 млн. кВт или 6-30% от суммарного объема вводов в соответствующем году.

Избытки мощности в ряде энергосистем при недостаточной пропускной способности внешних электрических связей приводят к наличию «запертой» мощности. В период до 2017 года прогнозируется наличие «запертой» мощности в энергосистемах ОЭС Северо-Запада (энергосистемы Республики Коми и Мурманской области) и в энергосистеме Иркутской области ОЭС Сибири. Величина «запертой» мощности с ростом потребительской нагрузки и развитием электрических связей снижается с 2,5 млн. кВт в 2011 году до 0,1 млн. кВт в 2017 году.

Располагаемая мощность ветровых электростанций в период прохождения максимума нагрузки учитывается как недоиспользуемая мощность возобновляемых источников энергии, величина которой с вводом ветропарков «Нижняя Волга» в энергосистеме Волгоградской области и Воркутинских ВЭС в энергосистеме Республики Коми составит в 2016-2017 годах 0,6 млн. кВт.

Величина мощности, не участвующая в результате названных выше факторов в балансе на час прохождения максимума потребления по ЕЭС России, изменяется в диапазоне 16,3-21,3 млн. кВт, что составляет 6,3-9,6% от установленной мощности электростанций ЕЭС России.

В результате, в обеспечении балансов мощности может участвовать мощность электростанций ЕЭС России в размере 200,3 млн. кВт на уровне 2011 года и 242,3 млн.кВт на уровне 2017 года, что превышает спрос на мощность на 6,7-9,6 млн. кВт в 2011-2013 годах (порядка 3,5-4,8% от прогнозируемого спроса), 15,2-19,1 млн.кВт в 2014-2016 годах (порядка 7,2-8,6% от прогнозируемого спроса) и около 17 млн. кВт в 2017 году (7,5%).

Баланс мощности по ЕЭС России без ОЭС Востока в период до 2017 года складывается с избытком резерва мощности в размере 3,0-15,7 млн. кВт, что составляет 1,6-7,4% от спроса на мощность.

Баланс мощности по Европейской части ЕЭС России (с ОЭС Урала) в 2011-2017 годах складывается с избытком резерва мощности в объеме 6,2-14,2 млн. кВт (4-8%).

В приложении № 7 приведены перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России на 2011–2017 годы.

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.

В приложении № 8 приведены данные по региональной структуре перспективных балансов мощности на 2011–2017 годы.

При прогнозируемой потребности в ОЭС Северо-Запада баланс мощности в 2011-2013 годах складывается с избытком резерва мощности 0,4-2,2 млн.кВт. При намеченном развитии тепловых электростанций и с вводом мощности на Ленинградской АЭС-2 и Балтийской АЭС в ОЭС Северо-Запада создаются избытки нормативного расчетного резерва мощности, величина которых возрастет с 3,1 млн. кВт в 2014 году до 4,6 млн. кВт в 2017 году. В балансах мощности ОЭС Юга в 2011–2013 годах складывается с дефицитом резерва мощности 0,6–1,1 млн. кВт. Покрытие дефицита резерва мощности предусматривается обеспечивать за счет получения мощности из ОЭС Центра и Средней Волги. С 2014 года в ОЭС Юга возникают избытки резерва мощности в размере 1,0–1,9 млн. кВт.

В ОЭС Центра и Средней Волги при заданном развитии электростанций балансы мощности в 2011–2017 годах складываются с превышением нормативного расчетного резерва мощности.

ОЭС Урала в 2011 году самобалансируется. На уровне 2012 года образуется дефицит резерва мощности порядка 0,3 млн. кВт, покрытие которого может быть обеспечено за счет получения мощности из ОЭС Средней Волги. В 2013-2017 годах при реализации намеченной программы развития электростанций в ОЭС Урала создаются избытки нормативного расчетного резерва мощности 0,2–3,5 млн. кВт.

На территории энергосистемы Тюменской области, Ямало-Ненецкого автономного округа, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры предусмотрен ввод мощности 4,9 млн. кВт за 2011-2017 годы, в том числе на ТЭС в Тарко-Сале (2хПГУ-300 в 2015 году) для повышения надежности энергоснабжения Северного и Ноябрьского энергорайонов Ямало-Ненецкого автономного округа.

В балансе мощности ОЭС Сибири в 2011 году на час прохождения максимума нагрузки ЕЭС дефицит нормативного расчетного резерва мощности составит 3,6 млн. кВт, снижающийся к 2013 году до 0,2 млн.кВт. В 2014–2017 годах в энергообъединении возникают избытки мощности в размере 0,7-1,5 млн. кВт. На час прохождения собственного максимума дефицит нормативного расчетного резерва мощности в 2011 году оценивается 5,7 млн.кВт и может быть частично покрыт из ЕЭС России по существующей линии 220 кВ Томск – Нижневартовск (энергопитание северных районов энергосистемы Томской области порядка 0,2 млн.кВт) и по электрическим связям Урал – Казахстан – Сибирь (до 2,3 млн.кВт с учетом возможного импорта из Казахстана). В рассматриваемый период (2011–2017 годы) планируется восстановление Саяно-Шушенской ГЭС, строительство Богучанской ГЭС и ввод около 4,4 млн. кВт на тепловых электростанциях. При принятом развитии электростанций дефицит

нормативного расчетного резерва мощности в ОЭС Сибири на час собственного максимума будет сокращаться с 2,7 млн. кВт в 2012 году до 1 млн. кВт в 2017 году. Покрытие этого дефицита с 2012 года может обеспечиваться также напрямую из ОЭС Урала с учетом строящихся на территории России транзитов 500 кВ Восход – Ишим (Витязь) – Курган и Томская – Парабель – Советско-Соснинская (Чапаевск) – Нижневартовская ГРЭС (2016 г.).

Баланс мощности ОЭС Востока на собственный максимум потребления до 2017 года складывается с превышением прогнозируемого спроса на мощность на 1,6-2,6 млн.кВт. В состав рекомендуемых вводов включена Уссурийская ТЭЦ, строительство которой имеет важное значение для обеспечения надежного электроснабжения потребителей юга Приморья. Кроме того, улучшится качество теплоснабжения и экологическая обстановка в г. Уссурийске за счет закрытия небольших городских котельных.

Таблица 5.1. Баланс мощности ЕЭС России

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	1009602,0	1040042,0	1075993,0	1102085,0	1130467,0	1158147,0	1183693,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,1	3,0	3,5	2,4	2,6	2,4	2,2
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	153973,0	158988,0	164653,0	168809,0	173096,0	177475,0	181478,0
Число часов использования максимума	час	6557	6542	6535	6529	6531	6526	6523
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс.кВт	39688,0	38791,0	40082,0	41015,0	41977,0	42955,0	43843,0
в т.ч. экспорт (справочно)	тыс.кВт	3380,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	25,8	24,4	24,3	24,3	24,3	24,2	24,2
ИТОГО потребность	**тыс.кВт**	**193661,0**	**197779,0**	**204735,0**	**209824,0**	**215073,0**	**220430,0**	**225321,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	221600,3	227484,2	235047,7	245323,6	253326,5	257143,0	258620,8
АЭС	тыс.кВт	25266,0	25266,0	26446,0	29572,0	30752,0	32661,0	33314,0
ГЭС	тыс.кВт	44266,6	46763,7	48664,1	49097,1	49580,2	49662,7	49854,7
ТЭС	тыс.кВт	151739,4	155088,1	159525,4	166219,2	172009,0	173834,0	174465,3
ВИЭ	тыс.кВт	328,3	366,4	412,2	435,3	985,3	985,3	986,8
в т. ч. ВЭС	тыс.кВт	8,5	31,5	31,5	31,5	581,5	581,5	581,5
ПЭС	тыс.кВт	1,1	1,1	1,1	13,1	13,1	13,1	13,1
БиоТЭЦ	тыс.кВт	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
Малые ГЭС	тыс.кВт	309,0	324,1	369,9	381,0	381,0	381,0	382,5
Ограничения мощности на конец года	тыс.кВт	18336,6	16321,1	16589,6	16649,9	16563,3	14641,3	14632,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	465,0	1726,0	2976,5	3325,0	3297,3	2292,0	1000,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на расчетный максимум	тыс.кВт	2,1	25,1	25,1	37,1	37,1	587,1	587,1
Запертая мощность	тыс.кВт	2450,0	2050,0	1568,0	290,0	260,0	130,0	110,0

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс.кВт**	**200346,6**	**207362,0**	**213888,5**	**225021,6**	**233168,8**	**239492,6**	**242291,3**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ (-) резервов	**тыс.кВт**	**6685,6**	**9583,0**	**9153,5**	**15197,6**	**18095,8**	**19062,6**	**16970,3**

Таблица 5.2. Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	978876,0	1007906,0	1041453,0	1066479,0	1093907,0	1120758,0	1145010,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,1	3,0	3,3	2,4	2,6	2,5	2,2
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	149622,0	154407,0	159757,0	163787,0	167928,0	172170,0	176002,0
Число часов использования максимума	час	6542	6528	6519	6511	6514	6510	6506
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс.кВт	38561,0	37781,0	39003,0	39908,0	40838,0	41786,0	42636,0
в т.ч. экспорт (справочно)	тыс.кВт	3210,0	1368,0	1368,0	1368,0	1368,0	1368,0	1368,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	25,8	24,5	24,4	24,4	24,3	24,3	24,2
ИТОГО потребность	**тыс.кВт**	**188183,0**	**192188,0**	**198760,0**	**203695,0**	**208766,0**	**213956,0**	**218638,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	212353,7	218214,6	225422,6	235495,5	243249,4	247222,9	248794,7
АЭС	тыс.кВт	25266,0	25266,0	26446,0	29572,0	30752,0	32661,0	33314,0
ГЭС	тыс.кВт	40926,6	43423,7	45324,1	45597,1	45905,2	45982,7	46169,7
ТЭС	тыс.кВт	145832,8	149181,5	153263,3	159914,1	165629,9	167616,9	168347,2
ВИЭ	тыс.кВт	328,3	343,4	389,2	412,3	962,3	962,3	963,8
в т. ч. ВЭС	тыс.кВт	8,5	8,5	8,5	8,5	558,5	558,5	558,5
ПЭС	тыс.кВт	1,1	1,1	1,1	13,1	13,1	13,1	13,1
БиоТЭЦ	тыс.кВт	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
Малые ГЭС	тыс.кВт	309,0	324,1	369,9	381,0	381,0	381,0	382,5
Ограничения мощности на конец года	тыс.кВт	18274,7	16199,2	16467,7	16490,3	16403,7	14526,7	14517,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	465,0	1726,0	2624,0	3135,0	3297,3	2292,0	1000,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на расчетный максимум	тыс.кВт	2,1	2,1	2,1	14,1	14,1	564,1	564,1
Запертая мощность	тыс.кВт	2450,0	2050,0	1568,0	290,0	260,0	130,0	110,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс.кВт**	**191161,9**	**198237,3**	**204760,8**	**215566,1**	**223274,3**	**229710,1**	**232602,8**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ (-) резервов	**тыс.кВт**	**2978,9**	**6049,3**	**6000,8**	**11871,1**	**14508,3**	**15754,1**	**13964,8**

Таблица 5.3. Баланс мощности европейской зоны ЕЭС России

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	765473,0	789995,0	817283,0	837201,0	855184,0	874450,0	893492,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,0	3,2	3,5	2,4	2,1	2,3	2,2
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	119340,0	123487,0	127987,0	131282,0	134210,0	137353,0	140401,0
Число часов использования максимума	час	6414	6397	6386	6377	6372	6366	6364
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс.кВт	31245,0	30332,0	31365,0	32108,0	32766,0	33468,0	34145,0
в т.ч. экспорт (справочно)	тыс.кВт	3120,0	1285,0	1285,0	1285,0	1285,0	1285,0	1285,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	26,2	24,6	24,5	24,5	24,4	24,4	24,3
ИТОГО потребность	**тыс.кВт**	**150585,0**	**153819,0**	**159352,0**	**163390,0**	**166976,0**	**170821,0**	**174546,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	165418,9	168560,2	174642,3	183687,2	190317,1	193487,6	194794,4
АЭС	тыс.кВт	25266,0	25266,0	26446,0	29572,0	30752,0	32661,0	33314,0
ГЭС	тыс.кВт	18662,2	19159,5	20055,0	20328,0	20631,1	20701,6	20883,6
ТЭС	тыс.кВт	121167,4	123796,3	127781,1	133403,9	138000,7	139191,7	139662,0
ВИЭ	тыс.кВт	323,3	338,4	360,2	383,3	933,3	933,3	934,8
в т. ч. ВЭС	тыс.кВт	8,5	8,5	8,5	8,5	558,5	558,5	558,5
ПЭС	тыс.кВт	1,1	1,1	1,1	13,1	13,1	13,1	13,1
БиоТЭЦ	тыс.кВт	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
Малые ГЭС	тыс.кВт	304,0	319,1	340,9	352,0	352,0	352,0	353,5
Ограничения мощности на конец года	тыс.кВт	6932,5	6252,7	6234,8	6257,4	6179,8	6174,8	6160,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	465,0	1354,5	2512,0	2735,0	3077,3	1562,0	900,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на расчетный максимум	тыс.кВт	2,1	2,1	2,1	14,1	14,1	564,1	564,1
Запертая мощность	тыс.кВт	850,0	450,0	370,0	290,0	260,0	130,0	110,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс.кВт**	**157169,3**	**160500,9**	**165523,4**	**174390,7**	**180785,9**	**185056,7**	**187059,5**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ (-) резервов	**тыс.кВт**	**6584,3**	**6681,9**	**6171,4**	**11000,7**	**13809,9**	**14235,7**	**12513,5**

Учитывая систематические переносы сроков ввода электростанций и объектов электросетевого хозяйства, 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 для 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 оборудования, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в КОМ.

Суммарный объем оборудования, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в КОМ, составит на уровне 2017 года 8,96 млн. кВт, включая запланированное собственниками к демонтажу оборудование в объеме 1,21 млн. кВт (подробнее – в Главе V).

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

– обеспечение надежного тепло- и энергоснабжения 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 энергопринимающих устройств потребителей.

Целесообразно предварительно рассмотреть возможность вывода из эксплуатации рассматриваемого оборудования в схемах и программах развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, разрабатываемых 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 перспективного развития электроэнергетики».

Дополнительно проведен анализ балансов мощности для варианта развития генерирующих мощностей, имеющих только высокую вероятность реализации (Глава V), величина которых оценивается 41,1 млн. кВт за 2011-2017 годы (против полной программы вводов 50,1 млн. кВт). В таблицах 5.4. - 5.6. представлены балансы мощности по ЕЭС России и балансы мощности по европейской зоне ЕЭС России для этого варианта.

В 2011–2017 годах избытки резерва мощности в ЕЭС России для варианта развития генерирующих мощностей, имеющих только высокую вероятность реализации, значительно ниже, чем в варианте с полной программой вводов. Так, на уровне 2017 года избыток резерва мощности в ЕЭС России (без ОЭС Востока) составляет 5,6 млн. кВт в рассматриваемом варианте против 14,0 млн. кВт в варианте с полной программой вводов. Кроме того, к 2017 году возможно появление дефицита резерва мощности в ОЭС Средней Волги (0,5 млн. кВт) против избытка резерва 2,3 млн. кВт в варианте с полной программой вводов, а также дефицита резерва в ОЭС Сибири (на час прохождения совмещенного максимума с ЕЭС) 0,3 млн. кВт против избытка 1,5 млн. кВт в варианте с полными вводами.

Балансы мощности ОЭС Востока в обоих вариантах практически совпадают.

Таким образом, в варианте балансов мощности только с вводами, имеющими высокую вероятность реализации (снижение объемов вводов за 2011-2017 годы на 8,9 млн. кВт), значительно сократятся избытки мощности в ЕЭС России. В рассматриваемый период нормативный резерв мощности в дефицитных энергообъединениях может быть обеспечен за счет перетоков мощности между ОЭС.

При этом необходимо отметить, что в составе установленной мощности учтен объем оборудования, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в КОМ, в размере 7,8 млн. кВт на уровне 2017 года.

Таблица 5.4. Баланс мощности ЕЭС России с учетом только вводов с высокой вероятностью реализации

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	1009602,0	1040042,0	1075993,0	1102085,0	1130467,0	1158147,0	1183693,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,1	3,0	3,5	2,4	2,6	2,4	2,2
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	153973,0	158988,0	164653,0	168809,0	173096,0	177475,0	181478,0
Число часов использования максимума	час	6557	6542	6535	6529	6531	6526	6523
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс.кВт	39688,0	38791,0	40082,0	41015,0	41977,0	42955,0	43843,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс.кВт	3380,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	25,8	24,4	24,3	24,3	24,3	24,2	24,2
ИТОГО потребность	**тыс.кВт**	**193661,0**	**197779,0**	**204735,0**	**209824,0**	**215073,0**	**220430,0**	**225321,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	221415,2	226724,0	232960,9	240700,0	246977,7	248728,7	248786,0
АЭС	тыс.кВт	25266,0	25266,0	26446,0	29572,0	30752,0	32661,0	33314,0
ГЭС	тыс.кВт	44242,1	46675,2	48473,1	48828,0	48973,9	48973,9	48973,9
ТЭС	тыс.кВт	151580,4	154424,0	157639,3	161878,1	166829,9	166671,9	166076,2
ВИЭ	тыс.кВт	326,7	358,8	402,5	421,9	421,9	421,9	421,9
в т. ч. ВЭС	тыс.кВт	8,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
ПЭС	тыс.кВт	1,1	1,1	1,1	13,1	13,1	13,1	13,1
БиоТЭЦ	тыс.кВт	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
Малые ГЭС	тыс.кВт	307,4	316,5	360,2	367,6	367,6	367,6	367,6
Ограничения мощности на конец года	тыс.кВт	18451,9	16427,4	16644,3	16677,2	16542,2	14626,7	14586,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	453,0	1726,0	1854,5	2335,0	2270,0	560,0	200,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на расчетный максимум	тыс.кВт	2,1	25,1	25,1	37,1	37,1	37,1	37,1
Запертая мощность	тыс.кВт	2450,0	2050,0	1568,0	290,0	260,0	130,0	110,0
ИТОГО покрытие	**тыс.кВт**	**200058,2**	**206495,5**	**212869,0**	**221360,7**	**227868,4**	**233374,9**	**233852,1**

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
максимума нагрузки								
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ (-) резервов	**тыс.кВт**	**6397,2**	**8716,5**	**8134,0**	**11536,7**	**12795,4**	**12944,9**	**8531,1**

Таблица 5.5. Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом только вводов с высокой вероятностью реализации

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	978876,0	1007906,0	1041453,0	1066479,0	1093907,0	1120758,0	1145010,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,1	3,0	3,3	2,4	2,6	2,5	2,2
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	149622,0	154407,0	159757,0	163787,0	167928,0	172170,0	176002,0
Число часов использования максимума	час	6542	6528	6519	6511	6514	6510	6506
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс.кВт	38561,0	37781,0	39003,0	39908,0	40838,0	41786,0	42636,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс.кВт	3210,0	1368,0	1368,0	1368,0	1368,0	1368,0	1368,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	25,8	24,5	24,4	24,4	24,3	24,3	24,2
ИТОГО потребность	**тыс.кВт**	**188183,0**	**192188,0**	**198760,0**	**203695,0**	**208766,0**	**213956,0**	**218638,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс.кВт	212168,6	217454,4	223335,8	230871,9	236915,6	238828,6	239054,9
АЭС	тыс.кВт	25266,0	25266,0	26446,0	29572,0	30752,0	32661,0	33314,0
ГЭС	тыс.кВт	40902,1	43335,2	45133,1	45328,0	45313,9	45313,9	45313,9
ТЭС	тыс.кВт	145673,8	148517,4	151377,2	155573,0	160450,8	160454,8	160028,1
ВИЭ	тыс.кВт	326,7	335,8	379,5	398,9	398,9	398,9	398,9
в т. ч. ВЭС	тыс.кВт	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
ПЭС	тыс.кВт	1,1	1,1	1,1	13,1	13,1	13,1	13,1
БиоТЭЦ	тыс.кВт	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
Малые ГЭС	тыс.кВт	307,4	316,5	360,2	367,6	367,6	367,6	367,6
Ограничения мощности на конец года	тыс.кВт	18390,0	16305,5	16522,4	16517,6	16382,6	14512,1	14472,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	453,0	1726,0	1502,0	2145,0	2270,0	560,0	200,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на расчетный максимум	тыс.кВт	2,1	2,1	2,1	14,1	14,1	14,1	14,1
Запертая мощность	тыс.кВт	2450,0	2050,0	1568,0	290,0	260,0	130,0	110,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс.кВт**	**190873,5**	**197370,8**	**203741,3**	**211905,2**	**217988,9**	**223612,4**	**224258,6**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ (-) резервов	**тыс.кВт**	**2690,5**	**5182,8**	**4981,3**	**8210,2**	**9222,9**	**9656,4**	**5620,6**

Таблица 5.6. Баланс мощности Европейской зоны ЕЭС России с учетом только вводов с высокой вероятностью реализации

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	765473,0	789995,0	817283,0	837201,0	855184,0	874450,0	893492,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,0	3,2	3,5	2,4	2,1	2,3	2,2
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	119340,0	123487,0	127987,0	131282,0	134210,0	137353,0	140401,0
Число часов использования максимума	час	6414	6397	6386	6377	6372	6366	6364
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	31245,0	30332,0	31365,0	32108,0	32766,0	33468,0	34145,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	3120,0	1285,0	1285,0	1285,0	1285,0	1285,0	1285,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	26,2	24,6	24,5	24,5	24,4	24,4	24,3
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**150585,0**	**153819,0**	**159352,0**	**163390,0**	**166976,0**	**170821,0**	**174546,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	165231,8	167838,0	172710,5	179768,6	184793,3	186690,3	186916,6
АЭС	тыс. кВт	25266,0	25266,0	26446,0	29572,0	30752,0	32661,0	33314,0
ГЭС	тыс. кВт	18637,7	19071,0	19869,0	20063,9	20049,8	20049,8	20049,8
ТЭС	тыс. кВт	121006,4	123170,2	126045,0	129762,8	133621,6	133609,6	133182,9
ВИЭ	тыс. кВт	321,7	330,8	350,5	369,9	369,9	369,9	369,9
в т. ч. ВЭС	тыс. кВт	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
ПЭС	тыс. кВт	1,1	1,1	1,1	13,1	13,1	13,1	13,1
БиоТЭЦ	тыс. кВт	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
Малые ГЭС	тыс. кВт	302,4	311,5	331,2	338,6	338,6	338,6	338,6
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	7010,8	6322,0	6287,5	6282,7	6184,7	6158,2	6118,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	453,0	1354,5	1502,0	2145,0	2150,0	560,0	200,0
Недоиспользование мощности ГЭС на расчетный максимум	тыс. кВт	2,1	2,1	2,1	14,1	14,1	14,1	14,1
Запертая мощность	тыс. кВт	850,0	450,0	370,0	290,0	260,0	130,0	110,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс. кВт**	**156915,9**	**159709,4**	**164548,9**	**171036,8**	**176184,5**	**179828,0**	**180474,3**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ (-) резервов	**тыс. кВт**	**6330,9**	**5890,4**	**5196,9**	**7646,8**	**9208,5**	**9007,0**	**5928,3**

Балансы электрической энергии по ЕЭС и ОЭС России рассчитаны для варианта реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей в полном объеме и сформированы с учетом следующих расчетных условий:

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

– выработка АЭС определена с учетом предложений ОАО «Концерн Росэнергоатом» по прогнозу выработки электрической энергии на действующих и новых АЭС в 2011-2017 годах.

Структура производства электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России приведена в таблице 5.7.

Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России относительно фактических величин 2010 г. (1004,7 млрд. кВт•ч) возрастет на 187 млрд. кВт•ч (до 1191,7 млрд. кВт•ч) в 2017 году. Прирост выработки будет обеспечен на 35% от АЭС, на 51% – от ТЭС и на 14% – от ГЭС и ВИЭ.

Таблица 5.7. Структура производства электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России

ОЭС	Единицы измерения	ПРОГНОЗ											
		2011 г.				2013 г.				2017 г.			
		АЭС	ГЭС	ТЭС	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	Всего
Северо-Запада	млрд. кВт•ч	40,1	12,8	55,1	108,0	42,3	12,6	49,6	104,6	56,1	12,7	50,1	119,0
	%	37,1	11,9	51,0	100,0	40,5	12,1	47,4	100,0	47,2	10,7	42,1	100,0
Центра	млрд. кВт•ч	82,5	3,5	152,0	238,0	96,2	4,0	158,4	258,6	107,7	4,5	159,2	271,4
	%	34,7	1,5	63,9	100,0	37,2	1,5	61,3	100,0	39,7	1,6	58,7	100,0
Средней Волги	млрд. кВт•ч	30,4	21,8	57,8	110,0	30,7	20,3	62,8	113,8	30,5	20,3	72,6	123,4
	%	27,6	19,8	52,6	100,0	27,0	17,9	55,1	100,0	24,7	16,5	58,8	100,0
Юга	млрд. кВт•ч	15,2	20,6	43,9	79,7	15,2	20,4	49,3	84,9	30,9	22,7	51,3	104,9
	%	19,1	25,8	55,1	100,0	17,9	24,0	58,1	100,0	29,5	21,6	48,9	100,0
Урала	млрд. кВт•ч	3,9	5,4	243,7	253,1	4,3	5,0	254,9	264,2	11,1	5,0	266,4	282,5
	%	1,5	2,2	96,3	100,0	1,6	1,9	96,5	100,0	3,9	1,8	94,3	100,0
Европейская часть ЕЭС	**млрд. кВт•ч**	172,1	64,0	552,6	788,7	188,7	62,4	575,0	826,1	236,3	65,2	599,6	901,1
	%	21,8	8,1	70,1	100,0	22,9	7,5	69,6	100,0	26,2	7,3	66,5	100,0
Сибири	млрд. кВт•ч	0,0	86,4	121,2	207,6	0,0	103,0	120,5	223,5	0,0	107,3	144,6	251,9
	%	0,0	41,6	58,4	100,0	0,0	46,1	53,9	100,0	0,0	42,6	57,4	100,0
Востока	млрд. кВт•ч	0,0	9,1	22,9	31,9	0,0	11,5	23,0	34,5	0,0	13,2	25,5	38,7
	%	0,0	28,4	71,6	100,0	0,0	33,3	66,7	100,0	0,0	34,1	65,9	100,0
ЕЭС России, всего	**млрд. кВт•ч**	172,1	159,5	696,6	1 028,2	188,7	177,0	718,5	1084,2	236,3	185,7	769,7	1191,7
	%	16,7	15,5	67,8	100,0	17,4	16,3	66,3	100,0	19,8	15,6	64,6	100,0

Укрупненная структура изменения производства электрической энергии в ЕЭС России по типам электростанций в рассматриваемый период приведена в таблице 5.8 и рисунке 5.1.

Таблица 5.8. Укрупнённая структура производства электрической энергии в ЕЭС России

	Единицы измерения	Выработка электрической энергии 2010 г.	Прирост за 2011-2017 гг.	Выработка электрической энергии 2017 г.
Всего, в т.ч.	млрд. кВт•ч	1004,7	187,0	1191,7
	%	100,0	100,0	100,0
АЭС	млрд. кВт•ч	170,3	66,0	236,3
	%	16,9	35,3	19,8
ГЭС и ВИЭ	млрд. кВт•ч	158,9	26,8	185,7
	%	15,8	14,3	15,6
ТЭС	млрд. кВт•ч	675,5	94,2	769,7
	%	67,3	50,4	64,6

Рисунок 5.1. Укрупнённая структура производства электрической энергии в ЕЭС России

В прогнозируемой структуре производства электрической энергии по ЕЭС России доля АЭС увеличится с 16,9% в 2010 году до 19,8% в 2017 году, доля ТЭС снизится с 67,3% до 64,6%, доля ГЭС практически не изменится и составит 15,8-15,6% (таблица 6.7).

По энергообъединениям определилась следующая динамика изменения структуры производства электрической энергии за период с 2010 по 2017 год:

– в ОЭС Северо-Запада значительный рост доли АЭС в производстве электрической энергии – с 37,7% в 2010 году до 47,2% в 2017 году и снижение доли ТЭС с 49,5% до 42,1%. При этом прогнозируемый прирост суммарного производства электрической энергии в ОЭС Северо-Запада за 2011-2017 годы (17,6 млрд. кВт•ч) полностью обеспечивается от АЭС (18 млрд. кВт•ч);

– в ОЭС Центра рост доли АЭС за рассматриваемый период оценивается 4,3% (с 35,4% в отчетном 2010 году до 39,7% в 2017 году), снижение доли ТЭС – 4,3% (с 63% в отчетном 2010 году до 58,7 % в 2017году);

– в ОЭС Юга прирост доли АЭС в производстве электрической энергии за рассматриваемый период составит 18,5 млрд. кВт•ч (с 16,5% в 2010 году до 29,5% в 2017 году). Долевое участие ТЭС снизится с 57,3% в 2010 году до 48,9% в 2017 году при росте абсолютной величины выработки ТЭС с 43,1 млрд. кВт•ч до 51,3 млрд. кВт•ч.

В целом по ЕЭС России баланс электрической энергии в 2011-2017 годах обеспечивается при следующих годовых числах часов использования установленной мощности АЭС и ТЭС (таблица 5.9, с округлением):

Таблица 5.9. Число часов использования установленной мощности электростанций ЕЭС России

	Годовое число часов использования установленной мощности электростанций ЕЭС								
	ФАКТ		**ПРОГНОЗ**						
	2009 г.	**2010 г.**	**2011 г.**	**2012 г.**	**2013 г.**	**2014 г.**	**2015 г.**	**2016 г.**	**2017 г.**
АЭС	7000	7000	6800	7200	7100	7300	7300	7000	7100
ТЭС	4300	4600	4600	4500	4500	4300	4200	4300	4400

В приложении № 9 представлены перспективные балансы электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России на 2011-2017 годы, баланс электрической энергии по ЕЭС России – в таблице 5.10. Кроме того, в приложении № 10 приведены данные по региональной структуре перспективных балансов электрической энергии на 2011-2017 годы.

Таблица 5.10. Баланс электрической энергии ЕЭС России

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Потребление электрической энергии	млрд. кВт•ч	1009,60	1040,04	1075,99	1102,09	1130,47	1158,15	1183,69
в том числе заряд ГАЭС	млрд. кВт•ч	2,58	2,95	3,28	4,12	4,12	4,12	4,12
Экспорт	млрд. кВт•ч	20,24	10,17	10,17	10,17	10,17	10,17	10,17
Импорт	млрд. кВт•ч	1,62	1,92	1,92	1,92	2,12	2,12	2,12
Потребность	**млрд. кВт•ч**	1028,22	1048,29	1084,24	1110,33	1138,51	1166,19	1191,74
Производство электрической энергии - всего	**млрд. кВт•ч**	1028,22	1048,29	1084,24	1110,33	1138,51	1166,19	1191,74
ГЭС	млрд. кВт•ч	158,29	164,40	175,52	179,75	181,71	183,39	183,62
АЭС	млрд. кВт•ч	172,12	182,53	188,73	214,44	225,73	228,96	236,33
ТЭС	млрд. кВт•ч	696,66	700,11	718,55	714,65	729,57	751,79	769,74
ВИЭ - всего	млрд. кВт•ч	1,16	1,24	1,43	1,50	1,50	2,05	2,05
малые ГЭС, ПЭС	млрд. кВт•ч	1,10	1,18	1,37	1,44	1,44	1,44	1,44
Био ТЭС	млрд. кВт•ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
ВЭС	млрд. кВт•ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,56	0,56
Установленная мощность - всего	**МВт**	**221600,3**	**227484,2**	**235047,7**	**245323,6**	**253326,5**	**257143,0**	**258620,8**
ГЭС	МВт	44266,6	46763,7	48664,1	49097,1	49580,2	49662,7	49854,7
АЭС	МВт	25266,0	25266,0	26446,0	29572,0	30752,0	32661,0	33314,0
ТЭС	МВт	151739,4	155088,1	159525,4	166219,2	172009,0	173834,0	174465,3
ВИЭ - всего	МВт	328,3	366,4	412,2	435,3	985,3	985,3	986,8
малые ГЭС, ПЭС	МВт	310,1	325,2	371,0	394,1	394,1	394,1	395,6
Био ТЭС	МВт	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
ВЭС	МВт	8,5	31,5	31,5	31,5	581,5	581,5	581,5
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6812	7224	7137	7251	7340	7010	7094
ТЭС	час/год	4591	4514	4504	4299	4241	4325	4412

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

Оценка 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 2011-2017 годах

	ФАКТ			ПРОГНОЗ						
	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Выработка электрической энергии, млрд кВт•ч	687,7	627,1	675,4	696,7	700,1	718,6	714,7	729,6	751,8	769,7
Выработка электрической энергии, млрд кВт•ч *	687,7	627,1	675,4	696,7	716,5	733,8	731,4	747,1	769,5	787,0
Отпуск тепла ТЭС, млн Гкал**	614,1	611,2	-	622,5	628,3	635,2	647,2	655,3	660,3	664,5

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

** Примечание: фактические данные за 2010 год отсутствуют

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

На основе прогнозов генерирующих компаний, полученных в 2009-2010 годах, рассчитана потребность в тепловой энергии. Прирост отпуска тепла от ТЭС обусловлен как ростом потребления тепловой энергии, так и переключением нагрузок с котельных на ТЭЦ.

Изменение спроса на органическое топливо тепловых электростанций ЕЭС России (без учета децентрализованных источников) для рассматриваемого варианта представлено в таблице 6.2.

Таблица 6.2. Потребность тепловых электростанций ЕЭС России в органическом топливе в 2011-2017 годах

	ПРОГНОЗ						
	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Потребность ТЭС в топливе, тыс.тут	303 652	303 597	308 476	305 389	307 154	313 421	317 758
Газ	206 897	207 242	211 598	209 990	209 197	212 853	216 608

	ПРОГНОЗ						
	2011 г.	**2012 г.**	**2013 г.**	**2014 г.**	**2015 г.**	**2016 г.**	**2017 г.**
Нефтетопливо	3 981	3 782	3 819	3 720	3 704	3 708	3 656
Прочее топливо	8 664	8 725	8 747	8 800	8 761	8 793	8 784
Уголь	84 111	83 848	84 312	82 880	85 493	88 067	88 710
Потребность ТЭС в топливе, %	100	100	100	100	100	100	100
Газ	68	68	69	69	68	68	68
Нефтетопливо	1	1	1	1	1	1	1
Прочее топливо	3	3	3	3	3	3	3
Уголь	28	28	27	27	28	28	28

Потребность в топливе ТЭС ЕЭС России увеличивается с 280,4 млн.тут в 2009г. до 317,8 млн.тут в 2017г., в том числе газ с 192,3 млн.тут до 216,6 млн.тут, уголь с 74,2 млн.тут до 88,7 млн.тут, нефтетопливо уменьшается с 5,4 млн.тут до 3,7 млн.тут, прочее топливо остается на уровне 8,5-8,8 млн.тут на весь расчетный период.

Прирост потребности ТЭС в топливе в 2017г. составит 37,4 млн.тут по отношению к 2009г., т.е. 13,3%. При этом удельные расходы топлива на отпущенную электрическую энергию будут снижаться с 333 г/кВт•ч в 2009 г. до 307 г/ кВт•ч в 2017г.

Структура топлива на весь рассматриваемый период практически не меняется. Основная доля в структуре топлива - газ. Его доля составляет 68-69%.

В варианте с гарантированной выработкой на ГЭС Сибири и Востока при маловодных условиях дополнительно потребуется топлива в 2012г. 5,0 млн. тут (из них на ТЭС ОЭС Сибири 3,4 млн. тут, на ТЭС ОЭС Востока 1 млн. тут, на ТЭС ОЭС Центра 0,6 млн.тут), в 2013г. 4,7 млн. тут (из них на ТЭС ОЭС Сибири 3,7 млн. тут, на ТЭС ОЭС Востока 1 млн. тут), в 2014 г. 5,2 млн. тут (4,2 млн. тут и 1 млн. тут), в 2015 г. 5,4 млн. тут (4,4 млн. тут и 1 млн. тут), в 2016 г. 5,5 млн. тут (4,4 млн. тут и 1,1 млн. тут), в 2017 г. 5,3 млн. тут (4,2 млн. тут и 1,1 млн. тут).

Прогноз потребности тепловых электростанций в различных видах органического топлива по ОЭС приведен в таблице 6.3.

Таблица 6.3. Потребность тепловых электростанций в органическом топливе по ОЭС в 2011-2017 годах

ОЭС	**Годы**	**Расход топлива, тыс.тут**	**Газ**	**Нефте-топливо**	**Прочее топливо**	**Уголь**
ОЭС Северо-Запада	2011	26 517	21 151	1 261	1 718	2 386
	2012	23 433	18 168	1 223	1 762	2 280
	2013	24 226	18 856	1 238	1 788	2 343
	2014	24 336	18 991	1 228	1 805	2 311
	2015	24 757	19 382	1 232	1 816	2 327
	2016	24 803	19 405	1 235	1 820	2 342
	2017	25 601	20 206	1 212	1 818	2 364

ОЭС	Годы	Расход топлива, тыс.тут	Газ	Нефте-топливо	Прочее топливо	Уголь
ОЭС Центра	2011	62 784	55 071	397	2 956	4 361
	2012	64 021	56 347	395	2 980	4 299
	2013	64 459	56 614	393	2 989	4 462
	2014	61 339	53 310	362	3 037	4 631
	2015	59 939	52 369	331	2 983	4 255
	2016	61 393	54 028	306	2 988	4 070
	2017	62 991	55 507	316	2 982	4 187
ОЭС Средней Волги	2011	30 226	29 339	754	54	78
	2012	30 922	30 036	754	54	78
	2013	31 916	31 011	771	55	79
	2014	32 250	31 363	755	54	78
	2015	32 257	31 398	728	52	78
	2016	33 575	32 695	748	54	78
	2017	33 836	32 978	728	52	78
ОЭС Юга	2011	17 410	14 917	243	0	2 251
	2012	17 759	15 402	177	0	2 180
	2013	18 716	16 368	175	0	2 173
	2014	18 667	16 271	161	0	2 236
	2015	19 277	15 844	155	0	3 277
	2016	19 649	15 503	149	0	3 996
	2017	18 800	14 912	134	0	3 754
ОЭС Урала	2011	98 452	79 922	775	1 744	16 011
	2012	99 355	80 642	776	1 744	16 193
	2013	101 172	82 105	778	1 744	16 545
	2014	99 607	81 680	771	1 744	15 412
	2015	99 151	81 227	777	1 744	15 403
	2016	99 595	81 713	775	1 744	15 363
	2017	100 055	82 519	774	1 744	15 017
ОЭС Сибири	2011	57 377	4 638	381	2 192	50 167
	2012	57 944	4 668	400	2 185	50 691
	2013	56 916	4 694	406	2 170	49 646
	2014	57 824	5 254	408	2 160	50 002
	2015	60 404	5 861	450	2 165	51 928
	2016	62 929	6 438	464	2 187	53 840
	2017	64 567	7 119	462	2 188	54 798
ОЭС Востока	2011	10 881	1 859	170	0	8 852
	2012	10 163	1 979	58	0	8 125
	2013	11 072	1 949	58	0	9 065
	2014	11 367	3 122	35	0	8 209
	2015	11 370	3 115	30	0	8 224
	2016	11 478	3 070	31	0	8 377
	2017	11 908	3 367	30	0	8 512

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 ограничение 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
АРВ	автоматический регулятор возбуждения
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	волоконно-оптическая линия связи
ДЗЛ	дифференциальная защита линии
ДЗШ	дифференциальная защита сборных шин
ДФЗ	дифференциально-фазная защита
ЗНР	защита от неполнофазного режима
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
РЗА	релейная защита, сетевая, противоаварийная и режимная автоматика, РАСП
САОН	специальная автоматика отключения нагрузки
СВ	секционный выключатель
СМПР	система мониторинга переходных режимов в энергосистеме
ССПИ	система сбора и передачи информации

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
УТМ	устройство телемеханики
ФОБ	фиксация отключения блока
ФОЛ	фиксация отключения линии
ФОТ	фиксация отключения трансформатора
ЦС АРЧМ	централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности
ЦСПА	централизованная система противоаварийной автоматики
ЧАПВ	частотное автоматическое повторное включение
ШР	шунтирующий реактор
ШСВ	шиносоединительный выключатель

8.2. При строительстве, реконструкции объектов электроэнергетики, предусмотренных схемой и программой развития ЕЭС России, рекомендуется обеспечить:

– наблюдаемость и управляемость режимов работы объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства;

– повышение надежности функционирования ЕЭС России путем создания (модернизации) систем противоаварийного и режимного управления.

8.3. Для повышения наблюдаемости и управляемости электрических станций, объектов, отнесенных к Единой национальной (общероссийской) электрической сети и распределительной электрической сети, генерирующими компаниями, ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК» и другими субъектами электроэнергетики планируется и реализуется модернизация ССПИ на объектах электроэнергетики.

Модернизация ССПИ предусматривается инвестиционными программами генерирующих компаний, ОАО «ФСК ЕЭС», сетевых организаций, являющихся дочерними и зависимыми обществами ОАО «Холдинг МРСК» (далее – ДЗО ОАО «Холдинг МРСК») и других субъектов электроэнергетики. Технические требования к модернизируемым ССПИ и объемы подлежащей передаче в диспетчерские центры информации по объектам электроэнергетики, имеющим в своем составе объекты диспетчеризации, согласовываются с ОАО «СО ЕЭС».

По предварительным расчетам темпы модернизации в указанных энергетических компаниях в 2010 году составили (в % за год от общего числа объектов, которые должны быть модернизированы):

генерирующие компании – 9 %;

ОАО «ФСК ЕЭС» – 6 %;
ДЗО ОАО «Холдинг МРСК» – 3 %;
ОАО «РЖД» – 1 %;
другие крупные сетевые компании – 3 %.

При условии сохранения существующих темпов модернизации в энергетических компаниях к 2017 году будет завершена модернизация ССПИ объектов электроэнергетики генерирующих компаний и будет близка к завершению в ОАО «ФСК ЕЭС».

В ОАО «Холдинг МРСК» при сохранении существующих темпов модернизации ССПИ будет модернизирована на 30-35% объектов, подлежащих модернизации, а в ОАО «РЖД» - на 8-10% объектов.

Следует отметить, что модернизация ССПИ в генерирующих компаниях, ОАО «ФСК ЕЭС», ДЗО ОАО «Холдинг МРСК» и ряде других сетевых компаний осуществляется по разработанным программам модернизации. Однако ДЗО ОАО «Холдинг МРСК» следует ускорить темпы модернизации, а ОАО «РЖД» целесообразно разработать аналогичную программу в целях повышения темпов модернизации.

8.4. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2011-2017 годах планируется реализация следующих проектов по развитию противоаварийной автоматики:

в части централизованных систем противоаварийной автоматики (далее – ЦСПА):

– ввод в промышленную эксплуатацию ЦСПА ОЭС Сибири, срок – IV квартал 2011 года;

– ввод в промышленную эксплуатацию ЦСПА ОЭС Востока, срок – IV квартал 2012 года;

– создание ЦСПА ОЭС Северо-Запада, срок – 2014 год;

– установка локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (далее – ЛАПНУ) на ПС 500 кВ Тихорецк, ПС 500 кВ Шахты и ПС 500 кВ Чирюрт в качестве низовых устройств ЦСПА ОЭС Юга, срок – 2017 год;

в части локальной противоаварийной автоматики:

планы по модернизации существующих или вводу в эксплуатацию новых локальных комплексов противоаварийной автоматики на объектах электроэнергетики 330-500 кВ приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1. Планы по модернизации существующих или вводу в эксплуатацию новых локальных комплексов противоаварийной автоматики

№	Комплекс ПА	Срок окончания работ, год	модернизация /ввод
ОДУ Востока			
1.	Комплекс ПА Зейской ГЭС	2013	модернизация
2.	Комплекс ПА Бурейской ГЭС	2015	модернизация
3.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Амурская	2017	модернизация

№	Комплекс ПА	Срок окончания работ, год	модернизация /ввод
4.	Комплекс ПА Приморской ГРЭС	2017	модернизация
5.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Владивосток	2017	модернизация
6.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Благовещенская	2017	модернизация
7.	Комплекс ПА Нерюнгринской ГРЭС	2017	модернизация
ОДУ Сибири			
8.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Барнаульская	2011	модернизация
9.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Итатская	2011	модернизация
10.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Камала	2011	ввод
11.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Восход	2012	ввод
12.	Комплекс ПА Богучанской ГЭС	2012	ввод
13.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Озерная	2012	ввод
14.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Иркутская	2012	ввод
15.	Комплекс ПА Саяно-Шушенской ГЭС	2013	ввод
16.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Заря	2013	модернизация
17.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Гусиноозерская	2015	ввод
18.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Чита	2015	ввод
19.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Советско-Соснинская	2016	ввод
ОДУ Урала			
20.	Комплекс ПА Сургутской ГРЭС-2	2011	ввод
21.	Комплекс ПА Нижневартовской ГРЭС	2011	ввод
22.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Калино	2011	ввод
23.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Тагил	2011	ввод
24.	Комплекс ПА ПС 500 кВ БАЗ	2011	ввод
25.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Газовая	2015	модернизация
26.	Комплекс ПА Троицкой ГРЭС	2017	модернизация
27.	Комплекс ПА Ириклинской ГРЭС	2017	модернизация
28.	Комплекс ПА Пермской ГРЭС	2017	модернизация
29.	Комплекс ПА Верхне-Тагильской ГРЭС	2017	модернизация
30.	Комплекс ПА Среднеуральской ГРЭС	2017	модернизация
31.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Магнитогорск	2017	модернизация
32.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Шагол	2017	модернизация
ОДУ Средней Волги			
33.	Комплекс ПА Нижнекамской ГЭС	2011	модернизация
34.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Арзамасская	2012	модернизация
35.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Куйбышевская	2012	ввод
36.	Комплекс ПА Саратовской ГЭС	2013	модернизация
37.	Комплекс ПА Чебоксарской ГЭС	2016	модернизация
ОДУ Юга			
38.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Балашовская	2017	модернизация
39.	Комплекс ПА Волжской ГЭС	2017	модернизация
40.	Комплекс ПА Ростовской АЭС	2017	модернизация
41.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Шахты	2017	модернизация
42.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Тихорецк	2017	модернизация
43.	Комплекс ПА Ставропольской ГРЭС	2017	модернизация
44.	Комплекс ПА ПС 330 кВ Чирюрт	2017	модернизация
ОДУ Центра			

№	Комплекс ПА	Срок окончания работ, год	модернизация /ввод
45.	Комплекс ПА Калининской АЭС	2011	модернизация
46.	Комплекс ПА ПС 500 кВ Липецкая	2011	модернизация
47.	Комплекс ПА ТЭЦ-26	2011	ввод
48.	Комплекс ПА Вологодско-Череповецкого узла (ПС Вологодская, ПС Череповецкая)	2012	модернизация
49.	Комплекс ПА Загорской ГАЭС	2012	ввод
50.	Комплекс ПА Смоленской АЭС	2013	модернизация
51.	Комплекс ПА Курской АЭС	2014	модернизация
52.	Комплекс ПА Конаковской ГРЭС	2015	модернизация
53.	Комплекс ПА ПС Владимирская	2016	модернизация
54.	Комплекс ПА ПС Михайловская	2016	модернизация
ОДУ Северо-Запада			
55.	Комплекс ПА Киришской ГРЭС	2011	модернизация
56.	Комплекс ПА энергосистемы Калининградской области на объектах 330 кВ: ПС Советск, ПС Центральная, ПС Северная и Калининградская ТЭЦ-2	2011	ввод
57.	Комплекс ПА Кольской АЭС	2015	модернизация
58.	Комплекс ПА Ленинградской АЭС	2016	модернизация
59.	Комплекс ПА ПС 400 кВ Выборгская	2016	модернизация
60.	Комплекс ПА транзита 330 кВ Кольская АЭС – Княжегубская – Лоухи – Путкинская – Ондская – Петрозаводск – Сясь	2016	модернизация
61.	Комплекс ПА Балтийской АЭС	2016	ввод

8.5. На объектах электроэнергетики электрической сети 110-220 кВ в части ПА в период времени до 2017 года планируется выполнение следующих работ:

– реализация технических решений технико-экономических обоснований (далее – ТЭО) (проектов):

- реконструкции системы противоаварийной автоматики в операционных зонах: филиалов ОАО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ, Коми РДУ, Приморское РДУ, Новосибирское РДУ, Волгоградское РДУ, Ростовское РДУ, Астраханское РДУ, Кубанское РДУ, Ленинградское РДУ;
- развития противоаварийной автоматики на транзите Иркутск – Бурятия – Чита в Южных и Северных частях энергосистем Республики Бурятия и Забайкальского края;

– разработка и реализация проектов реконструкции противоаварийной автоматики в операционных зонах филиалов ОАО «СО ЕЭС»: Костромское РДУ, Кольское РДУ, Амурское РДУ, Курское РДУ, Красноярское РДУ, Архангельское РДУ, срок – до 2017 года.

8.6. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2011-2017 годах планируется реализация следующих проектов по развитию централизованных систем регулирования режима энергосистем по частоте и

перетокам активной мощности (таблица 7.2):

- развитие систем АРЧМ в Европейской части ЕЭС России с подключением ГЭС установленной мощностью более 100 МВт и энергоблоков ТЭС;
- выполнение мероприятий, обеспечивающих согласованную работу систем АРЧМ и автоматики управления мощностью ГЭС.

Таблица 7.2. Реализация проектов по развитию централизованных систем регулирования режима энергосистем по частоте и перетокам активной мощности

№ №	Наименование ГЭС для участия в АВРЧМ	Установленная мощность, МВт	Срок готовности ГРАМ, год	Срок готовности ГА (первого/ последнего)	Система АРЧМ для подключения ГЭС
1	Бурейская ГЭС	2010	30.10.2013	30.12.2012 (все)	ЦС АРЧМ ОЭС Востока
2	Зейская ГЭС	1330	31.08.2011	31.12.2011	
3	Новосибирская ГЭС	455	30.09.2012	31.08.2012/ 30.04.2014	ЦС АРЧМ ОЭС Сибири
4	Саяно-Шушенская ГЭС	6400	01.09.2012	30.12.2011/ 01.10.2014	
5	Воткинская ГЭС	1020	20.08.2012	20.08.2012 (все ГА)	ЦС АРЧМ ОЭС Урала
6	Камская ГЭС	522	31.12.2013	31.10.2011/ 31.12.2017	
7	Жигулевская ГЭС	2330,5	30.06.2011	30.08.2012 (все)	ЦКС АРЧМ ЕЭС
8	Нижегородская ГЭС	520	31.12.2011	25.12.2013/ 25.12.2016	
9	Саратовская ГЭС	1360	31.08.2012	31.12.2011/ 31.12.2016	
10	Чебоксарская ГЭС	1370	30.10.2011	30.10.2011/ 30.10.2014	
11	Рыбинская ГЭС	346,4	30.04.2012	31.10.2012/ 31.12.2019	
12	Угличская ГЭС	110	30.04.2012	30.04.2012/ 31.12.2016	
13	Волжская ГЭС	2582,5	31.08.2012	31.08.2012/ 30.09.2014	
14	Чиркейская ГЭС	1000	30.10.2013	30.06.2013/ 31.12.2014	ЦС АРЧМ ОЭС Юга
15	Миатлинская ГЭС	220	30.10.2014	30.09.2013/ 30.09.2014	
16	Зеленчукская ГЭС	160	31.07.2012	30.04.2012	
17	Ирганайская ГЭС	400	31.03.2012	31.10.2011/ 30.11.2011	
18	ГЭС-2 Каск. Кубанских ГЭС	184	01.09.2012	01.07.2012 (все)	

8.7. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2011-2017 годах в рамках развития СМПР планируется:

- создание программно-технических комплексов СМПР в ОАО «Концерн «Росэнергоатом» (Ленинградская АЭС, Кольская АЭС, Калининская АЭС, Смоленская АЭС, Курская АЭС, Ростовская АЭС, Нововоронежская АЭС, Белоярская АЭС), в ОЭС Сибири (до 15 подстанций ОАО «ФСК ЕЭС»), Краснодарской ТЭЦ, Киришской ГРЭС, Северо-Западной ТЭЦ, ТЭС УГМК, ПС 500 кВ Бугульма, ПС 500 кВ Кубанская;

- расширение существующих комплексов СМПР на ПС 750 кВ Ленинградская, ПС 1150 кВ Алтай, Саяно-Шушенской ГЭС;

- создание в ОАО «СО ЕЭС» программно-аппаратного комплексов оценки тяжести режима и мониторинга динамических свойств энергосистем на основе СМПР;

- создание программного комплекса ОАО «СО ЕЭС» для задач оперативно-диспетчерского управления «Навигатор»;

- внедрение системы мониторинга запаса устойчивости в операционных зонах всех ОДУ ОАО «СО ЕЭС»;

- реализация пилотного проекта создания системы автоматического управления режимом электропередачи по критерию угла в нормальном режиме (Система автоматического управления режимом работы электропередачи с управлением по углу на транзите Рефтинская ГРЭС – ПС Тюмень - Сургутские ГРЭС).

8.8. В перспективе до 2017 года на объектах электроэнергетики в ЕЭС России должно быть дополнительно установлено более 200 регистраторов.

8.9. При выполнении работ по вводу в эксплуатацию объектов электроэнергетики необходимо взаимодействие собственников объектов электроэнергетики в части создания и модернизации систем и устройств РЗА.

8.10. При создании (модернизации) РЗА, ССПИ и технологической связи, в том числе, осуществляемом при строительстве (реконструкции) объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства, включенных в настоящий документ, рекомендуется обеспечение следующих характеристик указанных систем технологического управления:

8.10.1. Общие требования к развитию устройств РЗА.

На электростанциях и подстанциях должны устанавливаться оборудование и устройства РЗА, имеющие сертификацию в соответствие с действующим законодательством Российской Федерации и допущенные к применению на объектах электроэнергетики в порядке, установленном субъектом электроэнергетики.

На объектах диспетчеризации системного оператора системы и устройства РЗА должны удовлетворять требованиям субъектов электроэнергетики, согласованным системным оператором.

Резервирование цепей напряжения устройств РЗА ЛЭП 500 кВ и выше должно обеспечиваться установкой двух трансформатора напряжения на каждой из сторон линии.

Каждая защита, при наличии на выключателях двух электромагнитов отключения, должна действовать на отключение через оба электромагнита отключения.

РЗА должна обеспечивать выполнение своих функций при любом требующем ее работы событии и при независимом от исходного события отказе одного любого устройства РЗА. Должна исключаться возможность отказа системы РЗА по общей причине.

Вновь вводимые (модернизированные) устройства и комплексы РЗА должны предусматривать возможность задания не менее 2-х групп уставок. Перевод устройства с одной группы уставок на другие должен осуществляться как на самом устройстве, так и дистанционно.

При неисправности измерительных цепей тока и(или) напряжения устройство РЗА, в алгоритмах которого используются замеры тока и(или) напряжения, должно автоматически блокировать выполнение своих функций.

8.10.2. РЗА ЛЭП 110 кВ и выше.

В качестве основной защиты ЛЭП 110-220 кВ, имеющих питание с двух или более сторон, должны предусматриваться защиты от всех видов КЗ с абсолютной селективностью.

РЗ на каждой питающей стороне ЛЭП 110 - 220 кВ, имеющих питание с двух или более сторон, должна включать в себя основную и резервную защиту. В случае если ЛЭП является кабельной или кабельно-воздушной линией, необходимо предусматривать две основные защиты.

Если на ЛЭП 110 - 220 кВ, имеющих питание с двух или более сторон, при отсутствии основной защиты время отключения КЗ не удовлетворяет требованиям обеспечения устойчивости электроэнергетической системы или нагрузки потребителей, то должна предусматриваться установка двух основных защит.

На каждой стороне ЛЭП 330 кВ и выше должно устанавливаться не менее двух основных защит.

На каждой стороне ЛЭП три основные защиты должны устанавливаться:

– на ЛЭП 330 кВ и выше, отходящих от АЭС;

– на ЛЭП 330 кВ и выше, при КЗ на которых не обеспечивается принцип дальнего резервирования;

– на ЛЭП 330 кВ и выше, при КЗ на которых и отказе быстродействующих защит отключение КЗ с выдержкой времени ступенчатыми защитами приводит к нарушению устойчивости.

Для каждой защиты с абсолютной селективностью должен выделяться независимый канал связи от каналов связи других аналогичных защит.

На каждой ЛЭП 110 кВ и выше должно предусматриваться ТАПВ. Для ЛЭП 330 кВ и выше ТАПВ должно обеспечивать возможность однократного опробования ЛЭП напряжением и синхронного включения под нагрузку. Для ЛЭП 110-220 кВ обеспечение синхронного включении предусматривается при обосновании необходимости такого включения. Устройство ТАПВ следует предусматривать отдельно на каждый выключатель.

На ЛЭП 330 кВ и выше должно предусматриваться ОАПВ, а на ЛЭП 220 кВ при обосновании необходимости. ОАПВ должно осуществляться при действии быстродействующих защит, однократно.

8.10.3. РЗА Автотрансформаторов (АТ), трансформаторов (Т) 220 кВ и выше.

На АТ и Т должны устанавливаться защиты от внутренних, внешних КЗ и недопустимых режимов работы.

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

На ошиновке 330 кВ АТ (Т) и выше должно предусматриваться две основные защиты.

Газовые реле АТ (Т) и струйные реле РПН АТ (Т) должны иметь по два контакта для каждой ступени.

8.10.4. РЗА ШР, УШР 330 кВ и выше.

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

На ШР, УШР должны предусматриваться два комплекта быстродействующих защит от внутренних повреждений. В составе каждого комплекта должна быть продольная дифференциальная токовая защита и поперечная дифференциальная токовая защита. На УШР, в зависимости от его типа, кроме указанных защит должны устанавливаться защиты: обмотки управления, полупроводниковых преобразователей, компенсационной обмотки, промежуточного и заземляющего трансформаторов.

Цепи газовых реле ШР, УШР должны иметь автоматический контроль изоляции между жилами.

Защита ШР, УШР, подключенных к ЛЭП без выключателя, должна действовать на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом АПВ.

8.10.5. РЗА систем (секций) шин 110 кВ и выше.

Для каждой системы (секции) шин 110-220 кВ должна предусматриваться отдельная дифференциальная защита шин (ДЗШ). Две защиты шин должны устанавливаться при обосновании необходимости такого решения по условию сохранения устойчивости нагрузки, обеспечения надёжной работы атомных станций, а также предотвращения нарушения технологии особо ответственных производств или при наличии на системе (секции) шин 110–220 кВ более 10 присоединений.

На каждой системе (секции) шин 330 кВ и выше должны устанавливаться по два комплекта ДЗШ.

Для двойной системы шин с одним выключателем на присоединение ДЗШ должна выполняться по схеме с фиксированным распределением присоединений. При этом в ДЗШ и УРОВ должна предусматриваться возможность изменения фиксации оперативных цепей и цепей тока при перефиксации присоединения (-ий) с одной системы шин на другую.

Выключатели присоединения должны входить в зону ДЗШ.

При наличии ТТ с двух сторон выключателя, выключатель должен входить в зону действия ДЗШ и защиты присоединения.

Должна быть предусмотрена возможность выполнения АПВ шин. Не должно выполняться опробование шин от АТ (Т).

8.10.6. УРОВ 110 кВ и выше.

УРОВ 110-220 кВ может выполняться как одно устройство на систему шин, секцию, распределительное устройство (централизованный УРОВ) или отдельно для каждого выключателя (индивидуальный УРОВ).

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

УРОВ 330-750 кВ должен предусматриваться отдельно для каждого выключателя.

При наличии ТТ с одной стороны выключателя КЗ между ТТ и выключателем должно ликвидироваться действием УРОВ.

При действии защит на отключение ЛЭП и оборудования одновременно должен осуществляться пуск УРОВ.

8.10.7. Требования к каналам передачи аналоговых сигналов и команд управления для РЗ, ПА.

В качестве каналов телемеханики для устройств и комплексов РЗ, ПА устанавливаемых на объектах электроэнергетики, могут быть использованы проводные (кабельные и воздушные, уплотненные и неуплотненные) каналы, высокочастотные каналы по ВЛ, радио и радиорелейные каналы связи, ВОЛС.

Каналы передачи аварийных сигналов и команд ПА должны быть дублированными, или резервироваться с переключением на альтернативный маршрут. Время распространения сигналов ПА по альтернативному маршруту должно быть не более времени прохождения сигналов по основному маршруту. В одном канале передачи сигналов и команд РЗ, ПА допускается совмещение передачи сигналов и команд РЗ, ПА, технологической телефонной связи и ТМ, если это предусмотрено конструктивным исполнением аппаратуры (комбинированная аппаратура). Технологическая связь и ТМ не должна оказывать влияние на надежность и скорость передачи сигналов и команд РЗ и ПА.

Аппаратура каналов передачи сигналов и команд РЗ, ПА должна:

– обеспечивать передачу сигналов и команд с задержкой не более 30 мс на одном тракте при всех видах КЗ на ЛЭП;

– исключать возможность формирования ложных сигналов и команд при всех видах помех (в том числе при коммутациях в сети выключателями и разъединителями), при производстве работ на смежных каналах РЗ, ПА или их повреждениях;

– обеспечивать коэффициент готовности по каждому направлению передачи не ниже 0,999;

– обеспечивать автоматический контроль исправности канала, действующий на сигнал и блокировку прохождения сигналов и команд с возможностью деблокировки оперативным персоналом.

Между каждым из низовых устройств ЦСПА и ПТК верхнего уровня ЦСПА должны быть организованы два независимых (основной и резервный) цифровых канала связи, проходящих по независимым трассам. Пропускная способность указанных каналов связи должна определяться проектом и составлять не менее 256 кБит/с.

8.10.8. Требования по оснащению объектов электроэнергетики устройствами ПА и РА.

Не допускается аппаратное совмещение в одном устройстве ПА функций АПНУ с другими функциями ПА.

Не допускается аппаратное совмещение основного и резервного устройств ПА.

В случае аппаратного совмещение в одном устройстве ПА нескольких функций ПА неисправность или отказ одной из функций не должны приводить к неправильному действию или отказу других функций и устройства ПА в целом.

Реализация УВ от устройств и комплексов ПА на ОГ, ОН, ДС, изменение топологии электрической сети должна осуществляться без использования технических средств АСУ ТП объекта электроэнергетики.

Реализация УВ от устройств и комплексов ПА на КРТ, ДРТ, АЗГ, ЭТ, ФВ, изменение режимов работы управляемых элементов электрической сети осуществляется через системы управления оборудованием объектов электроэнергетики (САУМ, ГРАМ, ГРАРМ и т.д.), в том числе через АСУ ТП.

Не допускается аппаратное совмещение устройств и комплексов ПА с техническими средствами АСУ ТП объекта электроэнергетики.

Вновь вводимые (модернизированные) устройства и комплексы ПА должны предусматривать возможность информационного обмена с АСУ ТП объекта электроэнергетики. Передача информации в АСУ ТП должна осуществляться с использованием стандартных протоколов обмена информации.

На ЛЭП 330 кВ и выше должны устанавливаться устройства ФОЛ (с каждой стороны ЛЭП), УПАСК. На ЛЭП 110 - 220 кВ необходимость установки устройств ФОЛ и УПАСК определяется проектными решениями.

На ЛЭП 500 кВ и выше должны устанавливаться устройства АОПН. Отказ от установки устройств АОПН на ЛЭП 500 кВ и необходимость установки устройств АОПН на ЛЭП 330 кВ и ниже должны быть обоснованы расчётами.

На ЛЭП, входящих в сечения, по которым возможен асинхронный режим, должны устанавливаться устройства АЛАР.

На ЛЭП при необходимости (определяется проектными решениями) должны устанавливаться устройства КПР, АРПМ, АОПО, АЛАР неполнофазного режима.

На АТ при необходимости (определяется проектными решениями) должны устанавливаться устройства ФОТ, КПР, АОПО

На устройствах поперечной компенсации реактивной мощности (ШР, УШР, БСК, СТК) должны устанавливаться устройства их автоматического отключения/включения от устройств АОСН и АОПН.

На энергоблоках ТЭС и АЭС номинальной мощностью 500 МВт и более должны быть предусмотрены импульсная разгрузка турбины (далее – ИРТ), длительная разгрузка турбины (далее – ДРТ), отключение генераторов (далее – ОГ), ФОБ, АЛАР. Необходимость организации ИРТ, ДРТ и установки устройств ОГ, ФОБ, АЛАР на энергоблоках меньшей мощности определяется проектными решениями.

На генераторах ГЭС (ГАЭС) должны быть предусмотрены устройства ОГ, автоматического пуска гидрогенераторов, автоматической загрузки гидрогенераторов, автоматического перевода гидрогенератора из режима синхронного компенсатора в активный режим.

На электростанциях и подстанциях при необходимости (определяется проектными решениями) должны устанавливаться устройства и комплексы ЛАПНУ. Указанные устройства и комплексы должны предусматривать возможность работы в качестве низового устройства ЦСПА.

На ТЭС 25 МВт и выше должна быть предусмотрена ЧДА, действующая на выделение генераторов ТЭС на сбалансированную нагрузку или собственные нужды ТЭС.

На подстанциях и электростанциях, питающих местную нагрузку, должны устанавливаться устройства АЧР, ЧАПВ.

На электростанциях в зависимости от технических требований должны устанавливаться следующие устройства режимной автоматики:

– системы автоматического регулирования частоты и активной мощности генерирующих установок;

– системы группового регулирования активной мощности (ГРАМ) ГЭС;

– автоматические регуляторы возбуждения синхронных и асинхронизированных генераторов;

– групповые регуляторы напряжения и реактивной мощности (ГРНРМ) генерирующих установок.

На трансформаторах, автотрансформаторах должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения под нагрузкой.

На синхронных (асинхронизированных) компенсаторах, статических компенсаторах, управляемых шунтирующих реакторах должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения.

На синхронных генераторах и синхронных (асинхронизированных) компенсаторах. должны быть установлены устройства автоматического регулирования возбуждения (АРВ) и форсировки (УФ) возбуждения.

Для генераторов мощностью 100 МВт и более и для компенсаторов мощностью 100 Мвар и более следует устанавливать быстродействующие

системы возбуждения с АРВ сильного действия или с АРВ, оснащенными системными стабилизаторами (АРВ с PSS).

8.10.9. Требования по оснащению объектов электроэнергетики устройствами СМПР.

Для регистрации электромеханических переходных процессов на электростанциях установленной 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.

СМПР в автоматическом режиме обеспечивает сбор и обработку в режиме реального времени векторных измерений параметров электроэнергетического режима, синхронизированных по времени с использованием глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС или GPS.

Все параметры должны иметь метки единого астрономического времени, присваиваемые с дискретностью 1 мсек.

СМПР объекта в зависимости от решаемых задач должна предусматривать передачу данных о параметрах электроэнергетического режима:

- в режиме реального времени (on-line) – данные передаются в диспетчерский центр непосредственно с измерительного преобразователя СМПР с циклом 20 мсек по протоколу IEEE C37.118, либо с циклом передачи 1 сек. по протоколу МЭК 104;

- по запросу из диспетчерского центра (off-line) - передача производится с регистратора (коммуникационного сервера) СМПР либо PDC (концентратора данных) объекта по запросу по протоколу ftp.

8.10.10. Требования по оснащению объектов электроэнергетики устройствами регистрации аварийных событий и процессов.

На электростанциях, транзитных подстанциях 110 кВ и выше должна быть обеспечена регистрация при технологических нарушениях в работе энергосистемы.

При регистрации технологических нарушений должна быть обеспечена запись аварийных событий и процессов в объеме, необходимом для проведения анализа причин возникновения, протекания и ликвидации технологического нарушения в работе ЕЭС России, оборудования и ЛЭП, функционирования систем и устройств релейной защиты и автоматики, оборудования и устройств системы оперативного постоянного тока.

Фиксация времени записи аварийных процессов и событий должна соответствовать точному времени с погрешностью не более 1 мс.

На электростанциях и подстанциях должен быть обеспечен сбор, хранение и передача данных записи аварийных процессов и событий субъектам электроэнергетики и в соответствующие диспетчерские центры.

8.10.11 Требования к вторичным цепям.

Во вторичных цепях должны быть установлены переключающие устройства (испытательные блоки, переключатели, накладки), обеспечивающие возможность вывода/ввода устройств РЗА для оперативного и технического обслуживания.

Устройство РЗА не должно ложно срабатывать при снятии и подаче питания на устройство, а также при возникновении неисправности в цепях оперативного тока.

После перерывов питания любой длительности устройство РЗА должно восстанавливать работоспособность с заданными уставками и алгоритмом функционирования за время не более 30 секунд с момента подачи питания.

8.10.12. Требования к передаче телеметрической информации с объектов электроэнергетики в диспетчерский центр (ДЦ) системного оператора:

8.10.12.1. Детализированный перечень сигналов и измеряемых величин по каждому объекту электроэнергетики, передаваемых в ДЦ, согласовывается с системным оператором.

8.10.12.2. Требования к точности измерений и параметрам передачи телеметрической информации:

– для электрических измерений 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; при этом должны обеспечиваться условия сохранения класса точности измерительных трансформаторов в части допустимой нагрузки вторичных цепей;

– передача телеизмерений в ДЦ должна осуществляться в абсолютных значениях измеряемых величин;

– суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объекта диспетчеризации в ДЦ устанавливается требованиями подсистем системы оперативно-диспетчерского управления, использующих эту информацию, и лежит в пределах 1–2 секунды без учета времени обработки в ДЦ;

– протоколы передачи телеметрической информации должны соответствовать рекомендациям Международной электротехнической комиссии и иметь статус Государственного стандарта Российской Федерации. Конкретный тип и реализация протокола должны быть согласованы с системным оператором;

– передача телеметрической информации в ДЦ должна осуществляться без промежуточной обработки (без ретрансляции на промежуточных пунктах);

– телеметрическая информация должна содержать метку точного времени, формируемую на энергообъекте, которая должна передаваться в режимах, протоколами передачи и формулярами их согласования;

– реализация информационного обмена между энергообъектом и ДЦ должна обеспечивать режим передачи телеметрической информации по изменению, периодическую передачу всего объема телеизмерений и телесигнализации по запросу от ДЦ, а также циклическую передачу заданного состава телеизмерений, телесигнализации с настраиваемым циклом передачи информации;

передача по изменению должна выполняться при изменении параметра на величину, превышающую зону нечувствительности.

8.10.12.3. Требования по организации технологической связи между ДЦ 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 с учетом резервирования;

– 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 ДЦ 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 системный оператором, приоритетное транзитное соединение диспетчерских телефонных каналов не более чем на одной промежуточной АТС;

– оконечным 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 диспетчерской телефонной связи электроэнергетики;

– 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.

IX. Оценка необходимых объемов капитальных вложений в сооружение электростанций на 2011-2017 годы

Объемы капитальных вложений в сооружение электроэнергетических объектов на перспективу определены в соответствии с намечаемыми вводами и структурой генерирующих мощностей электростанций.

Капитальные вложения представлены в разрезе ОЭС для объектов производственного назначения в базовых российских ценах на 01.10.2010 с использованием справочных материалов.

Оценка необходимых объемов капитальных вложений в строительство АЭС и ТЭС выполнена по укрупненным показателям удельной стоимости строительства групп однотипного оборудования, сформированных в соответствии с принятой шкалой единичной мощности агрегатов.

Капитальные вложения на сооружение ВИЭ и ГЭС рассчитывались исходя из стоимости 3000 долларов/кВт. По ряду объектов ОАО «РусГидро» величина стоимости была скорректирована, с учетом материалов инвестиционной программы ОАО «РусГидро» за 2011-2013 годы.

Суммарные объемы капиталовложений в развитие электроэнергетики России до 2017 г. оцениваются в 3796,0 млрд. руб., в том числе по объектам генерации 2266,8 млрд. руб. и электрическим сетям 220 кВ и выше 1529,2 млрд. руб.

Необходимые объемы капитальных вложений в строительство электростанций в разрезе ОЭС и типам станций, а также сводные показатели по капитальным вложениям в сооружение электрических сетей 220 кВ и выше представлены в таблице 8.1. В таблице 8.2 представлены сводные показатели по капиталовложениям в объекты электросетевого хозяйства по классам напряжения 220 кВ и выше по ОЭС и ЕЭС России за 2011 - 2017 годы.

Таблица 8.1. Необходимые объемы инвестиций в развитие электроэнергетики России на 2011-2017 годы

	Тип станции	Инвестиции, млн. руб. (в ценах на 01.10.2010)							Итого за 2011-2017 гг.
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	
ОЭС Северо-Запада		**68698,8**	**87575,6**	**105167,7**	**75336,7**	**54211,6**	**35410,0**	**4969,8**	**431370,1**
	АЭС	37521,0	61928,7	77022,6	60689,9	41100,4	21631,8	0,0	**299894,5**
	ГЭС	0,0	0,0	0,0	998,6	2995,9	0,0	0,0	**3994,6**
	ТЭС	30240,4	24047,1	26978,2	11183,8	7379,2	13778,2	4969,8	**118576,7**
	ВИЭ	937,4	1599,8	1166,9	2464,3	2736,0	0,0	0,0	**8904,4**
ОЭС Центра		**121762,2**	**97349,0**	**111104,4**	**66064,5**	**21441,3**	**1504,8**	**0,0**	**419226,1**
	АЭС	67701,0	49383,0	36214,2	20850,6	10974,0	0,0	0,0	**185122,8**
	ГАЭС	9906,0	6583,5	5228,5	4792,8	0,0	0,0	0,0	**26510,7**
	ТЭС	44155,2	41382,5	69661,7	40421,2	10467,3	1504,8	0,0	**207592,6**
ОЭС Средней Волги		**14395,4**	**21773,4**	**33314,1**	**30070,2**	**30648,1**	**17099,3**	**4451,0**	**151751,7**
	ТЭС	14395,4	21773,4	33314,1	30070,2	30648,1	17099,3	4451,0	**151751,7**
ОЭС Юга		**64968,9**	**67839,6**	**88437,4**	**92060,0**	**53979,4**	**25105,0**	**13729,0**	**406119,3**
	АЭС	26668,7	27066,7	35823,6	35823,6	22887,3	18906,9	9951,0	**177127,8**
	ГЭС и ГАЭС	4686,5	5846,3	7667,1	10122,3	6424,3	1932,4	747,6	**37426,5**
	ТЭС	28402,6	27667,4	32881,8	32134,5	15547,7	4265,6	3030,5	**143930,1**
	ВИЭ	5211,1	7259,2	12065,0	13979,6	9120,0	0,0	0,0	**47634,8**
ОЭС Урала		**108964,8**	**113497,0**	**108501,0**	**129353,6**	**53779,8**	**19546,1**	**13112,1**	**546754,5**
	АЭС	14171,5	28933,5	10038,2	5904,8	0,0	0,0	0,0	**59048,0**
	ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	744,0	1116,0	**1860,0**
	ТЭС	94793,3	84563,5	98462,9	123448,8	53779,8	18802,1	11996,1	**485846,5**
ОЭС Сибири		**32891,5**	**38972,8**	**47365,9**	**53058,2**	**42802,5**	**18132,7**	**4029,5**	**237253,1**
	ГЭС	11330,0	10577,6	1351,5	0,0	0,0	0,0	0,0	**23259,1**
	ТЭС	20669,2	27653,2	45945,9	53058,2	42802,5	18132,7	4029,5	**212291,1**
	ВИЭ	892,3	742,1	68,5	0,0	0,0	0,0	0,0	**1702,9**
ОЭС Востока		**2209,0**	**12420,3**	**24937,6**	**17068,1**	**9876,6**	**5465,5**	**2324,3**	**74301,5**
	ГЭС	1057,9	2644,7	6201,5	8359,0	7004,8	3916,0	0,0	**29184,0**
	ТЭС	0,0	9525,2	18736,1	8709,1	2871,8	1549,5	2324,3	**43716,0**

	Тип станции	Инвестиции, млн. руб. (в ценах на 01.10.2010)							Итого за 2011-2017 гг.
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	
	ВИЭ	1151,1	250,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**1401,5**
ИТОГО по Российской Федерации		**413890,7**	**439427,7**	**518828,2**	**463011,3**	**266739,2**	**122263,4**	**42615,7**	**2266776,3**
	АЭС	**146062,2**	**167311,9**	**159098,6**	**123268,9**	**74961,7**	**40538,7**	**9951,0**	**721193,1**
	ГЭС и ГАЭС	**26980,4**	**25652,1**	**20448,7**	**24272,7**	**16425,1**	**6592,4**	**1863,6**	**122234,9**
	ТЭС	**232656,2**	**236612,2**	**325980,6**	**299025,8**	**163496,5**	**75132,3**	**30801,2**	**1363704,7**
	ВИЭ	**8191,9**	**9851,4**	**13300,4**	**16443,9**	**11856,0**	**0,0**	**0,0**	**59643,6**
Электрические сети 220 кВ и выше		**258975,0**	**277492,7**	**257984,3**	**245299,3**	**223564,3**	**193792,9**	**72099,8**	**1529208,2**
Всего по Российской Федерации с учетом сетей 220 кВ и выше		**672865,7**	**716920,4**	**776812,5**	**708310,6**	**490303,5**	**316056,3**	**114715,5**	**3795984,5**

Таблица 8.2. Сводные показатели по капиталовложениям в объекты электросетевого хозяйства напряжением 220 кВ и выше по ОЭС и ЕЭС России за 2011 - 2017 годы

		Инвестиции (в ценах на 01.10.2010)							Итого за 2011-2017 гг.
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	
ОЭС Северо-Запада		**26584.8**	**28271.3**	**22875.5**	**25181.1**	**32518.3**	**25553.3**	**10379.0**	**171363.3**
	750 кВ	0.0	0.0	837.0	2500.0	8620.7	3700.0	3700.0	**19357.7**
	330 кВ	20515.6	19296.5	9498.6	9842.3	17174.6	15047.7	4099.0	**95474.3**
	±300 кВ	1000.0	3500.0	4260.0	4261.5	0.0	0.0	0.0	**13021.5**
	220 кВ	5069.2	5474.8	8279.9	8577.3	6723.0	6805.6	2580.0	**43509.8**
ОЭС Центра		**69703.5**	**68233.8**	**39496.4**	**42999.2**	**34035.3**	**14806.0**	**6198.4**	**275472.6**
	750 кВ	10200.0	3382.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	**13582.2**
	500 кВ	14037.1	16249.2	16338.0	15662.7	12762.5	4856.7	1940.2	**81846.4**
	330 кВ	10.0	520.0	1600.0	2350.8	789.6	1030.0	1538.9	**7839.3**
	220 кВ	45456.4	48082.4	21558.4	24985.7	20483.2	8919.3	2719.3	**172204.7**
ОЭС Юга		**25186.4**	**26230.4**	**33014.0**	**38956.5**	**27592.6**	**22264.2**	**5066.0**	**178310.1**
	500 кВ	10041.7	9790.0	16145.8	27873.1	18408.4	14966.1	1239.4	**98464.5**
	330 кВ	4095.5	5334.3	8373.0	4946.9	3628.2	200.0	550.0	**27127.9**
	220 кВ	11049.3	11106.1	8495.2	6136.5	5556.0	7098.1	3276.6	**52717.8**
ОЭС Средней Волги		**15200.4**	**14256.1**	**16321.5**	**15674.2**	**11070.4**	**15333.8**	**6800.0**	**94656.4**
	500 кВ	9170.9	9764.7	9989.3	10078.7	6421.1	5555.4	3500.0	**54480.1**
	220 кВ	6029.5	4491.4	6332.2	5595.5	4649.3	9778.4	3300.0	**40176.3**
ОЭС Урала		**33192.9**	**37520.7**	**43777.9**	**37904.0**	**28550.1**	**17970.3**	**8006.4**	**206922.4**
	500 кВ	12912.9	16214.1	20835.4	14571.0	10145.0	9230.9	5927.3	**89836.6**
	220 кВ	20280.0	21306.7	22942.5	23333.0	18405.1	8739.4	2079.1	**117085.8**
ОЭС Сибири		**35006.5**	**49964.2**	**63235.3**	**52422.6**	**75216.2**	**84820.4**	**25853.0**	**386518.1**
	500 кВ	20243.3	25651.9	22982.6	29988.1	43929.1	45188.5	10870.0	**198853.5**
	220 кВ	14763.2	24312.3	40252.7	22434.5	31287.1	39631.9	14983.0	**187664.6**
ОЭС Востока		**54100.5**	**53016.1**	**39263.7**	**32161.7**	**14581.3**	**13045.0**	**9797.0**	**215965.3**
	500 кВ	8000.0	7886.5	0.0	5000.0	5000.0	10613.0	6218.0	**42717.5**
	220 кВ	46100.5	45129.6	39263.7	27161.7	9581.3	2432.0	3579.0	**173247.8**
ИТОГО		**258975.0**	**277492.7**	**257984.3**	**245299.3**	**223564.3**	**193792.9**	**72099.8**	**1529208.2**
	±300 кВ	**1000.0**	**3500.0**	**4260.0**	**4261.5**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**13021.5**
	750 кВ	**10200.0**	**3382.2**	**837.0**	**2500.0**	**8620.7**	**3700.0**	**3700.0**	**32939.9**
	500 кВ	**74405.9**	**85556.4**	**86291.1**	**103173.6**	**96666.1**	**90410.6**	**29694.9**	**566198.5**
	330 кВ	**24621.1**	**25150.8**	**19471.6**	**17140.0**	**21592.4**	**16277.7**	**6187.9**	**130441.5**
	220 кВ	**148748.1**	**159903.3**	**147124.6**	**118224.2**	**96685.1**	**83404.7**	**32517.0**	**786606.8**

X. Развитие магистральных и распределительных сетей с учетом требований по обеспечению регулирования (компенсации) реактивной электрической мощности на 2011-2017 годы

Электрические сети, существующие в настоящее время на территории Российской Федерации, в основном обеспечивают условия для поставки и получения мощности и электрической энергии субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.

Вместе с тем, в электрических сетях остаются нерешенные проблемы, которые снижают техническую и экономическую эффективность функционирования ЕЭС России и приводят к следующему:

- ограничениям передачи мощности в межсистемных сечениях;
- ограничениям выдачи мощности электростанций;
- проблемам с обеспечением требуемой степени надежности выдачи мощности электростанций и электроснабжения потребителей;
- проблемам с регулированием и поддержанием в нормируемых пределах уровней напряжения.

Перечень объектов электросетевого хозяйства (ВЛ и ПС), намечаемых к вводу в 2011 – 2017 годах, сформирован на основании анализа информации по передаче мощности из избыточных регионов в дефицитные, обеспечению энергосистем необходимыми резервами мощности, выбору оптимальных режимов работы электростанций, обеспечению надежной устойчивой работы межсистемных электрических связей, а также рекомендаций и предложений ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС».

При определении объемов вводов объектов электросетевого хозяйства в период до 2014 года за основу приняты инвестиционные программы ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК», Программа реновации основных фондов ОАО «ФСК ЕЭС». Для каждого объекта представлена информация по его техническим параметрам, назначению, определены объемы инвестиций, необходимые для его сооружения.

В 2011 – 2017 годах намечается сооружение основных объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающих выдачу мощности следующих электростанций:

- АЭС: Балтийской, Калининской, Волгодонской, Балаковской, Северской, Белоярской АЭС-2, Ленинградской АЭС-2;
- ТЭС: Новомосковской, Нижневартовской, Уренгойской, Няганьской, Тюменской ТЭЦ-1, Сургутской ГРЭС-2, ПГУ в Тарко-Сале, Южно-Уральской ГРЭС-2, Яйвинской ГРЭС, Уфимской ТЭЦ-5. Серовской, Троицкой, Ново-Богословской, Ново-Березнековской, Н.Салаватской, Харанорской, ТЭЦ № 12, 21, 26 г.Москва, ГТЭС «Коломенская», Ивановской ПГУ № 2, Костромской ТЭЦ-2, Киришской ГРЭС, ТЭЦ-5 Правобережной, Адлерской ТЭС, Сочинской ТЭЦ, Кудепстинской ТЭС, Джубгинской (Туапсинской) ТЭС, ПГУ на территории Центральной котельной г. Астрахань, Новоростовской ТЭС, Ставропольской ГРЭС, Приобской ГТЭС, Красноярской ТЭЦ-3, Березовской

ГРЭС-1, Кузнецкой ТЭЦ, Газовой ТЭС (в г. Усть-Кут), Алтайской ТЭС, Правобережной ТЭС в г. Иркутске, Ново-Зиминской ТЭЦ, Уссурийской ТЭЦ, Автозаводской ТЭЦ, Нижегородской ТЭЦ;

- ГЭС и ГАЭС: Зарамагской ГЭС, Зеленчукской ГЭС-ГАЭС, Загорской ГАЭС-2, Богучанской ГЭС, Нижнебурейской ГЭС.

Развитие электрических сетей 750 кВ предусматривается в европейской части ЕЭС России. В ОЭС Северо-Запада для выдачи мощности Ленинградской АЭС-2 предлагается сооружение заходов ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС – ПС Ленинградская на ОРУ 750 кВ Ленинградской АЭС-2, сооружение новых ВЛ 750 кВ ЛАЭС-2 – ПС Ленинградская и ЛАЭС – ЛАЭС-2. В ОЭС Центра для выдачи мощности Калининской АЭС сооружаются ВЛ 750 кВ Калининская АЭС - Грибово с ПС 750 кВ Грибово, устанавливается вторая АТГ 750/500 кВ на ПС 750 кВ Белозерская.

Сооружение новых линий электропередачи 500 кВ будут связано с необходимостью обеспечения выдачи мощности крупных электростанций (в том числе атомных), усиления основной электрической сети в ОЭС Центра, ОЭС Юга, ОЭС Средней Волги, ОЭС Урала, ОЭС Сибири и ОЭС Востока, а также развития межсистемных связей.

В период до 2017 года наиболее значимые вводы:

- в ОЭС Центра: две ВЛ 500 кВ Грибово – Дорохово с ПС 500 кВ Дорохово, ВЛ 500 кВ Дорохово - Панино – для выдачи мощности Калининской АЭС, ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-2 – Елецкая (Борино) – для выдачи мощности Нововоронежской АЭС-2, две ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС-2 - Ярцево с ПС 500 кВ Ярцево – для выдачи мощности Загорской ГАЭС-2, ПС Чагино, Ногинск, Пахра, Трубино – комплексное технической перевооружение и реконструкция, ПС 500 кВ Каскадная с заходами ВЛ 500 кВ Чагино – Ногинск, ПП 500 кВ Ожерелье с заходами ВЛ 500 кВ Чагино – Михайловская и участком ВЛ 750 кВ отв. Кашира - ПП Ожерелье, ПП 500 кВ Панино с заходами ВЛ 500 кВ Чагино - ПП Ожерелье и ВЛ 500 кВ Каширская ГРЭС – Пахра, ОРУ 220 кВ на ПС 750 кВ Белый Раст с установкой АТ 500/220 кВ – для повышения надёжности электроснабжения потребителей Москвы и Московской области, ПС 500 кВ Обнинск с ВЛ 500 кВ Калужская – Обнинск - для повышения надежности электроснабжения потребителей северной части Калужской области;

- в ОЭС Юга: ВЛ 500 кВ Крымская - Центральная - для повышения надёжности электроснабжения потребителей юго-западного района энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея, ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок с ПС 500 кВ Моздок - для усиления электрической сети ОЭС Юга в направлении Дагестанской и Северокавказской энергосистем, ВЛ 500 кВ Ростовская – Шахты - для повышения надёжности электроснабжения потребителей энергосистемы Ростовской области, ВЛ 500 кВ Ростовская – Андреевская с ПС 500 кВ Андреевская и заходами ВЛ 500 кВ Тихорецк – Кубанская - для повышения пропускной способности сети между энергосистемой Ростовской области и энергосистемой Краснодарского края и Республики Адыгея и усиления питания электрических сетей в районе г.

Краснодар, ПС 500 кВ Анапа (Бужора) с питающей ВЛ 500 кВ Кубанская – Анапа и ВЛ 500 кВ Анапа – Андреевская для обеспечения присоединения новых потребителей в юго-западном районе энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея, ВЛ 500 кВ Невинномысск – РП Новосвободная и ВЛ 500 кВ Новосвободная – Черноморская для усиления питания потребителей Сочинского энергорайона, 2-ая ВЛ 500 кВ Волгодонская АЭС – Тихорецкая и ВЛ 500 кВ Волгодонская АЭС - Ростовская - для выдачи мощности Волгодонской АЭС;

- в ОЭС Средней Волги: ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Курдюм – для повышения надежности электроснабжения потребителей Саратовского энергоузла и г. Саратов; ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС - Нижегородская - для повышения надежности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла и г. Нижний Новгород; транзит 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики - Пенза-II - для выдачи избытков мощности Балаково-Саратовского энергоузла и повышения надежности электроснабжения потребителей Пензенского энергоузла; ПС 500 кВ Елабуга – для внешнего электроснабжения потребителей СЭЗ «Алабуга» и промышленных потребителей г. Нижнекамск; ПС 500 кВ Радуга-2 - для обеспечения возможности присоединения новых потребителей в Выксунском энергоузле; ПС 500 кВ Казань с заходами ВЛ 500 кВ Помары – Удмуртская – для повышения надежности внешнего электроснабжения потребителей Казанского энергоузла;

- в ОЭС Урала: заходы ВЛ 500 кВ Южная-Шагол на Белоярскую АЭС-2, ПС 500 кВ Исеть с заходами ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС-Козырево (надстройка ОРУ 500 кВ на ПС 220 кВ Каменская), ВЛ 500 кВ Белоярская АЭС-2–Исеть – для выдачи мощности Белоярской АЭС-2; шлейфовый заход ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Шагол на РУ ЮУГРЭС-2 – для выдачи мощности ЮУГРЭС-2; ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Приваловская – для повышения надежности электроснабжения потребителей Кропочево-Златоустовского энергоузла и выдачи мощности Троицкой ГРЭС; заходы ВЛ 500 кВ Ильково-Луговая в ОРУ 500 кВ Няганской ТЭС – для выдачи мощности Няганской ТЭС; ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Магистральная – для выдачи мощности Сургутская ГРЭС-2 и повышения надежности электроснабжения потребителей Сургутского энергорайона; вторая цепь ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС - Белозерная – для выдачи мощности Нижневартовской ГРЭС; ВЛ 500 кВ Северная - БАЗ с расширением ПС БАЗ – для повышения надежности электроснабжения потребителей Серово-Богословского энергоузла энергосистемы Свердловской области; ПС 500 кВ Преображенская с заходами ВЛ 500 кВ Газовая - Красноармейская – для повышения надежности электроснабжения потребителей Западного энергорайона Оренбургской области и увеличения пропускной способности межсистемного сечения Запад-Урал; ПС 500 кВ Сосьва с заходами ВЛ 500 кВ Тагил-БАЗ – для повышения надежности электроснабжения потребителей Серово-Богословского и Тагильского энергоузлов энергосистемы Свердловской области; ВЛ 500 кВ Трачуковская - Кирилловская – для повышение надежности электроснабжения потребителей Когалымского и Ноябрьского энергоузлов; ПС 500 кВ Кирилловская с заходами ВЛ 500 кВ

СГРЭС-2 - Холмогорская и ВЛ 220 кВ В.Моховая-Когалым – для повышения надежности электроснабжения потребителей Когалымского энергоузла и усиления транзита Сургут - Северные районы Тюменской области; ПС 500 кВ Святогор с заходами ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Магистральная и заходами одной цепи ВЛ 220 кВ Магистральная-КС-5 и заходами ВЛ 220 кВ Магистральная-Правдинская – для повышении надежности электроснабжения электроустановок ОАО "НК "Роснефть"; новая ВЛ 500 кВ Кирилловская-Холмогорская – для повышении надежности электроснабжения потребителей Северных районов Тюменской области;

- в ОЭС Сибири: две ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Ангара, ПС 500 кВ Ангара, Ангара – Камала, ВЛ 500 кВ Ангара – Озёрная, Богучанская ГЭС – Озёрная – для выдачи мощности Богучанской ГЭС, ВЛ 500 кВ Северская АЭС - Томская, ВЛ 500 кВ Северская АЭС – Заря, строительство заходов ВЛ 500 кВ Томская - Парабель на Северскую АЭС - для выдачи мощности Северской АЭС; третья ВЛ 500 кВ Березовская ГРЭС-1 – Итатская - для выдачи мощности Березовской ГРЭС-1; две ВЛ 500 кВ Газовая ТЭС - Усть-Кут, ВЛ 500 кВ Братский ПП – Усть-Кут - для выдачи мощности Газовой ТЭС; ВЛ 500 кВ Алюминиевая - Абакан – Итатская - для повышения надежности электроснабжения Саянского и Хакасского алюминиевых заводов, ПС 500 кВ Кузбасская - для повышения надежности электроснабжения потребителей юга Кузбасса, ПС 500 кВ Енисей - для повышения надежности электроснабжения потребителей г. Красноярск, ПС 500 кВ Восход - для повышения надежности электроснабжения потребителей Омской области, ВЛ 500 кВ Енисей – Итатская, ВЛ 500 кВ Енисей – Камала - для повышение надежности транзита Красноярск-Иркутск; ВЛ 500 кВ Ключи - Гусиноозерская – ПП Петровск-Забайкальский - Чита с переводом на номинальное напряжение 500 кВ, ПП 500 кВ Петровск-Забайкальский, ОРУ 500 кВ на ПС Чита, ПС 500 кВ Гусиноозерская с заходами ВЛ 500 кВ - для повышения пропускной способности транзита Иркутск-Бурятия – Чита; ПС 500 кВ Усть-Кут, ВЛ 500 кВ Усть-Кут - Нижнеангарск с ПС 500 кВ Нижнеангарская для повышения надежности электроснабжения потребителей Иркутской ЭС и БАМа, ПС 500 кВ Озерная, ВЛ 500 кВ Тайшет – Озёрная, ВЛ 500 кВ Братский ПП - Озерная – для электроснабжения Тайшетского алюминиевого завода; ВЛ 500 кВ Нижнеангарская - Чара с ПС 500 кВ Чара - для обеспечения внешнего электроснабжения Удоканского ГОКа и других потребителей зоны БАМ;

- в ОЭС Востока: ВЛ 500 кВ Чугуевка – Лозовая – Владивосток с ПС 500 кВ Лозовая - для повышения надежности электроснабжения потребителей юга Приморского края, ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Хабаровская – для повышения пропускной способности межсистемного транзита, ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская (вторая ВЛ) и ВЛ 500 кВ Зейская – Амурская (вторая ВЛ) – для повышения надежности выдачи мощности Бурейской и Зейской ГЭС и обеспечения экспорта мощности и электроэнергии в Китай.

В 2011-2017 годах намечается усиление следующих межсистемных сечений путем сооружения новых линий электропередачи напряжением 500 кВ:

- Урал - Средняя Волга, Центр за счет сооружения ВЛ 500 кВ Помары - Удмуртская и ВЛ 500 кВ Газовая – Красноармейская;

- Сибирь – Урал за счет сооружения ВЛ 500 кВ Восход – Ишим (Витязь) - Курган и ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС-Советско-Соснинская;

- Средняя Волга – Юг, Центр за счет сооружения ВЛ 500 кВ Курдюм – Фроловская.

Для выдачи мощности второго энергоблока Ленинградской АЭС-2 предусматривается сооружение передачи постоянного тока (далее - ППТ) напряжением ± 300 кВ ЛАЭС-2 – Выборг пропускной способностью 1000 МВт. Сооружение этой электропередачи позволит также повысить надежность электроснабжения потребителей г. Санкт-Петербург и северо-западного района Ленинградской области.

Электрическая сеть 330 кВ будет продолжать выполнять системообразующие функции и обеспечивать выдачу мощности крупных электростанций в западной части ОЭС Центра, в ОЭС Северо–Запада и ОЭС Юга.

В ОЭС Северо-Запада предусматривается строительство электрической сети напряжением 330 кВ для выдачи первых энергоблоков Ленинградской АЭС-2 и Балтийской АЭС. Продолжается сооружение транзита Колэнерго – Карелэнерго – Ленэнерго. Намечается сооружение ВЛ 330 кВ Лоухи – Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС – Петрозаводская - Тихвин. Развитие электрической сети 330 кВ предусматривается также в северной части энергосистемы Мурманской области для электроснабжения Штокманского газоконденсатного месторождения (ШГКМ). Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей Псковской области намечается сооружение ВЛ 330 кВ Новосокольники – Талашкино.

В ОЭС Центра предусматривается сооружение ВЛ 330 кВ Калининская АЭС - Бежецк с ПС 330 кВ Бежецк (перевод на 330 кВ) - для резервирования собственных нужд и повышения надежности выдачи блока №1 Калининской АЭС, ПС 330 кВ Тверь с заходами ВЛ 330 кВ Конаковская ГРЭС – Калининская – для обеспечения возможности присоединения новых потребителей Тверского энергоузла.

В ОЭС Юга предусматривается сооружение ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГЭС-ГАЭС - Черкесск для выдачи мощности Зеленчукской ГЭС-ГАЭС, ВЛ 330 кВ Нальчик - Владикавказ-2 для усиления электрической сети 330 кВ в направлении Северокавказской и Дагестанской энергосистем и заходов ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС для выдачи её мощности, сооружение ВЛ 330 кВ Моздок – Артём с ПС 330 кВ Артём и заходами ВЛ 330 кВ Чирюрт – Махачкала, что позволит повысить пропускную способность электрической сети 330 кВ между Дагестанской энергосистемой и остальной частью ОЭС Юга и надежность экспорта в Азербайджан, сооружение ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – Чирюрт повысит надёжность работы основной электрической сети 330 кВ энергосистемы Республики Дагестан и надёжность выдачи мощности Ирганайской ГЭС, ВЛ 330 кВ Артём – Дербент повысит пропускную способность связей с Азербайджаном для обеспечения экспорта, строительство

новой ПС 330 кВ в Чеченской энергосистеме с заходами ВЛ 330 кВ Моздок – Артём повысит надёжность электроснабжения потребителей, сооружение новых ПС 330 кВ Кисловодск, Кизляр, Алагир и ВЛ 330 кВ для присоединения их к энергосистеме также повысит надежность электроснабжения потребителей ОЭС Юга в зоне влияния этих подстанций.

Начиная с 2012 года предполагается объединение на параллельную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока за счет установки вставок несинхронной связи (ВНС) проходной мощностью ± 200 МВт на ПС 220 кВ Могоча (ОЭС Сибири) и на ПС 220 кВ Хани с подвеской второй цепи ВЛ 220 кВ Тында – Чара (Амурская энергосистема).

Основные тенденции в развитии электрических сетей 220 кВ будут состоять в усилении распределительных функций и обеспечении выдачи мощности электростанций. В изолированных энергосистемах Дальнего Востока, а также энергосистемах Архангельской области и Республики Коми электрические сети 220 кВ будут выступать в качестве основной электрической сети.

В ОЭС Северо-Запада предполагается сооружение вторых ВЛ 220 кВ на одноцепном транзите Печерская ГРЭС – Ухта – Микунь – Заовражье.

В ОЭС Центра значительное усиление электрической сети 220 кВ предусматривается в районе г. Москва.

В ОЭС Юга развитие электрической сети 220 кВ предусматривается для выдачи мощности Адлерской, Джубгинской, Кудепстинской и Новоростовской ТЭС, а также для повышения надежности электроснабжения потребителей (ВЛ 220 кВ Тихорецкая – Витаминкомбинат), питания крупных предприятий и нагрузочных узлов: ВЛ 220 кВ РП Волгодонск – ГОК и перевод на номинальное напряжение ВЛ Заливская – ГОК для электроснабжения ООО «ЕвроХим-ВолгаКалий», ПС 220 кВ Игорная зона с ВЛ 220 кВ Игорная зона – Ростовская и ВЛ 220 кВ Игорная зона – Староминская для внешнего электроснабжения Игорной зоны «Азов-сити», ПС 220 кВ Бужора с заходами ВЛ 220 кВ Кубанская – Вышестеблиевская для обеспечения присоединения новых потребителей, 2-х цепная ВЛ 220 кВ Кубанская – АЭМЗ к ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Кубанская для электроснабжения ООО «Абинский электрометаллургический завод», ПС 220 кВ Цементная с ВЛ 220 кВ Цементная – Кирилловская и ВЛ 220 кВ Кубанская – Кирилловская для внешнего электроснабжения Верхнебаканского цементного завода, ПС 220 кВ НПС-7 с заходами ВЛ 220 кВ Брюховецкая – Витаминкомбинат для электроснабжения ЗАО «Каспийский трубопроводный консорциум-Р» и т.д.

В ОЭС Средней Волги развитие электрической сети 220 кВ, в основном, предусматривается в Нижегородском энергоузле (ВЛ 220 кВ Нижегородская – Борская, Борская- Семеновская, Семеновская - Узловая), Нижнекамском энергоузле (ВЛ 220 кВ для внешнего электроснабжения НХ и НПЗ в г.Нижнекамск), а также для усиления связей между Нижнекамским и Казанским энергоузлами (ВЛ 220 кВ Елабуга - Центральная). Кроме этого

предусматривается локальное развитие электрической сети 220 кВ в остальных энергосистемах ОЭС Средней Волги.

В ОЭС Урала намечается ввод заходов ВЛ 220 кВ БАЭС-Окуневская на Белоярскую АЭС-2, заходы одной цепи ВЛ 220 кВ БАЭС-Каменская на Белоярскую АЭС-2 – для выдачи мощности Белоярской АЭС-2; двухцепная ВЛ 220 кВ Яйвинская ГРЭС - Северная 3,4 цепь - для выдачи мощности Яйвинской ГРЭС; заходы ВЛ 220 кВ Сосьва - Краснотурьинск на Серовскую ГРЭС - для выдачи мощности Серовской ГРЭС; заход ВЛ 220 кВ Ашкадар-Самаровка на Н.Салаватскую ТЭЦ, ВЛ 220 кВ Н.Салаватская ТЭЦ-Ашкадар - для выдачи мощности Н.Салаватской ТЭЦ; строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ, отходящих от Уренгойской ГРЭС, с подключением к ВЛ 220 кВ Тарко-Сале - Уренгой и образованием ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС-Тарко-Сале и ВЛ 220 кВ в габаритах 500 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой, двухцепной ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС-Уренгой с использованием участка ВЛ 110 кВ (в габаритах 220 кВ) Уренгой - Муяганто-1,2 - для выдачи мощности Уренгойской ГРЭС и повышение надежности электроснабжения Северного и Ноябрьского энергорайонов; ВЛ 220 кВ Бузулукская-Куйбышевская (2-я цепь) - для повышение надежности электроснабжения Бузулукского энергорайона энергосистемы Оренбургской области; ВЛ 220 кВ Лебяжье-Дубники - для повышение надежности электроснабжения потребителей Южного энергорайона энергосистем Кировской области и Республик Марий ЭЛ ОЭС Средней Волги.

В ОЭС Сибири намечается ввод ВЛ 220 кВ Татаурово - Горячинская – Баргузин, ПС 220 кВ Горячинская, ПС 220 кВ Баргузин - для электроснабжениея курортной зоны на о. Байкал; ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС – Бугдаинская – Быстринская - для электроснабжения ГОКов; ВЛ 220 кВ Пеледуй - Чертово корыто - Сухой Лог – Мамакан - для электроснабжения месторождений золота "Сухой Лог" и "Чертово Корыто"; две одноцепные ВЛ 220 кВ (Усть - Кут) Якурим – Киренская с ПС 220 кВ Киренская, две одноцепные ВЛ 220 кВ Киренская - НПС-8, ВЛ 220 кВ БПП - НПС-3, ВЛ 220 кВ НПС - 2 - НПС-3, отпайки от двух ВЛ 220 кВ НПС 8 – НПС 10 с ПС 220 кВ при НПС-2, 3, 5, 6, 7, 8, 9 - для внешнего электроснабжение НТС ВСТО-1.

В ОЭС Востока намечается объединение Южного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия) за счет сооружения двухцепной ВЛ 220 кВ Томмот – Майя.

Для обеспечения внешнего электроснабжения нефтяной трубопроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан (НТС ВСТО) намечается сооружение:

- трех ПС НПС № 16, 18, 19 - в Южно-Якутском энергорайоне;
- пяти ПС НПС № 20, 23, 24, 26, 27 – в энергосистеме Амурской области;
- пяти ПС НПС № 29, 30, 32, 34, 36 - в энергосистеме Хабаровской края;
- трех ПС НПС № 38, 40, 41 – в энергосистеме Приморского края;

- пяти ПС НПС № 10 – 13, 15 – в западном энергорайоне энергосистемы Республики Саха (Якутия).

Объединение Западного и Южного энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия) намечается путем сооружения ВЛ 220 кВ Ленск – НПС-14 – НПС-15 – НПС-16 с установкой вставки несинхронной связи (ВНС) на ПС 220 кВ Олекминск.

Для обеспечения электроснабжения объектов саммита АТЭС предусмотрено сооружение ЛЭП 220 кВ Зеленый Угол – Русская (Поспелово) с ПС 220 кВ Русская (Поспелово), ПС 220 кВ Патрокл, ВЛ 220 кВ Владивосток – Зеленый Угол, ВЛ 220 кВ ВТЭЦ-2 – Зеленый Угол – Волна с ПС 220 кВ Зеленый Угол.

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию магистральных и распределительных сетей с учетом требований по обеспечению регулирования (компенсации) реактивной электрической мощности на 2011-2017 годы приведен в приложении № 11.

Карты-схемы размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций по ОЭС ЕЭС России на 2011-2017 годы (с выделением энергосистем Москвы и Московской области; Санкт-Петербурга и Ленинградской области; Краснодарского края и Республики Адыгея; Тюменской области, Ямало-Ненецкого автономного округа, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры) представлены в разделе XI.

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 220 кВ представлены в приложении № 12.

XI. Схема развития ЕЭС России

Схема развития ЕЭС России состоит из следующих карт-схем:

1. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Северо-Запада на 2011 - 2017 годы.
2. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2011 - 2017 годы (по городу Санкт-Петербург).
3. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2011 - 2017 годы (по Ленинградской области).
4. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Центра на 2011 - 2017 годы.
5. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Москвы и Московской области на 2011 - 2017 годы.

6. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Средней Волги на 2011 - 2017 годы.

7. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Юга на 2011 - 2017 годы.

8. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея на 2011 - 2017 годы.

9. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Урала на 2011 - 2017 годы.

10. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Тюменской области, Ямало-Ненецкого автономного округа, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры на 2011 - 2017 годы.

11. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Сибири на 2011 - 2017 годы.

12. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Востока на 2011 - 2017 годы.

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Северо-Запада на 2011-2017 годы

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2011-2017 годы (по г. Санкт-Петербург)

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2011г.	вводимые в 2011 году	вводимые в 2012–2014 гг.	вводимые в 2015 – 2017 гг.
Электростанции ТЭС				
Подстанции 330 кВ 220 кВ				
Линии электропередачи 330 кВ 220 кВ				

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2011-2017 годы (по Ленинградской области)

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Центра на 2011-2017 годы

Список подстанций, обозначенных цифрами:

1 – Лотная
2 – Южная
3 – Кировская

*) – демонтируется к 2015г.
**) – включает ПС 500 кВ Новая
***) – включает ПС 220 кВ Промзона, 2 КЛ 220 кВ Новая-Промзона и 2 КЛ 220 кВ НВАЭС-2 – Новая

Условные обозначения

	Существующие на 01.01.2011г.	Намечаемые к сооружению		
		в 2011 году	в 2012-2014 гг.	в 2015-2017гг.
ГЭС и ГАЭС				
ТЭС				
АЭС				
ПС 750 кВ				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
Перекл. пункт				
ПС пост. тока				
ВЛ 1150 кВ				
750 кВ				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
ВЛ пост. тока				
Границы ОЭС				
Границы энергосистем				
Границы России				

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области на 2011-2017 годы

ЯРОСЛАВСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
ТВЕРСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
ВЛАДИМИРСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
СМОЛЕНСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
КАЛУЖСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
ТУЛЬСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
РЯЗАНСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
на Угличскую ГЭС
на Астраханскую ГРЭС
на Калининскую АЭС
на Ленинградскую АЭС
на Ивановскую ТЭЦ
на Новомосковскую ГРЭС
Канаковская ГРЭС
Заводская ПАЭС-12
Шатурская ГРЭС
Каширская ГРЭС
Шаховская электросеть
ЗАПАДНАЯ
ЕЕСКЫЛЫКОВО
КАСКАДНАЯ
ГРЕЕВО
БЕЛЫЙ РАСТ
ТРЕБИНО
ЛОГИНО
ГГ ГАНИНО
ГГ СХЕРЕЛЕ
ГАХРА
ГГ ГАНИНО
нс ГС ВЛАДИМИРСКАЯ
нс ГС МИХАЙЛОВСКАЯ
нс ГС КАЛУЖСКАЯ
нс ГС ТУЛА
нс ГС ШАТУРА
нс ГС ГАХРА
нс ГС ГАНИНО
нс ГС LATV
нс ГС ТРЕБИНО
нс ГС БЕЛЫЙ РАСТ
нс ГС ЛОГИНО
нс ГС Алексеевское
нс ГС Гжель
нс ГС Всеволожск
нс ГС Ивановская
нс ГС Шексна
нс ГС Ярославская
нс ГС Ростов
нс ГС Ростов
нс ГС Смена
нс ГС Ольгино
нс ГС Ыхо
нс ГС ТРЕБИНО
нс ГС ЛОГИНО
нс ГС ТРЕБИНО
нс ГС БЕЛЫЙ РАСТ
нс ГС Гжель
нс ГС Гжель
нс ГС Гжель

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Средней Волги на 2011-2017 годы

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Юга на 2011-2017 годы

Украина
ОЭС Центра
ОЭС Средней Волги
ОЭС Юга
Азовское море
Черное море
Каспийское море
Грузия
Армения
Азербайджан
на ПС Лиски
Придонская
на ПС Липецкая
на ПС Хопер
на ПС Курдюм
на Луганскую ГРЭС
Великоцкая
на Михайловку
на Амвросиевку
на Южную
на Победу
Сысоево
Донецк
Промзона
Погорелово
Экспериментальная (Неветной) ГЭС
Ростовская
Г-20
Б-10
РОСТОВСКАЯ ЭС
Ш-50
Шахты
Новочеркасская
Новочеркасская ТЭС
Ростовская
Цимлянская
Сальская
ВДТЭЦ
Тихорецк
Краснодарская
Песчанокопская
Сосыкин-2
ГОК
Зимовники
РП Волгодонск
Котельниково
Элиста Сев.
КАЛМЫЦКАЯ ЭС
Ставропольская
Ставрополь
Благодарная
Невинномысская
Невинномысск
ГЭС-4
КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКАЯ ЭС
СТАВРОПОЛЬСКАЯ ЭС
Черкесск
ГЭС-2
на Ингури ГЭС
Зеленчукская ГЭС - РАЭС
Кисловодск
Машук
Баксан
Прохладная-2
Моздок
Нальчик
Алагир
Зарамагская ГЭС-1
СЕВЕРО-КАВКАЗСКАЯ ЭС
Владикавказ-II
В-500
ИНГУШСКАЯ ЭС
ЧЕЧЕНСКАЯ ЭС
Грозный
Новая ПС
Кизляр
Миатлинская
Чиркейская
Чирюрт
Артем
ДАГЕСТАНСКАЯ ЭС
Махачкала
Ирганайская
Дербент
на Яшму
Буденновск
Прикумск
Волгоград
Волжская
Алюминиевая
Южная
Трубная
Черный Яр
Большой Царын
Владимировка
Харабали
АСТРАХАНСКАЯ ЭС
Нефтепровод
ЦК (Центральная котельная)
Астрахань
Лиман
Баррикадная
Рассвет
Газовая
Тяговая-1
Астраханская ТЭЦ-2
Балашовская
ВОЛГОГРАДСКАЯ ЭС
Красный Яр
Петров Вал
Литейная
Камышинская ТЭЦ
Астраханская
Таловка
Полунино
Арчеда
Фроловская
Таловка
Иловля-2
Песчанка
Петров Вал
Головная
на Балаковскую АЭС
Приморская
Палласовка
Вышестеблиевская
КУБАНСКАЯ ЭС
Анапа (Бужора)
Бужора
Крымская-1
Цементная
Кирилловская
Восточная
Абинский ЭМЗ
Туапсинская (Джубгинская)
Шепси
Дагомыс
Сочинская
Кудепстинская
Адлерская
Черноморская
на Бзыбь
Брюховецкая
Славянск
Ст.Минская
Андреевская
Кубанская
Крымская-II
Вост.Промзона
Афипская
Г.Ключ
Тверская
Центральная
Мостовская
Черемушки
Кропоткин
Курганная
Армавир
Краснодарская
Псебайская
РП Новосвободная
Крыл.
Ея тяг.
Койсуг
Игорная зона
А-20
А-30
Т-15 (Таганрог)
Т-19
Р-20
Андреевская
Сотниковская
Вешенская
Андреевская
Астраханская
Таловка
Полунино
Иловля-2
Песчанка
Волгоград
Волжская
Алюминиевая
Южная
Трубная
Приморская
Палласовка
Головная
Волгоградская ТЭЦ-3
Волгоградская ТЭЦ-2
Волгоградская ТЭЦ-1
Трубная
ЭМК
ТЭЦ-2
Волжская ГЭС
Волжская
Волгоградское водохранилище
Волгоградская ГЭС
Волгоградская
Волгоградская ТЭЦ-2
Волгоградская ТЭЦ-3
Волгоградская ТЭЦ-1

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея на 2011-2017 годы

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2011 г.	Намечаемые к сооружению		
		в 2011 г.	в 2012-2014 гг.	в 2015-2017 гг.
Электростанции				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
Линии электропередачи				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
Границы				
Государственная ОЗС				

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Урала на 2011-2017 годы

ОЭС Центра
ОЭС Урала
ОЭС Средней Волги
ОЭС Сибири
Казахстан
на ПС ЗВЕЗДА
на ПС Дубники
на ПС ПОМАРЫ (КАЗАНЬ)
на ПС Кутлу-Букаш
на Нижнекамскую ГЭС (ЕЛАБУГА)
на ПС Бугульма
на ПС КРАСНОАРМЕЙСКАЯ
на ПС Куйбышев
ПРЕОБРАЖЕНСКАЯ
на ПС Улье (вкл. на 220 кВ)
на ПС Актюбинск
на ПС Кимперсай
на ПС Жетикара
на Костанай (вкл. на 500 кВ)
на ПС СОКОЛ
на Приуральскую
на ПС ВОСХОД
на Петропавловскую ТЭЦ
на ПС Аврора
на ПС СОВЕТСКО-СОСНИНСКАЯ
на ПС Янбург
Кировская ЭС
Удмуртская ЭС
Пермская ЭС
Свердловская ЭС
Тюменская ЭС
Оренбургская ЭС
Челябинская ЭС
Курганская ЭС
Башкирская ЭС
Нижневартовская
Урengойская ГРЭС
Тобольская ТЭЦ
Нягаганская ГРЭС
Новодвинская ГРЭС
Новобарановская ТЭЦ
Ново-Березниковская ТЭЦ
Пермская ТЭЦ-9
Ново-Стерлитамакская
Ново-Саловатская ТЭЦ
Уфимская ТЭЦ-5
Уфимская ТЭЦ-2
Кумертауская
Троицкая
Ириклинская
Карталы
Магнитогорск
Новотроицкая
Орск
Киембай
Оренбург
Сорочинская
Карталинская
Сарапташ
Рысаево
Сосьва
Серовская
Электросталь
Электросталь (N4)
Краснотурьинск
Красноуфимск
Кармановская
Волжская
Камская
Пермская
Березники
Соликамск
Чусовой
Кизел
Гремячинск
Лысьва
Чусовая
Кунгур
Ирбит
Тавда
Ишим
Тюмень
Тура
Ялуторовск
Заводоуковск
Голышманово
Курган
Шадринск
Шумиха
Макушино
Звездная
Ижевск
Сосна
Кама
Каскад
Ленинская
Усть-Балык
Нефтеюганская
Росляковская
Ягодная
Сургут
Нижневартовская
Мегион
Лангепас
Когалым
Радужный
Пыть-Ях
Югра
Сургут
Тобольск
Ишим
Ялуторовск
Заводоуковск
Голышманово
Шадринск
Курган
Шумиха
Макушино
Звездная
Ижевск
Сосна
Кама
Каскад
Ленинская
Усть-Балык
Нефтеюганская
Росляковская
Ягодная
Сургут
Нижневартовская
Мегион
Лангепас
Когалым
Радужный
Пыть-Ях
Югра

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Тюменской области, Ямало-Ненецкого автономного округа, Ханты-Мансийского автономного округа - Югра на 2011-2017 годы

Примечания
1 - СИБИРСКАЯ
2 - Орбита
3 - Дунаевская
4 - Лас-Еганская
5 - Кирьяновская
6 - ГПП-2
7 - Мегион
8 - Энтор

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2011 г.	вводимые в 2011 г.	вводимые в 2012-2014 гг.	вводимые в 2015-2017 гг.
Электростанции				
ТЭС				
Подстанции				
500 кВ				
220 кВ				
Перекл. пункт				
Линии электропередачи				
500 кВ				
220 кВ				
Границы				
Государственная				
ОЭС				
Энергосистем				

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Сибири на 2011-2017 годы

на ПС КЗТЭ
ЕНИСЕЙ
КРАСНОЯРСКАЯ
КИСК
Жорки
Ново-Красноярская
Зеленая
Левобережная
на Назаровскую
КраМЗа
Красноярская ТЭЦ-3
ТЭЦ-2
Центр
Узловая
на ИТАТСКУЮ
Дивногорская
ТЭЦ-1
ТПК
Заводская
Красноярская
Правобережная
на КАМАЛУ
Условные обозначения
существующие на 01.01.2011 г.
вводимые в 2011 г.
вводимые в 2012-2014 гг.
вводимые в 2015-2017 гг.
Электростанции
ГЭС
ТЭС
Подстанции
500 кВ
Перекл. пункт
220 кВ
Перекл. пункт
ПС. пост. тока
Линии электропередачи
1150 кВ
500 кВ
220 кВ
В/Л пост. тока
Границы
Государственная
ОЭС
1 - ПП Новолуговая
2 - ПС Прогресс
3 - ПС Спортивная
4 - ПС Коммунальная
Опорная
г.Норильск
РПП-220
Усть-Хантайская
Игарка
Курейская
ОЭС УРАЛА
ОЭС СИБИРИ
ОМСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
ТОМСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
НОВОСИБИРСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
КУЗБАССКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
АЛТАЙСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА (вкл. на 500 кВ)
ХАКАССКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
КРАСНОЯРСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
ТЫВИНСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
ИРКУТСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
БУРЯТСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
ЗАБАЙКАЛЬСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
ЯКУТСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА (ОЭС ВОСТОКА)
ОЭС ВОСТОКА
КАЗАХСТАН
МОНГОЛИЯ
на ПС ИШИМ
на ПС АВРОРА
на ПС ЭКИБАСТУЗ
на ПС Усть-Каменогорск
в МР
на ПС Пелёдуй
на ПС Хани
на ПС Сковородино
Омская ТЭЦ-4
Называевская
Левобережная
Загородная
Ульяновская
Лузино
Аромашка
Москалёво
ВОСХОД
ГАВРИЛОВСКАЯ (ОМСК)
Татарская
БАРАБИНСКАЯ
Барабинская ТЭЦ
Северская АЭС
Томская ТЭЦ-3
ТОМСКАЯ
Асино
Чулым
Дружная
Тулинская
Новосибирская
Южная
Бийская ТЭЦ-1
Алтайская ГЭС (Мунайская ТЭС)
Горняк
РУБЦОВСК
Барнаульская
Кузнецкая ТЭЦ
Новокузнецкая
КУЗБАССКАЯ
Беловская
Итатская
Назаровская
Шарыпово
Ужур
Абакан
Черногорская
Саяно-Шушенская
Майнская
Саяно-Шушенская ГЭС
Кызыл
Чадан
Ак-Довурак
ПП Элегестский
Элегестский ГОК
Кемеровская
Новокузнецкая
Ферросплавная
Ленинск-Кузнецкий
Прокопьевская
Киселевская
Междуреченская
Тайшет
Саянская
Кравченко
Мана
Крол
Щетинкино
Кошурниково
Ирбинская
Курагино
Минусинская
Минусинская ТЭЦ
Шушенская
Абаза
Черемхово
Лесная
Иркутская
Ново-Иркутская
Иркутская ТЭЦ-6
Иркутская ТЭЦ-11
Покосное
Ново-Зиминская
ПП Тулун
Тулун
УПК и ПП Тырет
Усть-Илимская
Усть-Кут
Газовая ТЭС (Усть-Кут)
Братская
Братский ПП
Бодайбо
Мамаканская ГЭС
Чара
Сухой Лог
Чертово Корыто
Киренск
Якутск
Нижнеангарская
Ангарокан
Перевал
Таксимо
Окусикан
Кыкчан
Ясная
Ангоя
Кичера
Северо-Байкальская
Кяхта
Чита
Читинская ТЭЦ-1
Могоча
Амазар
Ксеньевка
Шилка
Борзя
Забайкальск
Приаргунск
Ерофей Павлович
Ясная
Ханкайская
Хабаровск
Комсомольск-на-Амуре
Тында
Бурея
Зея
Амур
Ленинск-Кузнецкий
Прокопьевск
Киселевск
Междуреченск
Мариинск
Ачинск
Красноярск
Ангарск
Иркутск
Шелехов
Тайшет
Братск
Усть-Илимск
Нижнеудинск
Тулун
Черемхово
Саянск
Абакан
Минусинск
Шушенское
Кызыл
Ак-Довурак
Чадан
Элегестский ГОК
Ханкайская
Шерловогорская
ЦРП ПП ПКО
Могочино
Ясная
Ерофей Павлович

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Востока на 2011-2017 годы

Приложение № 1
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2011-2017 годы

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС и ЕЭС России на 2011-2017 годы

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада, млрд. кВтч

	Факт	Средне-годовой темп за 2007 - 2009 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой темп за 2011 - 2017 гг., %
	2009 г.		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	
ОЭС Северо-Запада	**88,812**		**92,723**	**93,871**	**96,534**	**98,783**	**100,684**	**102,611**	**104,980**	**107,379**	
годовой темп, %	*-2,73*	*0,68*	*4,40*	*1,24*	*2,84*	*2,33*	*1,92*	*1,91*	*2,31*	*2,29*	*2,12*
энергосистема Архангельской области	**7,534**		**7,746**	**7,808**	**7,899**	**8,038**	**8,180**	**8,312**	**8,448**	**8,588**	
годовой темп, %	*-4,90*	*-0,92*	*2,81*	*0,80*	*1,17*	*1,76*	*1,77*	*1,61*	*1,64*	*1,66*	*1,49*
энергосистема Калининградской области	**3,864**		**4,093**	**4,197**	**4,296**	**4,398**	**4,503**	**4,611**	**4,922**	**5,485**	
годовой темп, %	*-2,74*	*0,82*	*5,93*	*2,54*	*2,36*	*2,37*	*2,39*	*2,40*	*6,74*	*11,44*	*4,27*
энергосистема Республики Карелия	**8,633**		**9,127**	**9,285**	**9,414**	**9,523**	**9,640**	**9,763**	**10,141**	**10,276**	
годовой темп, %	*-7,26*	*-1,99*	*5,72*	*1,73*	*1,39*	*1,16*	*1,23*	*1,28*	*3,87*	*1,33*	*1,71*
энергосистема Мурманской области	**13,123**		**13,270**	**13,450**	**13,749**	**13,896**	**14,013**	**14,157**	**14,309**	**14,468**	
годовой темп, %	*-2,93*	*-1,29*	*1,12*	*1,36*	*2,22*	*1,07*	*0,84*	*1,03*	*1,07*	*1,11*	*1,24*

	Факт	Средне-годовой темп за 2007 - 2009 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой темп за 2011 - 2017 гг., %
	2009 г.		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	
энергосистема Республики Коми	**8,714**		**8,747**	**8,766**	**8,929**	**9,088**	**9,219**	**9,352**	**9,489**	**9,629**	
годовой темп, %	*-1,30*	*0,89*	*0,38*	*0,22*	*1,86*	*1,78*	*1,44*	*1,44*	*1,46*	*1,48*	*1,38*
энергосистема Санкт-Петербурга и Ленинградская области	**40,944**		**43,393**	**43,923**	**45,583**	**46,994**	**48,101**	**49,273**	**50,414**	**51,560**	
годовой темп, %	*-1,73*	*2,11*	*5,98*	*1,22*	*3,78*	*3,10*	*2,36*	*2,44*	*2,32*	*2,27*	*2,49*
энергосистема Новгородской области	**3,915**		**4,164**	**4,231**	**4,392**	**4,530**	**4,671**	**4,744**	**4,819**	**4,896**	
годовой темп, %	*-1,98*	*1,43*	*6,36*	*1,61*	*3,81*	*3,14*	*3,11*	*1,56*	*1,58*	*1,60*	*2,34*
энергосистема Псковской области	**2,085**		**2,183**	**2,211**	**2,272**	**2,316**	**2,357**	**2,399**	**2,438**	**2,477**	
годовой темп, %	*-0,33*	*1,45*	*4,70*	*1,28*	*2,76*	*1,94*	*1,77*	*1,78*	*1,63*	*1,60*	*1,82*

Примечание: показатели электропотребления приведены с округлением

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Центра, млрд. кВтч

	Факт	Средне-годовой темп за 2007 - 2009 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой темп за 2011 - 2017 гг., %
	2009 г.		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	
ОЭС Центра	**211,709**		**221,847**	**227,210**	**236,115**	**245,782**	**252,772**	**259,496**	**266,731**	**273,389**	
годовой темп, %	*-3,99*	*-0,25*	*4,79*	*2,42*	*3,92*	*4,09*	*2,84*	*2,66*	*2,79*	*2,50*	*3,03*
энергосистема Белгородская области	**13,047**		**14,144**	**14,277**	**14,815**	**15,482**	**15,970**	**16,350**	**16,615**	**16,925**	
годовой темп, %	*-2,63*	*0,52*	*8,41*	*0,94*	*3,77*	*4,50*	*3,15*	*2,38*	*1,62*	*1,87*	*2,60*
энергосистема Брянской области	**4,084**		**4,290**	**4,398**	**4,457**	**4,513**	**4,565**	**4,618**	**4,671**	**4,725**	
годовой темп, %	*-3,08*	*-1,34*	*5,04*	*2,52*	*1,34*	*1,26*	*1,15*	*1,16*	*1,15*	*1,16*	*1,39*
энергосистема Владимирской области	**6,679**		**6,947**	**7,378**	**7,900**	**8,108**	**8,255**	**8,372**	**8,498**	**8,626**	
годовой темп, %	*-5,72*	*-1,01*	*4,01*	*6,20*	*7,08*	*2,63*	*1,81*	*1,42*	*1,51*	*1,51*	*3,14*
энергосистема Вологодской области	**12,864**		**13,606**	**13,728**	**13,973**	**14,222**	**14,458**	**14,872**	**15,886**	**16,908**	
годовой темп, %	*-10,03*	*-2,87*	*5,77*	*0,90*	*1,78*	*1,78*	*1,66*	*2,86*	*6,82*	*6,43*	*3,15*
энергосистема Воронежской области	**9,122**		**9,651**	**9,890**	**10,393**	**11,078**	**11,308**	**11,902**	**12,392**	**12,684**	
годовой темп, %	*-4,59*	*-1,01*	*5,80*	*2,48*	*5,09*	*6,59*	*2,08*	*5,25*	*4,12*	*2,36*	*3,98*
энергосистема Ивановской области	**3,708**		**3,812**	**3,937**	**4,087**	**4,160**	**4,219**	**4,268**	**4,320**	**4,373**	
годовой темп, %	*-8,49*	*-3,55*	*2,80*	*3,28*	*3,81*	*1,79*	*1,42*	*1,16*	*1,22*	*1,23*	*1,98*
энергосистема Калужской области	**4,787**		**5,041**	**5,159**	**5,845**	**6,857**	**7,781**	**8,412**	**8,947**	**9,249**	
годовой темп, %	*0,91*	*1,90*	*5,31*	*2,34*	*13,30*	*17,31*	*13,48*	*8,11*	*6,36*	*3,38*	*9,06*

	Факт	Средне-годовой темп за 2007 - 2009 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой темп за 2011 - 2017 гг., %
	2009 г.		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	
энергосистема Костромской области	**3,559**		**3,682**	**3,715**	**3,793**	**3,863**	**3,913**	**3,955**	**4,087**	**4,170**	
годовой темп, %	*-6,12*	*-1,59*	*3,46*	*0,90*	*2,10*	*1,85*	*1,29*	*1,07*	*3,34*	*2,03*	*1,79*
энергосистема Курской области	**7,716**		**7,996**	**8,331**	**8,505**	**8,588**	**8,673**	**8,760**	**8,900**	**8,992**	
годовой темп, %	*-1,69*	*-1,26*	*3,63*	*4,19*	*2,09*	*0,98*	*0,99*	*1,00*	*1,60*	*1,03*	*1,69*
энергосистема Липецкой области	**9,495**		**10,400**	**11,292**	**12,073**	**12,383**	**12,698**	**13,045**	**13,367**	**13,647**	
годовой темп, %	*-10,80*	*-3,83*	*9,53*	*8,58*	*6,92*	*2,57*	*2,54*	*2,73*	*2,47*	*2,09*	*3,96*
энергосистема Орловской области	**2,629**		**2,694**	**2,730**	**2,765**	**2,791**	**2,819**	**2,847**	**2,876**	**2,905**	
годовой темп, %	*-5,06*	*-3,05*	*2,47*	*1,34*	*1,28*	*0,94*	*1,00*	*0,99*	*1,02*	*1,01*	*1,08*
энергосистема Рязанской области	**6,063**		**6,368**	**6,697**	**6,856**	**7,008**	**7,193**	**7,282**	**7,363**	**7,447**	
годовой темп, %	*-5,63*	*-1,08*	*5,03*	*5,17*	*2,37*	*2,22*	*2,64*	*1,24*	*1,11*	*1,14*	*2,26*
энергосистема Смоленской области	**6,142**		**6,288**	**6,520**	**6,644**	**6,711**	**6,781**	**6,853**	**6,928**	**7,006**	
годовой темп, %	*-0,73*	*0,57*	*2,38*	*3,69*	*1,90*	*1,01*	*1,04*	*1,06*	*1,09*	*1,13*	*1,56*
энергосистема Тамбовской области	**3,170**		**3,381**	**3,433**	**3,539**	**3,630**	**3,696**	**3,782**	**3,827**	**3,872**	
годовой темп, %	*-10,60*	*-4,47*	*6,66*	*1,54*	*3,09*	*2,57*	*1,82*	*2,33*	*1,19*	*1,18*	*1,96*
энергосистема Тверской области	**7,382**		**7,676**	**7,778**	**8,233**	**8,574**	**8,745**	**8,882**	**9,024**	**9,169**	
годовой темп, %	*-4,28*	*-0,19*	*3,98*	*1,33*	*5,85*	*4,14*	*1,99*	*1,57*	*1,60*	*1,61*	*2,57*
энергосистема Тульской области	**9,493**		**10,008**	**10,268**	**10,549**	**10,780**	**10,998**	**11,228**	**11,418**	**11,609**	

	Факт	Средне-годовой темп за 2007 - 2009 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой темп за 2011 - 2017 гг., %
	2009 г.		**2010 г.**	**2011 г.**	**2012 г.**	**2013 г.**	**2014 г.**	**2015 г.**	**2016 г.**	**2017 г.**	
годовой темп, %	*-5,01*	*-3,04*	*5,43*	*2,60*	*2,74*	*2,19*	*2,02*	*2,09*	*1,69*	*1,67*	*2,14*
энергосистема Ярославской области	**7,771**		**8,133**	**8,329**	**8,597**	**8,776**	**9,184**	**9,382**	**9,588**	**9,802**	
годовой темп, %	*-6,88*	*-1,79*	*4,66*	*2,41*	*3,22*	*2,08*	*4,65*	*2,16*	*2,20*	*2,23*	*2,70*
энергосистема Москвы и Московской области	**93,998**		**97,730**	**99,350**	**103,091**	**108,258**	**111,516**	**114,686**	**118,024**	**121,280**	
годовой темп, %	*-1,98*	*1,48*	*3,97*	*1,66*	*3,77*	*5,01*	*3,01*	*2,84*	*2,91*	*2,76*	*3,13*

Примечание: показатели электропотребления приведены с округлением

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Средней Волги, млрд. кВтч

	Факт	Средне-годовой темп за 2007 - 2009 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой темп за 2011 - 2017 гг., %
	2009 г.		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	
ОЭС Средней Волги	**99,344**		**104,992**	**106,956**	**110,436**	**113,806**	**116,327**	**118,430**	**120,847**	**123,342**	
годовой темп, %	*-8,04*	*-1,90*	*5,69*	*1,87*	*3,25*	*3,05*	*2,22*	*1,81*	*2,04*	*2,06*	*2,33*
энергосистема Нижегородской области	**19,994**		**22,205**	**22,350**	**22,712**	**23,440**	**24,372**	**24,918**	**25,388**	**25,830**	
годовой темп, %	*-8,45*	*-2,08*	*11,06*	*0,65*	*1,62*	*3,21*	*3,98*	*2,24*	*1,89*	*1,74*	*2,18*
энергосистема Самарской области	**22,382**		**23,439**	**23,997**	**24,781**	**25,442**	**26,044**	**26,680**	**27,329**	**27,969**	
годовой темп, %	*-8,64*	*-1,76*	*4,72*	*2,38*	*3,27*	*2,67*	*2,37*	*2,44*	*2,43*	*2,34*	*2,56*
энергосистема Республики Марий-Эл	**2,786**		**3,165**	**3,260**	**3,308**	**3,355**	**3,400**	**3,446**	**3,492**	**3,538**	
годовой темп, %	*-13,88*	*-3,84*	*13,60*	*3,00*	*1,47*	*1,42*	*1,34*	*1,35*	*1,33*	*1,32*	*1,60*
энергосистема Мордовской Республики	**2,938**		**3,047**	**3,226**	**3,356**	**3,408**	**3,450**	**3,484**	**3,520**	**3,556**	
годовой темп, %	*-4,76*	*0,48*	*3,71*	*5,87*	*4,03*	*1,55*	*1,23*	*0,99*	*1,03*	*1,02*	*2,23*
энергосистема Пензенской области	**4,380**		**4,469**	**4,673**	**4,814**	**4,923**	**5,031**	**5,153**	**5,242**	**5,333**	
годовой темп, %	*-4,09*	*-0,73*	*2,03*	*4,56*	*3,02*	*2,26*	*2,19*	*2,42*	*1,73*	*1,74*	*2,56*
энергосистема Саратовской области	**12,368**		**12,906**	**13,080**	**13,554**	**14,060**	**14,195**	**14,339**	**14,485**	**14,635**	
годовой темп, %	*-6,76*	*-2,02*	*4,35*	*1,35*	*3,62*	*3,73*	*0,96*	*1,01*	*1,02*	*1,04*	*1,81*

	Факт	Средне-годовой темп за 2007 - 2009 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой темп за 2011 - 2017 гг., %
	2009 г.		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	
энергосистема Ульяновской области	**5,681**		**5,900**	**5,981**	**6,109**	**6,214**	**6,268**	**6,326**	**6,385**	**6,447**	
годовой темп, %	*-6,81*	*-2,68*	*3,85*	*1,37*	*2,14*	*1,72*	*0,87*	*0,93*	*0,93*	*0,97*	*1,28*
энергосистема Республики Чувашия	**4,809**		**5,008**	**5,107**	**5,158**	**5,251**	**5,313**	**5,373**	**5,437**	**5,505**	
годовой темп, %	*-13,89*	*-4,43*	*4,14*	*1,98*	*1,00*	*1,80*	*1,18*	*1,13*	*1,19*	*1,25*	*1,36*
энергосистема Республики Татарстан	**24,006**		**24,853**	**25,282**	**26,644**	**27,713**	**28,254**	**28,711**	**29,569**	**30,529**	
годовой темп, %	*-7,17*	*-1,33*	*3,53*	*1,73*	*5,39*	*4,01*	*1,95*	*1,62*	*2,99*	*3,25*	*2,98*

Примечание: показатели электропотребления приведены с округлением

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Юга, млрд. кВтч

	Факт	Средне-годовой темп за 2007 - 2009 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой темп за 2011 - 2017 гг., %
	2009 г.		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	
ОЭС Юга	**78,099**		**82,408**	**85,040**	**89,283**	**95,197**	**98,671**	**101,118**	**103,854**	**106,326**	
годовой темп, %	*-3,56*	*0,72*	*5,52*	*3,19*	*4,99*	*6,62*	*3,65*	*2,48*	*2,71*	*2,38*	*3,71*
энергосистема Астраханской области	**3,987**		**4,203**	**4,422**	**4,527**	**4,631**	**4,706**	**4,819**	**4,920**	**5,029**	
годовой темп, %	*-3,46*	*0,01*	*5,42*	*5,21*	*2,37*	*2,30*	*1,62*	*2,40*	*2,10*	*2,22*	*2,60*
энергосистема Волгоградской области	**17,550**		**18,714**	**19,236**	**19,615**	**19,976**	**20,297**	**20,568**	**20,858**	**21,158**	
годовой темп, %	*-9,68*	*-2,66*	*6,63*	*2,79*	*1,97*	*1,84*	*1,61*	*1,34*	*1,41*	*1,44*	*1,77*
энергосистема Чеченской Республики	**2,088**		**2,146**	**2,235**	**2,279**	**2,324**	**2,371**	**2,418**	**2,466**	**2,515**	
годовой темп, %	*4,19*	*8,76*	*2,78*	*4,15*	*1,97*	*1,97*	*2,02*	*1,98*	*1,99*	*1,99*	*2,29*
энергосистема Республики Дагестан	**4,714**		**5,019**	**5,098**	**5,237**	**5,388**	**5,533**	**5,695**	**5,858**	**6,026**	
годовой темп, %	*2,12*	*2,32*	*6,47*	*1,57*	*2,73*	*2,88*	*2,69*	*2,93*	*2,86*	*2,87*	*2,65*
энергосистема Кабардино-Балкарской Республики	**1,463**		**1,491**	**1,534**	**1,576**	**1,599**	**1,624**	**1,651**	**1,679**	**1,711**	
годовой темп, %	*0,00*	*0,76*	*1,91*	*2,88*	*2,74*	*1,46*	*1,56*	*1,66*	*1,70*	*1,91*	*1,99*
энергосистема Республики Калмыкия	**0,463**		**0,483**	**0,489**	**0,679**	**0,929**	**0,998**	**1,003**	**1,008**	**1,013**	
годовой темп, %	*-2,94*	*-2,57*	*4,32*	*1,24*	*38,85*	*36,82*	*7,43*	*0,50*	*0,50*	*0,50*	*11,16*

	Факт	Средне-годовой темп за 2007 - 2009 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой темп за 2011 - 2017 гг., %
	2009 г.		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	
энергосистема Краснодарского края	**19,640**		**20,682**	**21,470**	**23,642**	**27,376**	**28,925**	**29,984**	**31,057**	**32,076**	
годовой темп, %	*0,64*	*3,14*	*5,31*	*3,81*	*10,12*	*15,79*	*5,66*	*3,66*	*3,58*	*3,28*	*6,47*
энергосистема Ростовской области	**15,650**		**16,651**	**17,117**	**17,913**	**18,709**	**19,470**	**19,963**	**20,716**	**21,131**	
годовой темп, %	*-5,30*	*0,79*	*6,40*	*2,80*	*4,65*	*4,44*	*4,07*	*2,53*	*3,77*	*2,00*	*3,46*
энергосистема Республики Северная Осетия	**2,141**		**2,166**	**2,240**	**2,279**	**2,315**	**2,362**	**2,400**	**2,434**	**2,470**	
годовой темп, %	*-2,10*	*-0,20*	*1,17*	*3,42*	*1,74*	*1,58*	*2,03*	*1,61*	*1,42*	*1,48*	*1,89*
энергосистема Карачаево-Черкесской Республики	**1,185**		**1,232**	**1,249**	**1,273**	**1,299**	**1,497**	**1,528**	**1,563**	**1,600**	
годовой темп, %	*1,20*	*-1,28*	*3,97*	*1,38*	*1,92*	*2,04*	*15,24*	*2,07*	*2,29*	*2,37*	*3,81*
энергосистема Ставропольского края	**8,687**		**9,068**	**9,360**	**9,652**	**10,017**	**10,231**	**10,408**	**10,589**	**10,864**	
годовой темп, %	*-3,17*	*0,95*	*4,39*	*3,22*	*3,12*	*3,78*	*2,14*	*1,73*	*1,74*	*2,60*	*2,62*
энергосистема Республики Ингушетия	**0,531**		**0,553**	**0,590**	**0,611**	**0,634**	**0,657**	**0,681**	**0,706**	**0,733**	
годовой темп, %	*7,27*	*5,38*	*4,14*	*6,69*	*3,56*	*3,76*	*3,63*	*3,65*	*3,67*	*3,82*	*4,11*

Примечание: показатели электропотребления приведены с округлением

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Урала, млрд. кВтч

	Факт	Средне-годовой темп за 2007 - 2009 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой темп за 2011 - 2017 гг., %
	2009 г.		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	
ОЭС Урала	**239,320**		**248,731**	**252,396**	**257,627**	**263,715**	**268,747**	**273,529**	**278,038**	**283,056**	
годовой темп, %	*-4,65*	*-0,33*	*3,93*	*1,47*	*2,07*	*2,36*	*1,91*	*1,78*	*1,65*	*1,80*	*1,86*
энергосистема Республики Башкортостан	**23,602**		**24,162**	**24,469**	**25,067**	**25,768**	**26,515**	**26,902**	**27,289**	**27,688**	
годовой темп, %	*-5,18*	*-1,33*	*2,37*	*1,27*	*2,44*	*2,80*	*2,90*	*1,46*	*1,44*	*1,46*	*1,97*
энергосистема Кировской области	**7,042**		**7,280**	**7,297**	**7,379**	**7,462**	**7,631**	**7,833**	**7,922**	**8,012**	
годовой темп, %	*-4,77*	*-1,18*	*3,38*	*0,23*	*1,12*	*1,12*	*2,26*	*2,65*	*1,14*	*1,14*	*1,38*
энергосистема Курганской области	**4,178**		**4,311**	**4,347**	**4,430**	**4,514**	**4,569**	**4,610**	**4,652**	**4,694**	
годовой темп, %	*-9,57*	*-2,52*	*3,18*	*0,84*	*1,91*	*1,90*	*1,22*	*0,90*	*0,91*	*0,90*	*1,22*
энергосистема Оренбургской области	**15,169**		**15,976**	**16,189**	**16,545**	**17,171**	**17,583**	**17,841**	**18,144**	**18,454**	
годовой темп, %	*-5,44*	*-0,72*	*5,32*	*1,33*	*2,20*	*3,78*	*2,40*	*1,47*	*1,70*	*1,71*	*2,08*
энергосистема Пермского края	**21,925**		**22,882**	**23,463**	**24,143**	**25,251**	**25,654**	**26,018**	**26,550**	**27,040**	
годовой темп, %	*-8,84*	*-2,67*	*4,36*	*2,54*	*2,90*	*4,59*	*1,60*	*1,42*	*2,04*	*1,85*	*2,41*
энергосистема Свердловской области	**42,073**		**44,714**	**45,084**	**46,444**	**47,781**	**48,747**	**50,137**	**51,185**	**52,760**	

	Факт	Средне-годовой темп за 2007 - 2009 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой темп за 2011 - 2017 гг., %
	2009 г.		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	
годовой темп, %	*-11,81*	*-3,13*	*6,28*	*0,83*	*3,02*	*2,88*	*2,02*	*2,85*	*2,09*	*3,08*	*2,39*
энергосистема Республики Удмуртия	**8,358**		**8,637**	**8,782**	**9,115**	**9,336**	**9,580**	**9,718**	**9,887**	**10,060**	
годовой темп, %	*-5,12*	*0,81*	*3,34*	*1,68*	*3,79*	*2,42*	*2,61*	*1,44*	*1,74*	*1,75*	*2,20*
энергосистема Челябинской области	**32,317**		**35,048**	**35,720**	**36,560**	**37,495**	**38,442**	**39,283**	**40,168**	**41,089**	
годовой темп, %	*-9,91*	*-2,95*	*8,45*	*1,92*	*2,35*	*2,56*	*2,53*	*2,19*	*2,25*	*2,29*	*2,30*
энергосистема Тюменской области	**84,656**		**85,721**	**87,045**	**87,944**	**88,937**	**90,026**	**91,187**	**92,241**	**93,259**	
годовой темп, %	*3,76*	*3,56*	*1,26*	*1,54*	*1,03*	*1,13*	*1,22*	*1,29*	*1,16*	*1,10*	*1,21*

Примечание: показатели электропотребления приведены с округлением

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Сибири, млрд. кВтч

	Факт	Средне-годовой темп за 2007 - 2009гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой темп за 2011 - 2017 гг., %
	2009 г.		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	
ОЭС Сибири	**200,924**		**208,354**	**213,403**	**217,911**	**224,170**	**229,278**	**238,723**	**246,308**	**251,518**	
годовой темп, %	*-3,98*	*0,78*	*3,70*	*2,42*	*2,11*	*2,87*	*2,28*	*4,12*	*3,18*	*2,12*	*2,73*
энергосистема Алтайского края	**10,472**		**10,921**	**11,113**	**11,288**	**11,470**	**11,660**	**11,858**	**12,083**	**12,321**	
годовой темп, %	*-3,37*	*0,12*	*4,29*	*1,76*	*1,57*	*1,61*	*1,66*	*1,70*	*1,90*	*1,97*	*1,74*
энергосистема Республики Бурятия	**5,233**		**5,490**	**5,624**	**5,843**	**6,077**	**6,255**	**6,388**	**6,578**	**6,723**	
годовой темп, %	*-1,06*	*1,84*	*4,91*	*2,44*	*3,89*	*4,00*	*2,93*	*2,13*	*2,97*	*2,20*	*2,94*
энергосистема Иркутской области	**52,530**		**54,422**	**55,964**	**57,233**	**59,112**	**60,231**	**64,631**	**67,420**	**69,192**	
годовой темп, %	*-4,51*	*-0,62*	*3,60*	*2,83*	*2,27*	*3,28*	*1,89*	*7,31*	*4,32*	*2,63*	*3,49*
энергосистема Красноярского края	**41,932**		**43,261**	**44,255**	**45,176**	**47,193**	**48,775**	**51,538**	**54,043**	**55,215**	
годовой темп, %	*-2,85*	*1,46*	*3,17*	*2,30*	*2,08*	*4,46*	*3,35*	*5,66*	*4,86*	*2,17*	*3,55*
энергосистема Республики Тыва	**0,677**		**0,710**	**0,725**	**0,765**	**0,818**	**0,979**	**1,095**	**1,104**	**1,113**	
годовой темп, %	*0,74*	*0,05*	*4,87*	*2,11*	*5,52*	*6,93*	*19,68*	*11,85*	*0,82*	*0,82*	*6,63*
энергосистема	**14,237**		**14,949**	**15,268**	**15,667**	**16,157**	**16,566**	**16,886**	**17,213**	**17,549**	

	Факт	Средне-годовой темп за 2007 - 2009гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой темп за 2011 - 2017 гг., %
	2009 г.		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	
Новосибирской области											
годовой темп, %	*-4,44*	*0,03*	*5,00*	*2,13*	*2,61*	*3,13*	*2,53*	*1,93*	*1,94*	*1,95*	*2,32*
энергосистема Омской области	**10,184**		**10,392**	**10,589**	**10,793**	**11,073**	**11,290**	**11,536**	**11,868**	**12,158**	
годовой темп, %	*-3,50*	*-0,41*	*2,04*	*1,90*	*1,93*	*2,59*	*1,96*	*2,18*	*2,88*	*2,44*	*2,27*
энергосистема Томской области	**8,741**		**9,051**	**9,295**	**9,494**	**9,683**	**9,935**	**10,209**	**10,488**	**10,778**	
годовой темп, %	*-1,68*	*8,24*	*3,55*	*2,70*	*2,14*	*1,99*	*2,60*	*2,76*	*2,73*	*2,77*	*2,53*
энергосистема Забайкальского края	**7,418**		**7,569**	**7,814**	**7,974**	**8,057**	**8,166**	**8,371**	**8,495**	**8,621**	
годовой темп, %	*2,54*	*3,26*	*2,04*	*3,24*	*2,05*	*1,04*	*1,35*	*2,51*	*1,48*	*1,48*	*1,88*
энергосистема Республики Хакасия	**17,503**		**17,609**	**17,928**	**18,047**	**18,273**	**18,549**	**18,776**	**19,007**	**19,223**	
годовой темп, %	*-0,83*	*10,08*	*0,61*	*1,81*	*0,66*	*1,25*	*1,51*	*1,22*	*1,23*	*1,14*	*1,26*
энергосистема Кемеровской области	**31,997**		**33,980**	**34,828**	**35,631**	**36,257**	**36,872**	**37,435**	**38,009**	**38,625**	
годовой темп, %	*-8,74*	*-3,19*	*6,20*	*2,50*	*2,31*	*1,76*	*1,70*	*1,53*	*1,53*	*1,62*	*1,85*

Примечание: показатели электропотребления прнведены с округлением

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Востока, млрд. кВтч

	Факт	Средне-годовой темп за 2007 - 2009 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой темп за 2011 - 2017 гг., %
	2009 г.		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	
ОЭС Востока*	**28,246**		**29,906**	**30,476**	**31,883**	**34,283**	**35,347**	**36,298**	**37,123**	**38,415**	
годовой темп, %	*-1,33*	*0,81*	*5,88*	*1,91*	*4,62*	*7,53*	*3,10*	*2,69*	*2,27*	*3,48*	*3,64*
ОЭС Востока**	**28,494**		**30,148**	**30,726**	**32,136**	**34,540**	**35,606**	**36,560**	**37,389**	**38,683**	
годовой темп, %		*1,19*	*5,80*	*1,92*	*4,59*	*7,48*	*3,09*	*2,68*	*2,27*	*3,46*	*3,63*
энергосистема Амурской области	**6,666**		**7,218**	**7,291**	**7,542**	**8,208**	**8,402**	**8,552**	**8,700**	**8,893**	
годовой темп, %	*4,83*	*2,32*	*8,28*	*1,01*	*3,44*	*8,83*	*2,36*	*1,79*	*1,73*	*2,22*	*3,03*
энергосистема Приморского края	**11,463**		**12,135**	**12,457**	**12,957**	**13,350**	**13,533**	**13,825**	**14,120**	**14,963**	
годовой темп, %	*-1,05*	*2,11*	*5,86*	*2,65*	*4,01*	*3,03*	*1,37*	*2,16*	*2,13*	*5,97*	*3,04*
энергосистема Хабаровского края*	**8,739**		**9,064**	**9,162**	**9,754**	**10,767**	**11,144**	**11,468**	**11,725**	**11,953**	
годовой темп, %	*-4,46*	*-0,13*	*3,72*	*1,08*	*6,46*	*10,39*	*3,50*	*3,18*	*1,97*	*1,94*	*4,03*
энергосистема Хабаровского края**	**8,987**		**9,306**	**9,412**	**10,007**	**11,024**	**11,403**	**11,760**	**11,991**	**12,221**	
годовой темп, %	*-4,32*		*3,55*	*1,14*	*6,32*	*10,16*	*3,44*	*3,13*	*1,96*	*1,92*	
Южно-Якутский энергорайон	**1,378**		**1,489**	**1,566**	**1,630**	**1,958**	**2,268**	**2,423**	**2,578**	**2,606**	
годовой темп, %	*-10,34*	*-2,72*	*8,06*	*5,17*	*4,09*	*20,12*	*15,83*	*6,83*	*6,40*	*1,09*	*8,33*

*без учета Николаевского э/у

**с учетом Николаевского э/у

Примечание: показатели электропотребления приведены с округлением

Приложение № 2
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2011-2017 годы

Объемы и структура демонтажа генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2011-2017 годы

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ОЭС Северо-Запада										
Энергосистема Калининградской области										
Светловская ГРЭС-2	ОАО "Калининградская генерирующая компания"									
2 Р-21-90		окончательный				20,8				20,8
Энергосистема Калининградской области - всего										
Демонтаж всего						20,8				20,8
ТЭС						20,8				20,8
ТЭЦ						20,8				20,8
Энергосистема Мурманской области										
Янискоски ГЭС-5	ОАО "ТГК-1"									
1 ПЛ-25-В-360		окончательный				15,1				15,1
2 ПЛ-25-В-360		окончательный					15,1			15,1
Всего по станции						15,1	15,1			30,2
Энергосистема Мурманской области - всего										
Демонтаж всего						15,1	15,1			30,2
ГЭС						15,1	15,1			30,2
Энергосистема Республики Коми										
Воркутинская ТЭЦ-1	ОАО "ТГК-9"									
4 К-7-29		окончательный					7,0			7,0
Воркутинская ТЭЦ-2	ОАО "ТГК-9"									
2 К-28-90		под замену		28,0						28,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
5 К-50-90		под замену		50,0						50,0
Всего по станции				78,0						78,0
Энергосистема Республики Коми - всего										
Демонтаж всего				78,0			7,0			85,0
ТЭС				78,0			7,0			85,0
КЭС				78,0			7,0			85,0
Демонтаж под замену				78,0						78,0
ТЭС				78,0						78,0
КЭС				78,0						78,0
Энергосистема Ленинградской области и Санкт-Петербурга										
ГРЭС-19 Киришская	ОАО "ОГК-6"									
1 ПТ-50-130		окончательный					50,0			50,0
3 ПТ-50-130		окончательный						50,0		50,0
4 ПТ-60-130		окончательный						60,0		60,0
6 Р-40-130		окончательный					40,0			40,0
Всего по станции							90,0	110,0		200,0
ТЭЦ-14 (Первомайская)	ОАО "ТГК-1"									
1 ПТ-30-90		окончательный		30,0						30,0
2 ПТ-30-90		окончательный		30,0						30,0
3 ПТ-58-130/13		окончательный				58,0				58,0
4 ПТ-60-130		окончательный				60,0				60,0
5 Т-46-130		окончательный		46,0						46,0
7 Т-50-130		окончательный		50,0						50,0
Всего по станции				156,0		118,0				274,0
ЭС-2 Центральной ТЭЦ (Лен)	ОАО "ТГК-1"									
1 Т-20,5-26		окончательный							20,5	20,5
2 Т-23-90		окончательный							23,0	23,0
5 Т-30-90		окончательный							30,0	30,0
Всего по станции									73,5	73,5
ТЭЦ-7 Василеостровская	ОАО "ТГК-1"									
4 ПТ-25-90		под замену						25,0		25,0
5 ПТ-60-90		под замену					60,0			60,0
Всего по станции							60,0	25,0		85,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ТЭЦ-1 ООО "Обуховэнерго"	ООО "Обуховэнерго"									
1 АП-25-2М		окончательный						25,0		25,0
2 Р-12-35/5		окончательный							12,0	12,0
Всего по станции								25,0	12,0	37,0
Энергосистема Ленинградской области и Санкт-Петербурга - всего										
Демонтаж всего				156,0		118,0	150,0	160,0	85,5	669,5
ТЭС				156,0		118,0	150,0	160,0	85,5	669,5
ТЭЦ				156,0		118,0	150,0	160,0	85,5	669,5
Демонтаж под замену							60,0	25,0		85,0
ТЭС							60,0	25,0		85,0
ТЭЦ							60,0	25,0		85,0
ОЭС Северо-Запада - всего										
Демонтаж всего				234,0		153,9	172,1	160,0	85,5	805,5
ГЭС						15,1	15,1			30,2
ТЭС				234,0		138,8	157,0	160,0	85,5	775,3
ТЭЦ				156,0		138,8	150,0	160,0	85,5	690,3
КЭС				78,0			7,0			85,0
Демонтаж под замену				78,0			60,0	25,0		163,0
ТЭС				78,0			60,0	25,0		163,0
ТЭЦ							60,0	25,0		85,0
КЭС				78,0						78,0
ОЭС Центра										
Энергосистема Белгородской области										
Губкинская ТЭЦ	ОАО "Квадра"									
1 Р-9-35		окончательный					9,0			9,0
2 Р-10-35		окончательный					10,0			10,0
3 Р-10-35		окончательный					10,0			10,0
4 Р-17-29		окончательный					17,0			17,0
Всего по станции							46,0			46,0
Энергосистема Белгородской области - всего										
Демонтаж всего							46,0			46,0
ТЭС							46,0			46,0
ТЭЦ							46,0			46,0
Энергосистема Брянской области										

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Брянская ГРЭС	ОАО "Квадра"									
2 К-28-29		окончательный					28,0			28,0
4 Р-10-35		окончательный					10,0			10,0
Всего по станции							38,0			38,0
Клинцовская ТЭЦ	ОАО "Квадра"									
3 Р-6-35		окончательный					6,0			6,0
4 Р-6-35		окончательный					6,0			6,0
Всего по станции							12,0			12,0
Энергосистема Брянской области - всего										
Демонтаж всего							50,0			50,0
ТЭС							50,0			50,0
ТЭЦ							22,0			22,0
КЭС							28,0			28,0
Энергосистема Владимирской области										
Владимирская ТЭЦ-2	ОАО "ТГК-6"									
2 ПТ-55-130		под замену		54,5						54,5
Кот. Владимирских ТС	ОАО "ТГК-6"									
1 ПР-6-35		окончательный		6,0						6,0
Энергосистема Владимирской области - всего										
Демонтаж всего				60,5						60,5
ТЭС				60,5						60,5
ТЭЦ				60,5						60,5
Демонтаж под замену				54,5						54,5
ТЭС				54,5						54,5
ТЭЦ				54,5						54,5
Энергосистема Воронежской области										
Нововоронежская АЭС	ОАО "Концерн Росэнергоатом"									
3 ВВЭР-417		окончательный						417,0		417,0
4 ВВЭР-417		окончательный							417,0	417,0
Всего по станции								417,0	417,0	834,0
Воронежская ТЭЦ-2	ОАО "Квадра"									
2 ПР-12-35		окончательный			12,0					12,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Энергосистема Воронежской области - всего										
Демонтаж всего					12,0			417,0	417,0	846,0
АЭС								417,0	417,0	834,0
ТЭС					12,0					12,0
ТЭЦ					12,0					12,0
Энергосистема Ивановской области										
Ивановская ТЭЦ-2	ОАО "ТГК-6"									
5 ПТ-60-90		окончательный			60,0					60,0
Ивановская ТЭЦ-1(кот.)	ОАО "ТГК-6"									
1 ГТУ-6 (Т)		окончательный					6,0			6,0
2 ГТУ-6 (Т)		окончательный					6,0			6,0
Всего по станции							12,0			12,0
Энергосистема Ивановской области - всего										
Демонтаж всего					60,0		12,0			72,0
ТЭС					60,0		12,0			72,0
ТЭЦ					60,0		12,0			72,0
Энергосистема Липецкой области										
Елецкая ТЭЦ	ОАО "Квадра"									
1 Р-3-35		окончательный		3,0						3,0
3 ПР-10-35		окончательный		10,0						10,0
4 Р-5-35		окончательный		5,0						5,0
Всего по станции				18,0						18,0
***ТЭЦ Н-липецкого метз.**	ОАО "НЛМК"									
3 Р-12-90		под замену							12,0	12,0
4 Т-50-90		под замену	50,0							50,0
5 ПТ-60-90		под замену				60,0				60,0
6 ПТ-60-90		под замену						60,0		60,0
Всего по станции			50,0			60,0		60,0	12,0	182,0
Энергосистема Липецкой области - всего										
Демонтаж всего			50,0	18,0		60,0		60,0	12,0	200,0
ТЭС			50,0	18,0		60,0		60,0	12,0	200,0
ТЭЦ			50,0	18,0		60,0		60,0	12,0	200,0
Демонтаж под замену			50,0			60,0		60,0	12,0	182,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ТЭС			50,0			60,0		60,0	12,0	182,0
ТЭЦ			50,0			60,0		60,0	12,0	182,0
Энергосистема Москвы и Московской области										
ТЭЦ-12 с фил.(ТЭЦ-7) М	ОАО "Мосэнерго"									
1 П-6-29		окончательный		6,0						6,0
2 Р-6-29		окончательный		6,0						6,0
3 Р-6-35		окончательный		6,0						6,0
Всего по станции				18,0						18,0
ГЭС-1 с филиалом Мос	ОАО "Мосэнерго"									
7 Р-10-35		окончательный					10,0			10,0
Энергосистема Москвы и Московской области - всего										
Демонтаж всего				18,0			10,0			28,0
ТЭС				18,0			10,0			28,0
ТЭЦ				18,0			10,0			28,0
Энергосистема Тульской области										
ГРЭС Черепетская	ОАО "ОГК-3"									
1 К-140-130		окончательный						140,0		140,0
2 К-140-130		окончательный						140,0		140,0
3 К-140-130		окончательный						140,0		140,0
Всего по станции								420,0		420,0
ГРЭС Новомосковская	ОАО "Квадра"									
6 П-20-29		окончательный			20,0					20,0
Алексинская ТЭЦ	ОАО "Квадра"									
3 Т-50-90		окончательный						50,0		50,0
4 П-40-90		окончательный					40,0			40,0
Всего по станции							40,0	50,0		90,0
Энергосистема Тульской области - всего										
Демонтаж всего					20,0		40,0	470,0		530,0
ТЭС					20,0		40,0	470,0		530,0
ТЭЦ					20,0		40,0	50,0		110,0
КЭС								420,0		420,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Энергосистема Ярославской области										
Ярославская ТЭЦ-2	ОАО "ТГК-2"									
3 Р-50-130		окончательный					50,0			50,0
Энергосистема Ярославской области - всего										
Демонтаж всего							50,0			50,0
ТЭС							50,0			50,0
ТЭЦ							50,0			50,0
ОЭС Центра - всего										
Демонтаж всего			50,0	96,5	92,0	60,0	208,0	947,0	429,0	1882,5
АЭС								417,0	417,0	834,0
ТЭС			50,0	96,5	92,0	60,0	208,0	530,0	12,0	1048,5
ТЭЦ			50,0	96,5	92,0	60,0	180,0	110,0	12,0	600,5
КЭС							28,0	420,0		448,0
Демонтаж под замену			50,0	54,5		60,0		60,0	12,0	236,5
ТЭС			50,0	54,5		60,0		60,0	12,0	236,5
ТЭЦ			50,0	54,5		60,0		60,0	12,0	236,5
ОЭС Средней Волги										
Энергосистема Республики Мордовия										
Саранская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"									
3 ПТ-60-90		окончательный		60,0						60,0
Энергосистема Республики Мордовия - всего										
Демонтаж всего				60,0						60,0
ТЭС				60,0						60,0
ТЭЦ				60,0						60,0
Энергосистема Нижегородской области										
Ново-Горьковская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
1 ПТ-25-90		под замену		25,0						25,0
2 ПТ-25-90		под замену		25,0						25,0
7 Р-50-130		окончательный	50,0							50,0
Всего по станции			50,0	50,0						100,0
Игумновская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
5 ПТ-25-90		окончательный					25,0			25,0
6 ПТ-25-90		окончательный					25,0			25,0
7 ПТ-25-90		окончательный					25,0			25,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Всего по станции							75,0			75,0
Автозаводская ТЭЦ	ООО"Автозаводская ТЭЦ"									
3 Р-25-90		окончательный				25,0				25,0
4 Т-25-29		окончательный				25,0				25,0
5 Т-25-90		окончательный				25,0				25,0
6 Т-25-90		окончательный				25,0				25,0
Всего по станции						100,0				100,0
Энергосистема Нижегородской области - всего										
Демонтаж всего			50,0	50,0		100,0	75,0			275,0
ТЭС			50,0	50,0		100,0	75,0			275,0
ТЭЦ			50,0	50,0		100,0	75,0			275,0
Демонтаж под замену				50,0						50,0
ТЭС				50,0						50,0
ТЭЦ				50,0						50,0
Энергосистема Пензенской области										
Пензенская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"									
3 ПТ-25-90		окончательный					25,0			25,0
Кузнецкая ТЭЦ-3 (Пенз)	ЗАО "КЭС"									
1 Р-4-35		окончательный					4,0			4,0
Энергосистема Пензенской области - всего										
Демонтаж всего							29,0			29,0
ТЭС							29,0			29,0
ТЭЦ							29,0			29,0
Энергосистема Самарской области										
Самарская ГРЭС	ЗАО "КЭС"									
5 Р-25-29		окончательный						25,0		25,0
Новокуйбышевская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"									
6 Р-25-130		окончательный	25,0							25,0
9 Р-75-130		окончательный	75,0							75,0
10 Р-75-130		окончательный	75,0							75,0
Всего по станции			175,0							175,0
Тольяттинская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
7 Т-105-130		окончательный							105,0	105,0
10 Р-100-130/15		окончательный	90,0							90,0
Всего по станции			90,0						105,0	195,0
Сызранская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
2 П-12-29		окончательный		12,0						12,0
3 Р-16-90		окончательный	16,0							16,0
4 ПР-25-90		окончательный		25,0						25,0
5 ПР-25-90		окончательный		25,0						25,0
6 Р-12-90		окончательный	12,0							12,0
Всего по станции			28,0	62,0						90,0
Новокуйбышевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"									
3 Р-22-90		окончательный	22,0							22,0
***ТЭЦ ОАО "Куйбышевский НПЗ"**	ОАО "НК"Роснефть"									
1 Р-6-35		окончательный					6,0			6,0
3 ПТ-12-35		окончательный					12,0			12,0
Всего по станции							18,0			18,0
Энергосистема Самарской области - всего										
Демонтаж всего			315,0	62,0			18,0	25,0	105,0	525,0
ТЭС			315,0	62,0			18,0	25,0	105,0	525,0
ТЭЦ			315,0	62,0			18,0	25,0	105,0	525,0
Энергосистема Саратовской области										
Саратовская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"									
2 Р-20-90		окончательный		20,0						20,0
3 ПР-25-90		окончательный						25,0		25,0
6 Р-50-130		окончательный	50,0							50,0
Всего по станции			50,0	20,0				25,0		95,0
Балаковская ТЭЦ-4	ЗАО "КЭС"									
3 Р-50-130		окончательный	50,0							50,0
8 Р-50-130		окончательный	50,0							50,0
Всего по станции			100,0							100,0
Энгельсская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"									
1 ПТ-11-35		окончательный	11,0							11,0
2 ПТ-11-35		окончательный	11,0							11,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Всего по станции			22,0							22,0
Саратовская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"									
3 Р-4-35		окончательный	4,0							4,0
Энергосистема Саратовской области - всего										
Демонтаж всего			176,0	20,0				25,0		221,0
ТЭС			176,0	20,0				25,0		221,0
ТЭЦ			176,0	20,0				25,0		221,0
Энергосистема Республики Татарстан										
Казанская ТЭЦ-2	ОАО "Татэнерго"									
6 Р-25-90		окончательный					25,0			25,0
Энергосистема Республики Татарстан - всего										
Демонтаж всего							25,0			25,0
ТЭС							25,0			25,0
ТЭЦ							25,0			25,0
Энергосистема Чувашской Республики										
Новочебоксарская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"									
1 ПТ-50-130		под замену				50,0				50,0
2 Р-30-130		окончательный		30,0						30,0
Всего по станции				30,0		50,0				80,0
Энергосистема Чувашской Республики - всего										
Демонтаж всего				30,0		50,0				80,0
ТЭС				30,0		50,0				80,0
ТЭЦ				30,0		50,0				80,0
Демонтаж под замену						50,0				50,0
ТЭС						50,0				50,0
ТЭЦ						50,0				50,0
ОЭС Средней Волги - всего										
Демонтаж всего			541,0	222,0		150,0	147,0	50,0	105,0	1215,0
ТЭС			541,0	222,0		150,0	147,0	50,0	105,0	1215,0
ТЭЦ			541,0	222,0		150,0	147,0	50,0	105,0	1215,0
Демонтаж под замену				50,0		50,0				100,0
ТЭС				50,0		50,0				100,0
ТЭЦ				50,0		50,0				100,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ОЭС Юга										
Энергосистема Астраханской области										
Астраханская ГРЭС	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
3 ПТ-25-90		окончательный	25,0							25,0
4 ПТ-25-90		окончательный	25,0							25,0
5 ПТ-25-90		окончательный	25,0							25,0
6 ПТ-25-90		окончательный	25,0							25,0
Всего по станции			100,0							100,0
Энергосистема Астраханской области - всего										
Демонтаж всего			100,0							100,0
ТЭС			100,0							100,0
ТЭЦ			100,0							100,0
Энергосистема Волгоградской области										
Волгоградская ТЭЦ-2	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
2 ПТ-25-90		окончательный							25,0	25,0
3 Р-25-90		окончательный							25,0	25,0
4 Р-25-90		окончательный	25,0							25,0
Всего по станции			25,0						50,0	75,0
Энергосистема Волгоградской области - всего										
Демонтаж всего			25,0						50,0	75,0
ТЭС			25,0						50,0	75,0
ТЭЦ			25,0						50,0	75,0
Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея										
Краснодарская ТЭЦ	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
2 Р-20-90		окончательный					20,0			20,0
3 Р-22-90		окончательный	22,0							22,0
5 Т-42-90		окончательный	42,0							42,0
Всего по станции			64,0				20,0			84,0
Туапсе НПЗ	ОАО "НК"Роснефть"									
1 Р-6-35		окончательный		6,0						6,0
2 Р-6-35		окончательный		6,0						6,0
3 П-6-35		окончательный		6,0						6,0
Всего по станции				18,0						18,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея - всего										
Демонтаж всего			64,0	18,0			20,0			102,0
ТЭС			64,0	18,0			20,0			102,0
ТЭЦ			64,0	18,0			20,0			102,0
Энергосистема Ростовской области										
Новочеркасская ГРЭС	ОАО "ОГК-6"									
8 К-300-240-2		окончательный	264,0							264,0
Экспериментальная ТЭС Несветай	ОАО "Экспериментальная ТЭС"									
5 ВК-79,2-2(5)		окончательный							79,2	79,2
Энергосистема Ростовской области - всего										
Демонтаж всего			264,0						79,2	343,2
ТЭС			264,0						79,2	343,2
КЭС			264,0						79,2	343,2
ОЭС Юга - всего										
Демонтаж всего			453,0	18,0			20,0		129,2	620,2
ТЭС			453,0	18,0			20,0		129,2	620,2
ТЭЦ			189,0	18,0			20,0		50,0	277,0
КЭС			264,0						79,2	343,2
ОЭС Урала										
Энергосистема Республики Башкортостан										
Стерлитамакская ТЭЦ	ОАО "Башкирэнерго"									
1 ПТ-30-90		окончательный	30,0							30,0
3 ПТ-25-90		окончательный	25,0							25,0
Всего по станции			55,0							55,0
Уфимская ТЭЦ-4	ОАО "Башкирэнерго"									
1 ПТ-30-90		окончательный		30,0						30,0
2 ПТ-30-90		окончательный		30,0						30,0
Всего по станции				60,0						60,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Ново-Салаватская ТЭЦ	ООО "Ново-Салаватская ТЭЦ"									
1 ПТ-50-130		под замену			50,0					50,0
2 Т-50-130		под замену			50,0					50,0
Всего по станции					100,0					100,0
Уфимская ТЭЦ-1	ОАО "Башкирэнерго"									
3 Р-10-29		окончательный	10,0							10,0
Энергосистема Республики Башкортостан - всего										
Демонтаж всего			65,0	60,0	100,0					225,0
ТЭС			65,0	60,0	100,0					225,0
ТЭЦ			65,0	60,0	100,0					225,0
Демонтаж под замену					100,0					100,0
ТЭС					100,0					100,0
ТЭЦ					100,0					100,0
Энергосистема Кировской области										
Кировская ТЭЦ-4	ЗАО "КЭС"									
2 ПТ-60-130		под замену					60,0			60,0
4 Т-50-130		под замену					50,0			50,0
5 Т-50-130		под замену					50,0			50,0
6 Т-50-130		под замену					50,0			50,0
Всего по станции							210,0			210,0
Кировская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"									
3 ПТ-25-90		под замену					25,0			25,0
4 Т-25-90		под замену					25,0			25,0
5 Т-27-90		под замену					27,0			27,0
Всего по станции							77,0			77,0
Энергосистема Кировской области - всего										
Демонтаж всего							287,0			287,0
ТЭС							287,0			287,0
ТЭЦ							287,0			287,0
Демонтаж под замену							287,0			287,0
ТЭС							287,0			287,0
ТЭЦ							287,0			287,0
Энергосистема Оренбургской области										

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Сакмарская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
3 Т-50-130		окончательный						50,0		50,0
Энергосистема Оренбургской области - всего										
Демонтаж всего								50,0		50,0
ТЭС								50,0		50,0
ТЭЦ								50,0		50,0
Энергосистема Пермского края										
Пермская ТЭЦ-9	ЗАО "КЭС"									
3 Р-25-90		под замену		25,0						25,0
Закамская ТЭЦ-5	ЗАО "КЭС"									
2 Р-15-29		под замену		15,0						15,0
Пермская ТЭЦ-6	ЗАО "КЭС"									
2 Т-25-29		под замену					24,5			24,5
3 Р-5-35		под замену		5,2						5,2
4 Р-4-35		под замену		4,0						4,0
5 Т-23-90		под замену					23,0			23,0
Всего по станции				9,2			47,5			56,7
Березниковская ТЭЦ-10	ЗАО "КЭС"									
2 ПР-12-35		под замену					12,0			12,0
3 ПР-6-35		под замену					6,0			6,0
4 ПР-6-35		под замену					6,0			6,0
5 Р-9-35		под замену					9,0			9,0
Всего по станции							33,0			33,0
Березниковская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"									
3 ПТ-30-29		под замену					30,0			30,0
4 Р-12-29		под замену					12,0			12,0
6 Р-6-90		под замену					6,0			6,0
7 ПТ-50-90		под замену					50,0			50,0
Всего по станции							98,0			98,0
Березниковская ТЭЦ-4	ЗАО "КЭС"									
1 Р-10-90		под замену					10,0			10,0
3 Р-13-90		под замену					12,8			12,8
7 Р-6-90		под замену					6,4			6,4

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Всего по станции							29,2			29,2
Чайковская ТЭЦ-18	ЗАО "КЭС"									
1 ПТ-60-130		окончательный				60,0				60,0
Энергосистема Пермского края - всего										
Демонтаж всего				49,2		60,0	207,7			316,9
ТЭС				49,2		60,0	207,7			316,9
ТЭЦ				49,2		60,0	207,7			316,9
Демонтаж под замену				49,2			207,7			256,9
ТЭС				49,2			207,7			256,9
ТЭЦ				49,2			207,7			256,9
Энергосистема Свердловской области										
Серовская ГРЭС	ОАО "ОГК-2"									
1 К-50-90		окончательный					50,0			50,0
2 К-50-90		окончательный					50,0			50,0
4 К-50-90		окончательный					50,0			50,0
6 К-100-90		окончательный							100,0	100,0
7 К-100-90		окончательный						100,0		100,0
Всего по станции							150,0	100,0	100,0	350,0
Нижнетуринская ГРЭС	ЗАО "КЭС"									
4 Р-10-111/21		под замену						17,0		17,0
8 Кт-100-90		под замену							100,0	100,0
9 Кт-100-90		под замену							100,0	100,0
10 Кт-100-90		под замену							100,0	100,0
Всего по станции								17,0	300,0	317,0
Свердловская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
3 ПР-12-29		под замену	12,0							12,0
Богословская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
7 Р-20-31,5/1,7		под замену					41,0			41,0
10 Р-5,5-31,5/7		под замену					5,5			5,5
Всего по станции							46,5			46,5
Энергосистема Свердловской области - всего										
Демонтаж всего			12,0				196,5	117,0	400,0	725,5
ТЭС			12,0				196,5	117,0	400,0	725,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ТЭЦ			12,0				46,5	17,0	300,0	375,5
КЭС							150,0	100,0	100,0	350,0
Демонтаж под замену			12,0				46,5	17,0	300,0	375,5
ТЭС			12,0				46,5	17,0	300,0	375,5
ТЭЦ			12,0				46,5	17,0	300,0	375,5
Энергосистема Тюменской области, ЯНАО, ХМАО										
Сургутская ГРЭС-1	ОАО "ОГК-2"									
22 ПТ-12-35/10М		окончательный	12,0							12,0
Энергосистема Тюменской области, ЯНАО, ХМАО - всего										
Демонтаж всего			12,0							12,0
ТЭС			12,0							12,0
ТЭЦ			12,0							12,0
Энергосистема Удмуртской Республики										
Ижевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"									
2 Р-12-35		под замену					12,0			12,0
6 АПТ-12		под замену		9,0						9,0
Всего по станции				9,0			12,0			21,0
Энергосистема Удмуртской Республики - всего										
Демонтаж всего				9,0			12,0			21,0
ТЭС				9,0			12,0			21,0
ТЭЦ				9,0			12,0			21,0
Демонтаж под замену				9,0			12,0			21,0
ТЭС				9,0			12,0			21,0
ТЭЦ				9,0			12,0			21,0
Энергосистема Челябинской области										
Троицкая ГРЭС	ОАО "ОГК-2"									
1 Т-85-90		окончательный						85,0		85,0
2 Т-85-90		окончательный				85,0				85,0
3 Т-85-90		окончательный					85,0			85,0
Всего по станции						85,0	85,0	85,0		255,0
Южно-Уральская ГРЭС	ОАО "ОГК-3"									
2 К-50-90		окончательный			50,0					50,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
3 К-50-90		окончательный			50,0					50,0
4 П-35-90		окончательный				35,0				35,0
Всего по станции					100,0	35,0				135,0
Энергосистема Челябинской области - всего										
Демонтаж всего					100,0	120,0	85,0	85,0		390,0
ТЭС					100,0	120,0	85,0	85,0		390,0
ТЭЦ						120,0	85,0	85,0		290,0
КЭС					100,0					100,0
ОЭС Урала - всего										
Демонтаж всего			89,0	118,2	200,0	180,0	788,2	252,0	400,0	2027,4
ТЭС			89,0	118,2	200,0	180,0	788,2	252,0	400,0	2027,4
ТЭЦ			89,0	118,2	100,0	180,0	638,2	152,0	300,0	1577,4
КЭС					100,0		150,0	100,0	100,0	450,0
Демонтаж под замену			12,0	58,2	100,0		553,2	17,0	300,0	1040,4
ТЭС			12,0	58,2	100,0		553,2	17,0	300,0	1040,4
ТЭЦ			12,0	58,2	100,0		553,2	17,0	300,0	1040,4
ОЭС Сибири										
Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай										
Барнаульская ТЭЦ-2	ОАО "Кузбассэнерго"									
8 Т-55-130		под замену				55,0				55,0
9 Т-55-130		под замену					55,0			55,0
Всего по станции						55,0	55,0			110,0
Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай - всего										
Демонтаж всего						55,0	55,0			110,0
ТЭС						55,0	55,0			110,0
ТЭЦ						55,0	55,0			110,0
Демонтаж под замену						55,0	55,0			110,0
ТЭС						55,0	55,0			110,0
ТЭЦ						55,0	55,0			110,0
Энергосистема Кемеровской области										
Томь-Усинская ГРЭС	ОАО "Кузбассэнерго"									
4 Т-86-90		под замену					86,0			86,0
5 Т-86-90		под замену				86,0				86,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Всего по станции						86,0	86,0			172,0
Беловская ГРЭС	ОАО "Кузбассэнерго"									
4 К-200-130		под замену				200,0				200,0
6 К-200-130		под замену					200,0			200,0
Всего по станции						200,0	200,0			400,0
Кемеровская ТЭЦ	ОАО "Кузбассэнерго"									
1 Р-5-35		окончательный		5,0						5,0
Кузнецкая ТЭЦ (Кузб)	ОАО "Кузбассэнерго"									
11 Т-20-90		под замену		20,0						20,0
Энергосистема Кемеровской области - всего										
Демонтаж всего				25,0		286,0	286,0			597,0
ТЭС				25,0		286,0	286,0			597,0
ТЭЦ				25,0		86,0	86,0			197,0
КЭС						200,0	200,0			400,0
Демонтаж под замену				20,0		286,0	286,0			592,0
ТЭС				20,0		286,0	286,0			592,0
ТЭЦ				20,0		86,0	86,0			192,0
КЭС						200,0	200,0			400,0
Энергосистема Омской области										
Омская ТЭЦ-3	ОАО "ТГК-11"									
10 ПТ-50-130		под замену			50,0					50,0
Энергосистема Омской области - всего										
Демонтаж всего					50,0					50,0
ТЭС					50,0					50,0
ТЭЦ					50,0					50,0
Демонтаж под замену					50,0					50,0
ТЭС					50,0					50,0
ТЭЦ					50,0					50,0
ОЭС Сибири - всего										
Демонтаж всего				25,0	50,0	341,0	341,0			757,0
ТЭС				25,0	50,0	341,0	341,0			757,0
ТЭЦ				25,0	50,0	141,0	141,0			357,0
КЭС						200,0	200,0			400,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Демонтаж под замену				20,0	50,0	341,0	341,0			752,0
ТЭС				20,0	50,0	341,0	341,0			752,0
ТЭЦ				20,0	50,0	141,0	141,0			352,0
КЭС						200,0	200,0			400,0
ОЭС Востока										
Энергосистема Амурской области										
Райчихинская ГРЭС	ОАО "РАО ЭС Востока"									
4 К-12-29		окончательный				12,0				12,0
5 Р-7-29		окончательный				7,0				7,0
Всего по станции						19,0				19,0
Энергосистема Амурской области - всего										
Демонтаж всего						19,0				19,0
ТЭС						19,0				19,0
ТЭЦ						7,0				7,0
КЭС						12,0				12,0
Энергосистема Хабаровского края										
Майская ГРЭС	ОАО "РАО ЭС Востока"									
1 К-12-35		окончательный				12,0				12,0
3 К-6-35		окончательный				6,0				6,0
4 К-12-35		окончательный				12,0				12,0
5 ГТ-12		окончательный				12,0				12,0
6 ГТ-12		окончательный					12,0			12,0
7 ГТ-12		окончательный					12,0			12,0
8 ГТ-12		окончательный					12,0			12,0
9 ГТ-12		окончательный					12,0			12,0
Всего по станции						42,0	48,0			90,0
Хабаровская ТЭЦ-1	ОАО "РАО ЭС Востока"									
1 Р-25-90		окончательный						25,0		25,0
2 ПТ-30-90		окончательный						30,0		30,0
3 Р-25-90		окончательный							25,0	25,0
6 ПТ-50-90		окончательный							50,0	50,0
Всего по станции								55,0	75,0	130,0
Комсомольская ТЭЦ-2	ОАО "РАО ЭС Востока"									
1 Р-10-29		окончательный					10,0			10,0
2 Р-15-29		окончательный					15,0			15,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
3 Т-25-29		окончательный					25,0			25,0
4 Р-9-29		окончательный				9,0				9,0
6 ПТ-60-90		окончательный							60,0	60,0
13 Р-9-29		окончательный				9,0				9,0
Всего по станции						18,0	50,0		60,0	128,0
Амурская ТЭЦ-1	ОАО "РАО ЭС Востока"									
1 Р-25-90		окончательный						25,0		25,0
2 ПТ-60-90		окончательный						60,0		60,0
Всего по станции								85,0		85,0
Николаевская ТЭЦ	ОАО "РАО ЭС Востока"									
1 ПТ-12-35		окончательный							12,0	12,0
2 ПТ-12-35		окончательный							12,0	12,0
Всего по станции									24,0	24,0
Энергосистема Хабаровского края - всего										
Демонтаж всего						60,0	98,0	140,0	159,0	457,0
ТЭС						60,0	98,0	140,0	159,0	457,0
ТЭЦ						18,0	50,0	140,0	159,0	367,0
КЭС						42,0	48,0			90,0
Южно-Якутский энергорайон энергосистемы Республики Саха										
Чульманская ТЭЦ	ОАО "РАО ЭС Востока"									
3 ПТ-12-35		окончательный					12,0			12,0
5 К-12-35		окончательный					12,0			12,0
6 ПТ-12-35		окончательный					12,0			12,0
7 ПТ-12-35		окончательный					12,0			12,0
Всего по станции							48,0			48,0
Южно-Якутский энергорайон энергосистемы Республики Саха - всего										
Демонтаж всего							48,0			48,0
ТЭС							48,0			48,0
ТЭЦ							36,0			36,0
КЭС							12,0			12,0
ОЭС Востока - всего										
Демонтаж всего						79,0	146,0	140,0	159,0	524,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ТЭС						79,0	146,0	140,0	159,0	524,0
ТЭЦ						25,0	86,0	140,0	159,0	410,0
КЭС						54,0	60,0			114,0
ЕЭС России - всего										
Демонтаж всего			1133,0	713,7	342,0	963,9	1822,3	1549,0	1307,7	7831,6
АЭС								417,0	417,0	834,0
ГЭС						15,1	15,1			30,2
ТЭС			1133,0	713,7	342,0	948,8	1807,2	1132,0	890,7	6967,4
ТЭЦ			869,0	635,7	242,0	694,8	1362,2	612,0	711,5	5127,2
КЭС			264,0	78,0	100,0	254,0	445,0	520,0	179,2	1840,2
Демонтаж под замену			62,0	260,7	150,0	451,0	954,2	102,0	312,0	2291,9
ТЭС			62,0	260,7	150,0	451,0	954,2	102,0	312,0	2291,9
ТЭЦ			62,0	182,7	150,0	251,0	754,2	102,0	312,0	1813,9
КЭС				78,0		200,0	200,0			478,0

Приложение № 3
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2011-2017 годы

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2011-2017 годы

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ОЭС Северо-Запада										
Энергосистема Мурманской области										
Верхне-Туломская ГЭС	ОАО "ТГК-1"									
1 ПЛ-646-ВМ-420		до модернизации				67,0				67,0
		после модернизации				67,0				67,0
2 ПЛ-646-ВМ-420		до модернизации					67,0			67,0
		после модернизации					67,0			67,0
3 ПЛ-646-ВМ-420		до модернизации						67,0		67,0
		после модернизации						67,0		67,0
4 ПЛ-646-ВМ-420		до модернизации							67,0	67,0
		после модернизации							67,0	67,0
Всего по станции										
До модернизации						67,0	67,0	67,0	67,0	268,0
После модернизации						67,0	67,0	67,0	67,0	268,0
Кайтакоски ГЭС-4	ОАО "ТГК-1"									
1 ПЛ-10-В-430		до модернизации				5,6				5,6
		после модернизации				7,0				7,0
		изменение				1,4				1,4
Кумская ГЭС-9	ОАО "ТГК-1"									
1 ПЛ577-ВБ-450		до модернизации				40,0				40,0
		после модернизации				40,0				40,0
2 ПЛ577-ВБ-450		до модернизации					40,0			40,0
		после модернизации					40,0			40,0
Всего по станции										
До модернизации						40,0	40,0			80,0
После модернизации						40,0	40,0			80,0
Иовская ГЭС-10	ОАО "ТГК-1"									
1 Пр-40/800-В-450		до модернизации		48,0						48,0
		после модернизации		47,0						47,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
		изменение		-1,0						-1,0
2 Пр-40/800-В-450		до модернизации			48,0					48,0
		после модернизации			47,0					47,0
		изменение			-1,0					-1,0
Всего по станции										
До модернизации				48,0	48,0					96,0
После модернизации				47,0	47,0					94,0
Изменение мощности				-1,0	-1,0					-2,0
Энергосистема Мурманской области - всего										
До модернизации				48,0	48,0	112,6	107,0	67,0	67,0	449,6
ГЭС				48,0	48,0	107,0	107,0	67,0	67,0	444,0
ВИЭ						5,6				5,6
агрегаты малых ГЭС						5,6				5,6
После модернизации				47,0	47,0	114,0	107,0	67,0	67,0	449,0
ГЭС				47,0	47,0	107,0	107,0	67,0	67,0	442,0
ВИЭ						7,0				7,0
агрегаты малых ГЭС						7,0				7,0
Изменение мощности				-1,0	-1,0	1,4				-0,6
ГЭС				-1,0	-1,0					-2,0
ВИЭ						1,4				1,4
агрегаты малых ГЭС						1,4				1,4
Энергосистема Ленинградской области и Санкт-Петербурга										
ГЭС-10 Лесогорская К1	ОАО "ТГК-1"									
2 ПЛ-20-В-561		до модернизации	23,5							23,5
		после модернизации	29,5							29,5
		изменение	6,0							6,0
3 ПЛ-20-В-561		до модернизации		23,5						23,5
		после модернизации		29,5						29,5
		изменение		6,0						6,0
4 ПЛ-20-В-561		до модернизации			23,5					23,5
		после модернизации			29,5					29,5
		изменение			6,0					6,0
Всего по станции										
До модернизации			23,5	23,5	23,5					70,5
После модернизации			29,5	29,5	29,5					88,5
Изменение мощности			6,0	6,0	6,0					18,0
ГЭС-11 Светогорская	ОАО "ТГК-1"									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
2 ПЛ-20-В-561		до модернизации		23,2						23,2
		после модернизации		30,5						30,5
		изменение		7,3						7,3
4 ПЛ-20-В-561		до модернизации	23,2							23,2
		после модернизации	30,5							30,5
		изменение	7,3							7,3
Всего по станции										
До модернизации			23,2	23,2						46,4
После модернизации			30,5	30,5						61,0
Изменение мощности			7,3	7,3						14,6
ГЭС-9 Нижне-Свирская	ОАО "ТГК-1"									
3 ПЛ-90-ВБ-742		до модернизации			22,0					22,0
		после модернизации			27,5					27,5
		изменение			5,5					5,5
4 ПЛ-90-ВБ-742		до модернизации					22,0			22,0
		после модернизации					27,5			27,5
		изменение					5,5			5,5
Всего по станции										
До модернизации					22,0		22,0			44,0
После модернизации					27,5		27,5			55,0
Изменение мощности					5,5		5,5			11,0
ГЭС-13 Нарвская	ОАО "ТГК-1"									
1 ПЛ-495-ВБ-660		до модернизации						41,6		41,6
		после модернизации						41,6		41,6
2 ПЛ-495-ВБ-660		до модернизации							41,6	41,6
		после модернизации							41,6	41,6
Всего по станции										
До модернизации								41,6	41,6	83,2
После модернизации								41,6	41,6	83,2
ГЭС-6 Волховская	ОАО "ТГК-1"									
2 РО (Швеция)		до модернизации			9,0					9,0
		после модернизации			12,0					12,0
		изменение			3,0					3,0
3 РО (Швеция)		до модернизации				9,0				9,0
		после модернизации				12,0				12,0
		изменение				3,0				3,0
4 РО (Швеция)		до модернизации					9,0			9,0
		после модернизации					12,0			12,0
		изменение					3,0			3,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
5 РО (Швеция)		до модернизации						9,0		9,0
		после модернизации						12,0		12,0
		изменение						3,0		3,0
Всего по станции										
До модернизации					9,0	9,0	9,0	9,0		36,0
После модернизации					12,0	12,0	12,0	12,0		48,0
Изменение мощности					3,0	3,0	3,0	3,0		12,0
Энергосистема Ленинградской области и Санкт-Петербурга - всего										
До модернизации			46,7	46,7	54,5	9,0	31,0	50,6	41,6	280,1
ГЭС			46,7	46,7	54,5	9,0	31,0	50,6	41,6	280,1
После модернизации			60,0	60,0	69,0	12,0	39,5	53,6	41,6	335,7
ГЭС			60,0	60,0	69,0	12,0	39,5	53,6	41,6	335,7
Изменение мощности			13,3	13,3	14,5	3,0	8,5	3,0		55,6
ГЭС			13,3	13,3	14,5	3,0	8,5	3,0		55,6
ОЭС Северо-Запада - всего										
До модернизации			46,7	94,7	102,5	121,6	138,0	117,6	108,6	729,7
ГЭС			46,7	94,7	102,5	116,0	138,0	117,6	108,6	724,1
ВИЭ						5,6				5,6
агрегаты малых ГЭС						5,6				5,6
После модернизации			60,0	107,0	116,0	126,0	146,5	120,6	108,6	784,7
ГЭС			60,0	107,0	116,0	119,0	146,5	120,6	108,6	777,7
ВИЭ						7,0				7,0
агрегаты малых ГЭС						7,0				7,0
Изменение мощности			13,3	12,3	13,5	4,4	8,5	3,0		55,0
ГЭС			13,3	12,3	13,5	3,0	8,5	3,0		53,6
ВИЭ						1,4				1,4
агрегаты малых ГЭС						1,4				1,4
ОЭС Центра										
Энергосистема Рязанской области										
Рязанская ГРЭС	ОАО "ОГК-6"									
2 К-300-240		до модернизации				270,0				270,0
		после модернизации				330,0				330,0
		изменение				60,0				60,0
Энергосистема Рязанской области - всего										
До модернизации						270,0				270,0
ТЭС						270,0				270,0
КЭС						270,0				270,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
После модернизации						330,0				330,0
ТЭС						330,0				330,0
КЭС						330,0				330,0
Изменение мощности						60,0				60,0
ТЭС						60,0				60,0
КЭС						60,0				60,0
Энергосистема Смоленской области										
Смоленская ТЭЦ-2	ОАО "Квадра"									
1 ПТ-60-130		до модернизации			60,0					60,0
		после модернизации			60,0					60,0
Энергосистема Смоленской области - всего										
До модернизации					60,0					60,0
ТЭС					60,0					60,0
ТЭЦ					60,0					60,0
После модернизации					60,0					60,0
ТЭС					60,0					60,0
ТЭЦ					60,0					60,0
Энергосистема Тульской области										
ГРЭС Щекинская	ОАО "Квадра"									
11 К-200-130		до модернизации			200,0					200,0
		после модернизации			200,0					200,0
Энергосистема Тульской области - всего										
До модернизации					200,0					200,0
ТЭС					200,0					200,0
КЭС					200,0					200,0
После модернизации					200,0					200,0
ТЭС					200,0					200,0
КЭС					200,0					200,0
Энергосистема Ярославской области										
Рыбинская ГЭС										
1 К91-ВБ-900		до модернизации							55,0	55,0
		после модернизации							65,0	65,0
		изменение							10,0	10,0
2 К91-ВБ-900		до модернизации			55,0					55,0
		после модернизации			65,0					65,0
		изменение			10,0					10,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
3 К91-ВБ-900		до модернизации					55,0			55,0
		после модернизации					65,0			65,0
		изменение					10,0			10,0
Всего по станции										
До модернизации					55,0		55,0		55,0	165,0
После модернизации					65,0		65,0		65,0	195,0
Изменение мощности					10,0		10,0		10,0	30,0
Угличская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 К91-ВБ-900		до модернизации						55,0		55,0
		после модернизации						65,0		65,0
		изменение						10,0		10,0
2 К91-ВБ-900		до модернизации	55,0							55,0
		после модернизации	65,0							65,0
		изменение	10,0							10,0
Всего по станции										
До модернизации			55,0					55,0		110,0
После модернизации			65,0					65,0		130,0
Изменение мощности			10,0					10,0		20,0
Энергосистема Ярославской области - всего										
До модернизации			55,0		55,0		55,0	55,0	55,0	275,0
ГЭС			55,0		55,0		55,0	55,0	55,0	275,0
После модернизации			65,0		65,0		65,0	65,0	65,0	325,0
ГЭС			65,0		65,0		65,0	65,0	65,0	325,0
Изменение мощности			10,0		10,0		10,0	10,0	10,0	50,0
ГЭС			10,0		10,0		10,0	10,0	10,0	50,0
ОЭС Центра - всего										
До модернизации			55,0		315,0	270,0	55,0	55,0	55,0	805,0
ГЭС			55,0		55,0		55,0	55,0	55,0	275,0
ТЭС					260,0	270,0				530,0
ТЭЦ					60,0					60,0
КЭС					200,0	270,0				470,0
После модернизации			65,0		325,0	330,0	65,0	65,0	65,0	915,0
ГЭС			65,0		65,0		65,0	65,0	65,0	325,0
ТЭС					260,0	330,0				590,0
ТЭЦ					60,0					60,0
КЭС					200,0	330,0				530,0
Изменение мощности			10,0		10,0	60,0	10,0	10,0	10,0	110,0
ГЭС			10,0		10,0		10,0	10,0	10,0	50,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ТЭС						60,0				60,0
КЭС						60,0				60,0
ОЭС Средней Волги										
Энергосистема Нижегородской области										
Нижегородская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 ПЛ-510-ВБ-900		до модернизации					65,0			65,0
		после модернизации					68,0			68,0
		изменение					3,0			3,0
2 ПЛ-510-ВБ-900		до модернизации						65,0		65,0
		после модернизации						68,0		68,0
		изменение						3,0		3,0
7 ПЛ-510-ВБ-900		до модернизации							65,0	65,0
		после модернизации							68,0	68,0
		изменение							3,0	3,0
Всего по станции										
До модернизации							65,0	65,0	65,0	195,0
После модернизации							68,0	68,0	68,0	204,0
Изменение мощности							3,0	3,0	3,0	9,0
Энергосистема Нижегородской области - всего										
До модернизации							65,0	65,0	65,0	195,0
ГЭС							65,0	65,0	65,0	195,0
После модернизации							68,0	68,0	68,0	204,0
ГЭС							68,0	68,0	68,0	204,0
Изменение мощности							3,0	3,0	3,0	9,0
ГЭС							3,0	3,0	3,0	9,0
Энергосистема Самарской области										
Жигулевская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации				115,0				115,0
		после модернизации				125,5				125,5
		изменение				10,5				10,5
2 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации			115,0					115,0
		после модернизации			125,5					125,5
		изменение			10,5					10,5
4 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации			115,0					115,0
		после модернизации			125,5					125,5
		изменение			10,5					10,5
6 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации		115,0						115,0
		после модернизации		125,5						125,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
		изменение		10,5						10,5
11 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации						115,0		115,0
		после модернизации						125,5		125,5
		изменение						10,5		10,5
12 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации					115,0			115,0
		после модернизации					125,5			125,5
		изменение					10,5			10,5
13 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации							115,0	115,0
		после модернизации							125,5	125,5
		изменение							10,5	10,5
14 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации						115,0		115,0
		после модернизации						125,5		125,5
		изменение						10,5		10,5
16 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации							115,0	115,0
		после модернизации							125,5	125,5
		изменение							10,5	10,5
17 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации					115,0			115,0
		после модернизации					125,5			125,5
		изменение					10,5			10,5
19 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации				115,0				115,0
		после модернизации				125,5				125,5
		изменение				10,5				10,5
Всего по станции										
До модернизации				115,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	1265,0
После модернизации				125,5	251,0	251,0	251,0	251,0	251,0	1380,5
Изменение мощности				10,5	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	115,5
ТЭЦ ВАЗ	ЗАО "КЭС"									
4 Т-105-130		до модернизации	105,0							105,0
		после модернизации	113,0							113,0
		изменение	8,0							8,0
Энергосистема Самарской области - всего										
До модернизации			105,0	115,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	1370,0
ГЭС				115,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	1265,0
ТЭС			105,0							105,0
ТЭЦ			105,0							105,0
После модернизации			113,0	125,5	251,0	251,0	251,0	251,0	251,0	1493,5
ГЭС				125,5	251,0	251,0	251,0	251,0	251,0	1380,5
ТЭС			113,0							113,0
ТЭЦ			113,0							113,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Изменение мощности			8,0	10,5	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	123,5
ГЭС				10,5	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	115,5
ТЭС			8,0							8,0
ТЭЦ			8,0							8,0
Энергосистема Саратовской области										
Саратовская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
2 ПЛ-15/661-ВБ-1030		до модернизации							60,0	60,0
		после модернизации							66,0	66,0
		изменение							6,0	6,0
4 ПЛ-15/661-ВБ-1030.		до модернизации				60,0				60,0
		после модернизации				60,0				60,0
7 ПЛ-20/661-ВБ-1030		до модернизации			60,0					60,0
		после модернизации			60,0					60,0
8 ПЛ-20/661-ВБ-1030		до модернизации			60,0					60,0
		после модернизации			66,0					66,0
		изменение			6,0					6,0
16 ПЛ-20/661-ВБ-1030		до модернизации		60,0						60,0
		после модернизации		60,0						60,0
17 ПЛ-20/661-ВБ-1030		до модернизации	60,0							60,0
		после модернизации	60,0							60,0
21 ПЛ-15/661-ВБ-1030		до модернизации						60,0		60,0
		после модернизации						66,0		66,0
		изменение						6,0		6,0
22 ПЛ-20/548-ГК-750		до модернизации			45,0					45,0
		после модернизации			54,0					54,0
		изменение			9,0					9,0
23 ПЛ-20/548-ГК-750		до модернизации		45,0						45,0
		после модернизации		54,0						54,0
		изменение		9,0						9,0
24 ПЛ-661-ВБ-500		до модернизации					10,0			10,0
		после модернизации					11,0			11,0
		изменение					1,0			1,0
Всего по станции										
До модернизации			60,0	105,0	165,0	60,0	10,0	60,0	60,0	520,0
После модернизации			60,0	114,0	180,0	60,0	11,0	66,0	66,0	557,0
Изменение мощности				9,0	15,0		1,0	6,0	6,0	37,0
Энергосистема Саратовской области - всего										
До модернизации			60,0	105,0	165,0	60,0	10,0	60,0	60,0	520,0
ГЭС			60,0	105,0	165,0	60,0	10,0	60,0	60,0	520,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
После модернизации			60,0	114,0	180,0	60,0	11,0	66,0	66,0	557,0
ГЭС			60,0	114,0	180,0	60,0	11,0	66,0	66,0	557,0
Изменение мощности				9,0	15,0		1,0	6,0	6,0	37,0
ГЭС				9,0	15,0		1,0	6,0	6,0	37,0
Энергосистема Чувашской Республики										
Чебоксарская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
2 ПЛ-20/811-В-1000		до модернизации					78,0			78,0
		после модернизации					78,0			78,0
3 гидроагрегат ПЛ-20/811-В-1000.		до модернизации							78,0	78,0
		после модернизации							78,0	78,0
4 гидроагрегат ПЛ-20/811-В-1000.		до модернизации		78,0						78,0
		после модернизации		78,0						78,0
5 гидроагрегат ПЛ-20/811-В-1000.		до модернизации			78,0					78,0
		после модернизации			78,0					78,0
6 гидроагрегат ПЛ-20/811-В-1000.		до модернизации				78,0				78,0
		после модернизации				78,0				78,0
7 гидроагрегат ПЛ-20/811-В-1000.		до модернизации						78,0		78,0
		после модернизации						78,0		78,0
8 гидроагрегат ПЛ-20/811-В-1000.		до модернизации	78,0							78,0
		после модернизации	78,0							78,0
9 гидроагрегат ПЛ-20/811-В-1000.		до модернизации			78,0					78,0
		после модернизации			78,0					78,0
10 гидроагрегат ПЛ-20/811-В-1000.		до модернизации					78,0			78,0
		после модернизации					78,0			78,0
12 гидроагрегат ПЛ-20/811-В-1000.		до модернизации					78,0			78,0
		после модернизации					78,0			78,0
13 гидроагрегат ПЛ-20/811-В-1000.		до модернизации				78,0				78,0
		после модернизации				78,0				78,0
15 гидроагрегат ПЛ-20/811-В-1000.		до модернизации		78,0						78,0
		после модернизации		78,0						78,0
16 гидроагрегат ПЛ-20/811-В-1000.		до модернизации	78,0							78,0
		после модернизации	78,0							78,0
17 гидроагрегат ПЛ-20/811-В-1000.		до модернизации						78,0		78,0
		после модернизации						78,0		78,0
18 гидроагрегат ПЛ-20/811-В-1000.		до модернизации							44,0	44,0
		после модернизации							44,0	44,0
Всего по станции										
До модернизации			156,0	156,0	156,0	156,0	234,0	156,0	122,0	1136,0
После модернизации			156,0	156,0	156,0	156,0	234,0	156,0	122,0	1136,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Энергосистема Чувашской Республики - всего										
До модернизации			156,0	156,0	156,0	156,0	234,0	156,0	122,0	1136,0
ГЭС			156,0	156,0	156,0	156,0	234,0	156,0	122,0	1136,0
После модернизации			156,0	156,0	156,0	156,0	234,0	156,0	122,0	1136,0
ГЭС			156,0	156,0	156,0	156,0	234,0	156,0	122,0	1136,0
ОЭС Средней Волги - всего										
До модернизации			321,0	376,0	551,0	446,0	539,0	511,0	477,0	3221,0
ГЭС			216,0	376,0	551,0	446,0	539,0	511,0	477,0	3116,0
ТЭС			105,0							105,0
ТЭЦ			105,0							105,0
После модернизации			329,0	395,5	587,0	467,0	564,0	541,0	507,0	3390,5
ГЭС			216,0	395,5	587,0	467,0	564,0	541,0	507,0	3277,5
ТЭС			113,0							113,0
ТЭЦ			113,0							113,0
Изменение мощности			8,0	19,5	36,0	21,0	25,0	30,0	30,0	169,5
ГЭС				19,5	36,0	21,0	25,0	30,0	30,0	161,5
ТЭС			8,0							8,0
ТЭЦ			8,0							8,0
ОЭС Юга										
Энергосистема Волгоградской области										
Волжская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 ПЛ-30/587а-В-930		до модернизации						115,0		115,0
		после модернизации						125,5		125,5
		изменение						10,5		10,5
2 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации							115,0	115,0
		после модернизации							125,5	125,5
		изменение							10,5	10,5
4 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации	115,0			115,0				115,0
		после модернизации	115,0			120,0				120,0
		изменение				5,0				5,0
5 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации			115,0			125,5		125,5
		после модернизации			125,5			125,5		125,5
		изменение			10,5					10,5
6 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации					115,0			115,0
		после модернизации					125,5			125,5
		изменение					10,5			10,5
7 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации							115,0	115,0
		после модернизации							115,0	115,0
8 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации		115,0				125,5		125,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
		после модернизации		125,5				125,5		125,5
		изменение		10,5						10,5
9 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации							115,0	115,0
		после модернизации							120,0	120,0
		изменение							5,0	5,0
10 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации							115,0	115,0
		после модернизации							115,0	115,0
11 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации							125,5	125,5
		после модернизации							125,5	125,5
12 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации		115,0						115,0
		после модернизации		125,5						125,5
		изменение		10,5						10,5
13 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации				115,0				115,0
		после модернизации				125,5				125,5
		изменение				10,5				10,5
15 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации							115,0	115,0
		после модернизации							125,5	125,5
		изменение							10,5	10,5
16 ПЛ-30/587а-В-930		до модернизации					120,0			120,0
		после модернизации					120,0			120,0
19 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации	115,0							115,0
		после модернизации	120,0							120,0
		изменение	5,0							5,0
20 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации				115,0				115,0
		после модернизации				125,5				125,5
		изменение				10,5				10,5
21 ПЛ-587-ВБ-930		до модернизации			115,0					115,0
		после модернизации			125,5					125,5
		изменение			10,5					10,5
Всего по станции										
До модернизации			230,0	230,0	230,0	345,0	235,0	366,0	700,5	1991,5
После модернизации			235,0	251,0	251,0	371,0	245,5	376,5	726,5	2090,5
Изменение мощности			5,0	21,0	21,0	26,0	10,5	10,5	26,0	120,0
Энергосистема Волгоградской области - всего										
До модернизации			230,0	230,0	230,0	345,0	235,0	366,0	700,5	1991,5
ГЭС			230,0	230,0	230,0	345,0	235,0	366,0	700,5	1991,5
После модернизации			235,0	251,0	251,0	371,0	245,5	376,5	726,5	2090,5
ГЭС			235,0	251,0	251,0	371,0	245,5	376,5	726,5	2090,5
Изменение мощности			5,0	21,0	21,0	26,0	10,5	10,5	26,0	120,0
ГЭС			5,0	21,0	21,0	26,0	10,5	10,5	26,0	120,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Энергосистема Республики Дагестан										
Чирюртская ГЭС-1	ОАО "РусГидро"									
1 ПЛ-642-ВБ-370		до модернизации			36,0					36,0
		после модернизации			42,0					42,0
		изменение			6,0					6,0
2 ПЛ-642-ВБ-370		до модернизации				36,0				36,0
		после модернизации				42,0				42,0
		изменение				6,0				6,0
Всего по станции										
До модернизации					36,0	36,0				72,0
После модернизации					42,0	42,0				84,0
Изменение мощности					6,0	6,0				12,0
Чирюртская ГЭС-2	ОАО "РусГидро"									
1 ПЛ-103-ВБ-500		до модернизации							9,0	9,0
		после модернизации							9,0	9,0
Гергебильская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 РО-ГМ-5		до модернизации						1,4		1,4
		после модернизации						1,4		1,4
2 РО-ГМ-5		до модернизации							1,4	1,4
		после модернизации							1,4	1,4
Всего по станции										
До модернизации								1,4	1,4	2,8
После модернизации								1,4	1,4	2,8
Чиркейская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 РО-220-989-В-450		до модернизации							250,0	250,0
		после модернизации							250,0	250,0
Миатлинская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 ПЛ-60/1075-В-600		до модернизации		110,0						110,0
		после модернизации		120,0						120,0
		изменение		10,0						10,0
2 ПЛ-60/1075-В-600		до модернизации				110,0				110,0
		после модернизации				120,0				120,0
		изменение				10,0				10,0
Всего по станции										
До модернизации				110,0		110,0				220,0
После модернизации				120,0		120,0				240,0
Изменение мощности				10,0		10,0				20,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Ирганайская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 РО-230-В-440		до модернизации	200,0	200,0			200,0		200,0	200,0
		после модернизации	200,0	200,0			200,0		200,0	200,0
2 РО-230-В-440		до модернизации	200,0	200,0	200,0		200,0			200,0
		после модернизации	200,0	200,0	200,0		200,0			200,0
Всего по станции										
До модернизации			400,0	400,0	200,0		400,0		200,0	400,0
После модернизации			400,0	400,0	200,0		400,0		200,0	400,0
Энергосистема Республики Дагестан - всего										
До модернизации			400,0	510,0	236,0	146,0	400,0	1,4	460,4	953,8
ГЭС			400,0	510,0	236,0	146,0	400,0		450,0	942,0
ВИЭ								1,4	10,4	11,8
агрегаты малых ГЭС								1,4	10,4	11,8
После модернизации			400,0	520,0	242,0	162,0	400,0	1,4	460,4	985,8
ГЭС			400,0	520,0	242,0	162,0	400,0		450,0	974,0
ВИЭ								1,4	10,4	11,8
агрегаты малых ГЭС								1,4	10,4	11,8
Изменение мощности				10,0	6,0	16,0				32,0
ГЭС				10,0	6,0	16,0				32,0
Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики										
Баксанская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 РО-662-ВМ-120		до модернизации	8,4							8,4
		после модернизации	10,0							10,0
		изменение	1,6							1,6
2 РО-82-ВМ-120		до модернизации		8,3						8,3
		после модернизации		10,0						10,0
		изменение		1,7						1,7
3 РО-82-ВМ-120		до модернизации		8,3						8,3
		после модернизации		10,0						10,0
		изменение		1,7						1,7
Всего по станции										
До модернизации			8,4	16,6						25,0
После модернизации			10,0	20,0						30,0
Изменение мощности			1,6	3,4						5,0
Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики - все										

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
До модернизации			8,4	16,6						25,0
ВИЭ			8,4	16,6						25,0
агрегаты малых ГЭС			8,4	16,6						25,0
После модернизации			10,0	20,0						30,0
ВИЭ			10,0	20,0						30,0
агрегаты малых ГЭС			10,0	20,0						30,0
Изменение мощности			1,6	3,4						5,0
ВИЭ			1,6	3,4						5,0
агрегаты малых ГЭС			1,6	3,4						5,0
Энергосистема Карачаево-Черкесской Республики										
Зеленчукская ГЭС (к-д Зеленчукский)	ОАО "РусГидро"									
1 РО-230-В-224		до модернизации	80,0	80,0	80,0		80,0			80,0
		после модернизации	80,0	80,0	80,0		80,0			80,0
2 РО-230-В-224		до модернизации	80,0		80,0	80,0		80,0		80,0
		после модернизации	80,0		80,0	80,0		80,0		80,0
Всего по станции										
До модернизации			160,0	80,0	160,0	80,0	80,0	80,0		160,0
После модернизации			160,0	80,0	160,0	80,0	80,0	80,0		160,0
Энергосистема Карачаево-Черкесской Республики - все										
До модернизации			160,0	80,0	160,0	80,0	80,0	80,0		160,0
ГЭС			160,0	80,0	160,0	80,0	80,0	80,0		160,0
После модернизации			160,0	80,0	160,0	80,0	80,0	80,0		160,0
ГЭС			160,0	80,0	160,0	80,0	80,0	80,0		160,0
Энергосистема Ростовской области										
Новочеркасская ГРЭС	ОАО "ОГК-6"									
7 К-300-240-2		до модернизации		264,0						264,0
		после модернизации		300,0						300,0
		изменение		36,0						36,0
Ростовская ТЭЦ-2	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
1 ПТ-80-130		до модернизации						80,0		80,0
		после модернизации						100,0		100,0
		изменение						20,0		20,0
2 ПТ-80-130		до модернизации							80,0	80,0
		после модернизации							100,0	100,0
		изменение							20,0	20,0
Всего по станции										

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
До модернизации								80,0	80,0	160,0
После модернизации								100,0	100,0	200,0
Изменение мощности								20,0	20,0	40,0
Шахтинская ТЭЦ-ГТУ	ОАО"Шахтинская ТЭЦ-ГТУ"									
1 ГТ-15 (Т)		до модернизации	15,0							15,0
		после модернизации	15,4							15,4
		изменение	0,4							0,4
2 ГТУ-16 (Т)		до модернизации	15,8							15,8
		после модернизации	15,4							15,4
		изменение	-0,4							-0,4
Всего по станции										
До модернизации			30,8							30,8
После модернизации			30,8							30,8
Изменение мощности										
Энергосистема Ростовской области - всего										
До модернизации			30,8	264,0				80,0	80,0	454,8
ТЭС			30,8	264,0				80,0	80,0	454,8
ТЭЦ			30,8					80,0	80,0	190,8
КЭС				264,0						264,0
После модернизации			30,8	300,0				100,0	100,0	530,8
ТЭС			30,8	300,0				100,0	100,0	530,8
ТЭЦ			30,8					100,0	100,0	230,8
КЭС				300,0						300,0
Изменение мощности				36,0				20,0	20,0	76,0
ТЭС				36,0				20,0	20,0	76,0
ТЭЦ								20,0	20,0	40,0
КЭС				36,0						36,0
Энергосистема Республики Северной Осетии										
Эзминская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 РО-15-ВМ-160		до модернизации							15,0	15,0
		после модернизации							17,0	17,0
		изменение							2,0	2,0
Дзауджикаусская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 РО-123-ВБ/140		до модернизации							3,0	3,0
		после модернизации							3,5	3,5
		изменение							0,5	0,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Гизельдонская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 П-461-ГИ		до модернизации							7,6	7,6
		после модернизации							8,6	8,6
		изменение							1,0	1,0
Беканская ГЭС (мелкие)	ОАО "РусГидро"									
1 РО "ФОЙТ"		до модернизации							0,3	0,3
		после модернизации							0,3	0,3
Энергосистема Республики Северной Осетии - всего										
До модернизации									25,9	25,9
ГЭС									15,0	15,0
ВИЭ									10,9	10,9
агрегаты малых ГЭС									10,9	10,9
После модернизации									29,4	29,4
ГЭС									17,0	17,0
ВИЭ									12,4	12,4
агрегаты малых ГЭС									12,4	12,4
Изменение мощности									3,5	3,5
ГЭС									2,0	2,0
ВИЭ									1,5	1,5
агрегаты малых ГЭС									1,5	1,5
Энергосистема Ставропольского края										
Кубанская ГЭС-1	ОАО "РусГидро"									
1 РО75-В-250		до модернизации					18,0			18,0
		после модернизации					21,1			21,1
		изменение					3,1			3,1
2 РО75-В-250		до модернизации				19,0				19,0
		после модернизации				21,1				21,1
		изменение				2,1				2,1
Всего по станции										
До модернизации						19,0	18,0			37,0
После модернизации						21,1	21,1			42,2
Изменение мощности						2,1	3,1			5,2
Кубанская ГЭС-2	ОАО "РусГидро"									
1 РО170/638аВМ-250		до модернизации					46,0			46,0
		после модернизации					48,0			48,0
		изменение					2,0			2,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
2 РО170/638аВМ-250		до модернизации						46,0		46,0
		после модернизации						48,0		48,0
		изменение						2,0		2,0
3 РО170/638аВМ-250		до модернизации						46,0		46,0
		после модернизации						48,0		48,0
		изменение						2,0		2,0
4 РО170/638аВМ-250		до модернизации							46,0	46,0
		после модернизации							48,0	48,0
		изменение							2,0	2,0
Всего по станции										
До модернизации							46,0	92,0	46,0	184,0
После модернизации							48,0	96,0	48,0	192,0
Изменение мощности							2,0	4,0	2,0	8,0
Кубанская ГЭС-3	ОАО "РусГидро"									
1 РО75/7286-ВМ-250		до модернизации			29,0					29,0
		после модернизации			30,0					30,0
		изменение			1,0					1,0
2 РО75/7286-ВМ-250		до модернизации					29,0			29,0
		после модернизации					30,0			30,0
		изменение					1,0			1,0
3 РО75/7286-ВМ-250		до модернизации						29,0		29,0
		после модернизации						30,0		30,0
		изменение						1,0		1,0
Всего по станции										
До модернизации					29,0		29,0	29,0		87,0
После модернизации					30,0		30,0	30,0		90,0
Изменение мощности					1,0		1,0	1,0		3,0
Кубанская ГЭС-4	ОАО "РусГидро"									
1 РО75/7286-ВМ-250		до модернизации					26,0			26,0
		после модернизации					30,0			30,0
		изменение					4,0			4,0
2 РО75/7286-ВМ-250		до модернизации			26,0					26,0
		после модернизации			30,0					30,0
		изменение			4,0					4,0
3 РО75/7286-ВМ-250		до модернизации				26,0				26,0
		после модернизации				30,0				30,0
		изменение				4,0				4,0
Всего по станции										
До модернизации					26,0	26,0	26,0			78,0
После модернизации					30,0	30,0	30,0			90,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Изменение мощности					4,0	4,0	4,0			12,0
Егорлыкская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 ПР40/587а-В-330		до модернизации						15,0		15,0
		после модернизации						16,0		16,0
		изменение						1,0		1,0
2 ПР587-ВБ-330		до модернизации						15,0		15,0
		после модернизации						16,0		16,0
		изменение						1,0		1,0
Всего по станции										
До модернизации								30,0		30,0
После модернизации								32,0		32,0
Изменение мощности								2,0		2,0
Сенгилеевская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 РО45/3123-В-140		до модернизации			4,5					4,5
		после модернизации			6,0					6,0
		изменение			1,5					1,5
3 РО45/3123-В-140		до модернизации				4,5				4,5
		после модернизации				6,0				6,0
		изменение				1,5				1,5
Всего по станции										
До модернизации					4,5	4,5				9,0
После модернизации					6,0	6,0				12,0
Изменение мощности					1,5	1,5				3,0
Насосная ГАЭС	ОАО "РусГидро"									
1 63НТВ-30		до модернизации			2,7					2,7
		после модернизации			3,0					3,0
		изменение			0,3					0,3
2 63НТВ-30		до модернизации			2,7					2,7
		после модернизации			3,0					3,0
		изменение			0,3					0,3
3 63НТВ-30		до модернизации		2,7						2,7
		после модернизации		3,0						3,0
		изменение		0,3						0,3
4 63НТВ-30		до модернизации				2,6				2,6
		после модернизации				3,0				3,0
		изменение				0,4				0,4
5 63НТВ-30		до модернизации		2,6						2,6
		после модернизации		3,0						3,0
		изменение		0,4						0,4

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
6 63НТВ-30		до модернизации				2,6				2,6
		после модернизации				3,0				3,0
		изменение				0,4				0,4
Всего по станции										
До модернизации				5,3	5,4	5,2				15,9
После модернизации				6,0	6,0	6,0				18,0
Изменение мощности				0,7	0,6	0,8				2,1
Новотроицкая ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 Ф123-ВБ-140		до модернизации		1,9						1,9
		после модернизации		2,8						2,8
		изменение		0,9						0,9
2 Ф123-ВБ-140		до модернизации		1,8						1,8
		после модернизации		2,8						2,8
		изменение		1,0						1,0
Всего по станции										
До модернизации				3,7						3,7
После модернизации				5,6						5,6
Изменение мощности				1,9						1,9
Энергосистема Ставропольского края - всего										
До модернизации				9,0	64,9	54,7	119,0	151,0	46,0	444,6
ГЭС					55,0	45,0	119,0	151,0	46,0	416,0
ВИЭ				9,0	9,9	9,7				28,6
агрегаты малых ГЭС				9,0	9,9	9,7				28,6
После модернизации				11,6	72,0	63,1	129,1	158,0	48,0	481,8
ГЭС					60,0	51,1	129,1	158,0	48,0	446,2
ВИЭ				11,6	12,0	12,0				35,6
агрегаты малых ГЭС				11,6	12,0	12,0				35,6
Изменение мощности				2,6	7,1	8,4	10,1	7,0	2,0	37,2
ГЭС					5,0	6,1	10,1	7,0	2,0	30,2
ВИЭ				2,6	2,1	2,3				7,0
агрегаты малых ГЭС				2,6	2,1	2,3				7,0
ОЭС Юга - всего										
До модернизации			829,2	1109,6	690,9	625,7	834,0	678,4	1312,8	4055,6
ГЭС			790,0	820,0	681,0	616,0	834,0	597,0	1211,5	3524,5
ТЭС			30,8	264,0				80,0	80,0	454,8
ТЭЦ			30,8					80,0	80,0	190,8
КЭС				264,0						264,0
ВИЭ			8,4	25,6	9,9	9,7		1,4	21,3	76,3

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
агрегаты малых ГЭС			8,4	25,6	9,9	9,7		1,4	21,3	76,3
После модернизации			835,8	1182,6	725,0	676,1	854,6	715,9	1364,3	4308,3
ГЭС			795,0	851,0	713,0	664,1	854,6	614,5	1241,5	3687,7
ТЭС			30,8	300,0				100,0	100,0	530,8
ТЭЦ			30,8					100,0	100,0	230,8
КЭС				300,0						300,0
ВИЭ			10,0	31,6	12,0	12,0		1,4	22,8	89,8
агрегаты малых ГЭС			10,0	31,6	12,0	12,0		1,4	22,8	89,8
Изменение мощности			6,6	73,0	34,1	50,4	20,6	37,5	51,5	273,7
ГЭС			5,0	31,0	32,0	48,1	20,6	17,5	30,0	184,2
ТЭС				36,0				20,0	20,0	76,0
ТЭЦ								20,0	20,0	40,0
КЭС				36,0						36,0
ВИЭ			1,6	6,0	2,1	2,3			1,5	13,5
агрегаты малых ГЭС			1,6	6,0	2,1	2,3			1,5	13,5
ОЭС Урала										
Энергосистема Республики Башкортостан										
Кармановская ГРЭС	ОАО "Башкирэнерго"									
1 К-300-240		до модернизации		300,0					300,0	300,0
		после модернизации		300,0					300,0	300,0
2 К-300-240		до модернизации				300,0				300,0
		после модернизации				300,0				300,0
3 К-300-240		до модернизации						300,0		300,0
		после модернизации						300,0		300,0
4 К-300-240		до модернизации					300,0			300,0
		после модернизации					300,0			300,0
5 К-300-240		до модернизации			300,0					300,0
		после модернизации			300,0					300,0
6 К-300-240		до модернизации		300,0						300,0
		после модернизации		300,0						300,0
Всего по станции										
До модернизации				600,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	1800,0
После модернизации				600,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	1800,0
Энергосистема Республики Башкортостан - всего										
До модернизации				600,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	1800,0
ТЭС				600,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	1800,0
КЭС				600,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	1800,0
После модернизации				600,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	1800,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ТЭС				600,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	1800,0
КЭС				600,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	1800,0
Энергосистема Оренбургской области										
Сакмарская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
1 ПТ-60-130		до модернизации	60,0							60,0
		после модернизации	65,0							65,0
		изменение	5,0							5,0
Энергосистема Оренбургской области - всего										
До модернизации			60,0							60,0
ТЭС			60,0							60,0
ТЭЦ			60,0							60,0
После модернизации			65,0							65,0
ТЭС			65,0							65,0
ТЭЦ			65,0							65,0
Изменение мощности			5,0							5,0
ТЭС			5,0							5,0
ТЭЦ			5,0							5,0
Энергосистема Пермского края										
Воткинская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
3 ПЛ-661-ВБ-930		до модернизации							100,0	100,0
		после модернизации							110,0	110,0
		изменение							10,0	10,0
4 ПЛ-661-ВБ-930		до модернизации					100,0			100,0
		после модернизации					110,0			110,0
		изменение					10,0			10,0
6 ПЛ-661-ВБ-930		до модернизации						100,0		100,0
		после модернизации						110,0		110,0
		изменение						10,0		10,0
10 ПЛ-661-ВБ-930		до модернизации							100,0	100,0
		после модернизации							110,0	110,0
		изменение							10,0	10,0
Всего по станции										
До модернизации							100,0	100,0	200,0	400,0
После модернизации							110,0	110,0	220,0	440,0
Изменение мощности							10,0	10,0	20,0	40,0
Камская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
2 ПЛ-510-ВБ-500		до модернизации			21,0					21,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
		после модернизации			24,0					24,0
		изменение			3,0					3,0
3 ПЛ-20-В-500		до модернизации			21,0					21,0
		после модернизации			24,0					24,0
		изменение			3,0					3,0
4 ПЛ-510-ВБ-500		до модернизации					21,0			21,0
		после модернизации					24,0			24,0
		изменение					3,0			3,0
6 ПЛ-20-В-500		до модернизации				21,0				21,0
		после модернизации				24,0				24,0
		изменение				3,0				3,0
9 ПЛ-510-ВБ-500		до модернизации		21,0						21,0
		после модернизации		24,0						24,0
		изменение		3,0						3,0
10 ПЛ-510-ВБ-500		до модернизации			21,0					21,0
		после модернизации			24,0					24,0
		изменение			3,0					3,0
13 ПЛ-510-ВБ-500		до модернизации				21,0				21,0
		после модернизации				24,0				24,0
		изменение				3,0				3,0
17 ПЛ-510-ВБ-500		до модернизации		21,0						21,0
		после модернизации		24,0						24,0
		изменение		3,0						3,0
19 ПЛ-510-ВБ-500		до модернизации			21,0					21,0
		после модернизации			24,0					24,0
		изменение			3,0					3,0
22 ПЛ-510-ВБ-500		до модернизации		21,0						21,0
		после модернизации		24,0						24,0
		изменение		3,0						3,0
Всего по станции										
До модернизации				63,0	84,0	42,0	21,0			210,0
После модернизации				72,0	96,0	48,0	24,0			240,0
Изменение мощности				9,0	12,0	6,0	3,0			30,0
Энергосистема Пермского края - всего										
До модернизации				63,0	84,0	42,0	121,0	100,0	200,0	610,0
ГЭС				63,0	84,0	42,0	121,0	100,0	200,0	610,0
После модернизации				72,0	96,0	48,0	134,0	110,0	220,0	680,0
ГЭС				72,0	96,0	48,0	134,0	110,0	220,0	680,0
Изменение мощности				9,0	12,0	6,0	13,0	10,0	20,0	70,0
ГЭС				9,0	12,0	6,0	13,0	10,0	20,0	70,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Энергосистема Удмуртской Республики										
Ижевская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"									
1 ПТ-60-130		до модернизации							60,0	60,0
		после модернизации							60,0	60,0
Энергосистема Удмуртской Республики - всего										
До модернизации									60,0	60,0
ТЭС									60,0	60,0
ТЭЦ									60,0	60,0
После модернизации									60,0	60,0
ТЭС									60,0	60,0
ТЭЦ									60,0	60,0
ОЭС Урала - всего										
До модернизации			60,0	663,0	384,0	342,0	421,0	400,0	560,0	2530,0
ГЭС				63,0	84,0	42,0	121,0	100,0	200,0	610,0
ТЭС			60,0	600,0	300,0	300,0	300,0	300,0	360,0	1920,0
ТЭЦ			60,0						60,0	120,0
КЭС				600,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	1800,0
После модернизации			65,0	672,0	396,0	348,0	434,0	410,0	580,0	2605,0
ГЭС				72,0	96,0	48,0	134,0	110,0	220,0	680,0
ТЭС			65,0	600,0	300,0	300,0	300,0	300,0	360,0	1925,0
ТЭЦ			65,0						60,0	125,0
КЭС				600,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	1800,0
Изменение мощности			5,0	9,0	12,0	6,0	13,0	10,0	20,0	75,0
ГЭС				9,0	12,0	6,0	13,0	10,0	20,0	70,0
ТЭС			5,0							5,0
ТЭЦ			5,0							5,0
ОЭС Сибири										
Энергосистема Республики Бурятии										
Гусиноозерская ГРЭС	ОАО "ОГК-3"									
4 К-180-130		до модернизации		180,0						180,0
		после модернизации		210,0						210,0
		изменение		30,0						30,0
Энергосистема Республики Бурятии - всего										
До модернизации				180,0						180,0
ТЭС				180,0						180,0
КЭС				180,0						180,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
После модернизации				210,0						210,0
ТЭС				210,0						210,0
КЭС				210,0						210,0
Изменение мощности				30,0						30,0
ТЭС				30,0						30,0
КЭС				30,0						30,0
Энергосистема Красноярского края										
Красноярская ГЭС	ОАО "Красноярская ГЭС"									
11 РО-697-ВМ-750		до модернизации				500,0				500,0
		после модернизации				500,0				500,0
12 РО-697-ВМ-750		до модернизации			500,0					500,0
		после модернизации			500,0					500,0
Всего по станции										
До модернизации					500,0	500,0				1000,0
После модернизации					500,0	500,0				1000,0
Назаровская ГРЭС	ОАО "Енисейская ТГК (ТГК-13)"									
7 К-400-240		до модернизации			400,0					400,0
		после модернизации			415,0					415,0
		изменение			15,0					15,0
Минусинская ТЭЦ	ОАО "Енисейская ТГК (ТГК-13)"									
1 ПТ-80-130		до модернизации	80,0							80,0
		после модернизации	85,0							85,0
		изменение	5,0							5,0
Энергосистема Красноярского края - всего										
До модернизации			80,0		900,0	500,0				1480,0
ГЭС					500,0	500,0				1000,0
ТЭС			80,0		400,0					480,0
ТЭЦ			80,0							80,0
КЭС					400,0					400,0
После модернизации			85,0		915,0	500,0				1500,0
ГЭС					500,0	500,0				1000,0
ТЭС			85,0		415,0					500,0
ТЭЦ			85,0							85,0
КЭС					415,0					415,0
Изменение мощности			5,0		15,0					20,0
ТЭС			5,0		15,0					20,0
ТЭЦ			5,0							5,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
КЭС					15,0					15,0
Энергосистема Новосибирской области										
Новосибирская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 ПЛ-661-ВБ-800		до модернизации			65,0					65,0
		после модернизации			70,0					70,0
		изменение			5,0					5,0
2 ПЛ-661-ВБ-800		до модернизации							65,0	65,0
		после модернизации							70,0	70,0
		изменение							5,0	5,0
7 ПЛ-661-ВБ-800		до модернизации					65,0			65,0
		после модернизации					70,0			70,0
		изменение					5,0			5,0
Всего по станции										
До модернизации					65,0		65,0		65,0	195,0
После модернизации					70,0		70,0		70,0	210,0
Изменение мощности					5,0		5,0		5,0	15,0
Новосибирская ТЭЦ-4	ОАО "Новосибирскэнерго"									
7 Т-100-130		до модернизации			100,0					100,0
		после модернизации			110,0					110,0
		изменение			10,0					10,0
8 Т-100-130		до модернизации		100,0						100,0
		после модернизации		110,0						110,0
		изменение		10,0						10,0
Всего по станции										
До модернизации				100,0	100,0					200,0
После модернизации				110,0	110,0					220,0
Изменение мощности				10,0	10,0					20,0
Новосибирская ТЭЦ-3	ОАО "Новосибирскэнерго"									
1 Т-17-29		до модернизации					16,5			16,5
		после модернизации					25,5			25,5
		изменение					9,0			9,0
11 Т-100-130		до модернизации				100,0				100,0
		после модернизации				116,0				116,0
		изменение				16,0				16,0
12 Т-100-130		до модернизации					100,0			100,0
		после модернизации					116,0			116,0
		изменение					16,0			16,0
13 Т-100-130		до модернизации						100,0		100,0
		после модернизации						116,0		116,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
		изменение						16,0		16,0
Всего по станции										
До модернизации						100,0	116,5	100,0		316,5
После модернизации						116,0	141,5	116,0		373,5
Изменение мощности						16,0	25,0	16,0		57,0
Новосибирская ТЭЦ-2	ОАО "Новосибирскэнерго"									
8 ПТ-80-130		до модернизации				80,0				80,0
		после модернизации				100,0				100,0
		изменение				20,0				20,0
9 ПТ-80-130		до модернизации					80,0			80,0
		после модернизации					100,0			100,0
		изменение					20,0			20,0
Всего по станции										
До модернизации						80,0	80,0			160,0
После модернизации						100,0	100,0			200,0
Изменение мощности						20,0	20,0			40,0
Барабинская ТЭЦ	ОАО "Новосибирскэнерго"									
1 К-17-90		до модернизации					17,0			17,0
		после модернизации					17,0			17,0
Энергосистема Новосибирской области - всего										
До модернизации				100,0	165,0	180,0	278,5	100,0	65,0	888,5
ГЭС					65,0		65,0		65,0	195,0
ТЭС				100,0	100,0	180,0	213,5	100,0		693,5
ТЭЦ				100,0	100,0	180,0	196,5	100,0		676,5
КЭС							17,0			17,0
После модернизации				110,0	180,0	216,0	328,5	116,0	70,0	1020,5
ГЭС					70,0		70,0		70,0	210,0
ТЭС				110,0	110,0	216,0	258,5	116,0		810,5
ТЭЦ				110,0	110,0	216,0	241,5	116,0		793,5
КЭС							17,0			17,0
Изменение мощности				10,0	15,0	36,0	50,0	16,0	5,0	132,0
ГЭС					5,0		5,0		5,0	15,0
ТЭС				10,0	10,0	36,0	45,0	16,0		117,0
ТЭЦ				10,0	10,0	36,0	45,0	16,0		117,0
Энергосистема Омской области										
Омская ТЭЦ-3	ОАО "ТГК-11"									
9 ПТ-50-90		до модернизации	50,0							50,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
		после модернизации	60,0							60,0
		изменение	10,0							10,0
12 ПТ-50-130		до модернизации		50,0						50,0
		после модернизации		60,0						60,0
		изменение		10,0						10,0
13 Р-50-130		до модернизации			50,0					50,0
		после модернизации			60,0					60,0
		изменение			10,0					10,0
Всего по станции										
До модернизации			50,0	50,0	50,0					150,0
После модернизации			60,0	60,0	60,0					180,0
Изменение мощности			10,0	10,0	10,0					30,0
Энергосистема Омской области - всего										
До модернизации			50,0	50,0	50,0					150,0
ТЭС			50,0	50,0	50,0					150,0
ТЭЦ			50,0	50,0	50,0					150,0
После модернизации			60,0	60,0	60,0					180,0
ТЭС			60,0	60,0	60,0					180,0
ТЭЦ			60,0	60,0	60,0					180,0
Изменение мощности			10,0	10,0	10,0					30,0
ТЭС			10,0	10,0	10,0					30,0
ТЭЦ			10,0	10,0	10,0					30,0
Энергосистема Республики Хакасия										
Саяно-Шушенская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 РО-230-833-677		до модернизации		640,0						640,0
		после модернизации		640,0						640,0
2 РО-230-833-677		до модернизации		640,0						640,0
		после модернизации		640,0						640,0
3 РО-230-833-677		до модернизации			640,0					640,0
		после модернизации			640,0					640,0
4 РО-230-833-677		до модернизации			640,0					640,0
		после модернизации			640,0					640,0
5 РО-230-833-677		до модернизации			640,0					640,0
		после модернизации			640,0					640,0
6 РО-230-833-677		до модернизации			640,0					640,0
		после модернизации			640,0					640,0
7 РО-230-833-677		до модернизации		640,0						640,0
		после модернизации		640,0						640,0
8 РО-230-833-677		до модернизации		640,0						640,0
		после модернизации		640,0						640,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
9 РО-230-833-677		до модернизации			640,0					640,0
		после модернизации			640,0					640,0
10 РО-230-833-677		до модернизации				640,0				640,0
		после модернизации				640,0				640,0
Всего по станции										
До модернизации				2560,0	3200,0	640,0				6400,0
После модернизации				2560,0	3200,0	640,0				6400,0
Майнская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 ПЛ-20-811-В-100		до модернизации						107,0		107,0
		после модернизации						114,0		114,0
		изменение						7,0		7,0
Энергосистема Республики Хакасии - всего										
До модернизации				2560,0	3200,0	640,0		107,0		6507,0
ГЭС				2560,0	3200,0	640,0		107,0		6507,0
После модернизации				2560,0	3200,0	640,0		114,0		6514,0
ГЭС				2560,0	3200,0	640,0		114,0		6514,0
Изменение мощности								7,0		7,0
ГЭС								7,0		7,0
ОЭС Сибири - всего										
До модернизации			130,0	2890,0	4315,0	1320,0	278,5	207,0	65,0	9205,5
ГЭС				2560,0	3765,0	1140,0	65,0	107,0	65,0	7702,0
ТЭС			130,0	330,0	550,0	180,0	213,5	100,0		1503,5
ТЭЦ			130,0	150,0	150,0	180,0	196,5	100,0		906,5
КЭС				180,0	400,0		17,0			597,0
После модернизации			145,0	2940,0	4355,0	1356,0	328,5	230,0	70,0	9424,5
ГЭС				2560,0	3770,0	1140,0	70,0	114,0	70,0	7724,0
ТЭС			145,0	380,0	585,0	216,0	258,5	116,0		1700,5
ТЭЦ			145,0	170,0	170,0	216,0	241,5	116,0		1058,5
КЭС				210,0	415,0		17,0			642,0
Изменение мощности			15,0	50,0	40,0	36,0	50,0	23,0	5,0	219,0
ГЭС					5,0		5,0	7,0	5,0	22,0
ТЭС			15,0	50,0	35,0	36,0	45,0	16,0		197,0
ТЭЦ			15,0	20,0	20,0	36,0	45,0	16,0		152,0
КЭС				30,0	15,0					45,0
ОЭС Востока										
Энергосистема Амурской области										
Зейская ГЭС	ОАО "РусГидро"									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
3 Д45-2556-В600		до модернизации					215,0			215,0
		после модернизации					230,0			230,0
		изменение					15,0			15,0
4 Д45-2556-В600		до модернизации						225,0		225,0
		после модернизации						230,0		230,0
		изменение						5,0		5,0
5 Д45-2556-В600		до модернизации							225,0	225,0
		после модернизации							230,0	230,0
		изменение							5,0	5,0
Всего по станции										
До модернизации							215,0	225,0	225,0	665,0
После модернизации							230,0	230,0	230,0	690,0
Изменение мощности							15,0	5,0	5,0	25,0
Энергосистема Амурской области - всего										
До модернизации							215,0	225,0	225,0	665,0
ГЭС							215,0	225,0	225,0	665,0
После модернизации							230,0	230,0	230,0	690,0
ГЭС							230,0	230,0	230,0	690,0
Изменение мощности							15,0	5,0	5,0	25,0
ГЭС							15,0	5,0	5,0	25,0
ОЭС Востока - всего										
До модернизации							215,0	225,0	225,0	665,0
ГЭС							215,0	225,0	225,0	665,0
После модернизации							230,0	230,0	230,0	690,0
ГЭС							230,0	230,0	230,0	690,0
Изменение мощности							15,0	5,0	5,0	25,0
ГЭС							15,0	5,0	5,0	25,0
ЕЭС России - всего										
До модернизации			1441,9	5133,3	6358,4	3125,3	2480,5	2194,0	2803,4	21211,8
ГЭС			1107,7	3913,7	5238,5	2360,0	1967,0	1712,6	2342,1	16616,6
ТЭС			325,8	1194,0	1110,0	750,0	513,5	480,0	440,0	4513,3
ТЭЦ			325,8	150,0	210,0	180,0	196,5	180,0	140,0	1382,3
КЭС				1044,0	900,0	570,0	317,0	300,0	300,0	3131,0
ВИЭ			8,4	25,6	9,9	15,3		1,4	21,3	81,9
агрегаты малых ГЭС			8,4	25,6	9,9	15,3		1,4	21,3	81,9
После модернизации			1499,8	5297,1	6504,0	3303,1	2622,6	2312,5	2924,9	22118,0
ГЭС			1136,0	3985,5	5347,0	2438,1	2064,1	1795,1	2442,1	17161,9
ТЭС			353,8	1280,0	1145,0	846,0	558,5	516,0	460,0	4859,3
ТЭЦ			353,8	170,0	230,0	216,0	241,5	216,0	160,0	1587,3

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
КЭС				1110,0	915,0	630,0	317,0	300,0	300,0	3272,0
ВИЭ			10,0	31,6	12,0	19,0		1,4	22,8	96,8
агрегаты малых ГЭС			10,0	31,6	12,0	19,0		1,4	22,8	96,8
Изменение мощности			57,9	163,8	145,6	177,8	142,1	118,5	121,5	927,2
ГЭС			28,3	71,8	108,5	78,1	97,1	82,5	100,0	566,3
ТЭС			28,0	86,0	35,0	96,0	45,0	36,0	20,0	346,0
ТЭЦ			28,0	20,0	20,0	36,0	45,0	36,0	20,0	205,0
КЭС				66,0	15,0	60,0				141,0
ВИЭ			1,6	6,0	2,1	3,7			1,5	14,9
агрегаты малых ГЭС			1,6	6,0	2,1	3,7			1,5	14,9

Приложение № 4
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2011-2017 годы

Объемы и структура реконструкции генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2011-2017 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ОЭС Северо-Запада										
Энергосистема Ленинградской области и Санкт-Петербурга										
ГРЭС-19 Киришская	ОАО "ОГК-6"									
6 К-300-240		до реконструкции	300,0							300,0
		после реконструкции	800,0							800,0
		изменение	500,0							500,0
13 ГТ-270		до реконструкции	270,0							270,0
		изменение	-270,0							-270,0
14 ГТ-270		до реконструкции	270,0							270,0
		изменение	-270,0							-270,0
Всего по станции										
До реконструкции			840,0							840,0
После реконструкции			800,0							800,0
Изменение мощности			-40,0							-40,0
Энергосистема Ленинградской области и Санкт-Петербурга - всего										
До реконструкции			840,0							840,0
ТЭС			840,0							840,0
КЭС			840,0							840,0
После реконструкции			800,0							800,0
ТЭС			800,0							800,0
КЭС			800,0							800,0
Изменение мощности			-40,0							-40,0
ТЭС			-40,0							-40,0
КЭС			-40,0							-40,0
Энергосистема Новгородской области										

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Новгородская ТЭЦ	ОАО "ТГК-2"									
1 ПТ-60-130		до реконструкции	60,0							60,0
		после реконструкц	210,0							210,0
		изменение	150,0							150,0
4 ГТ-160		до реконструкции	160,0							160,0
		изменение	-160,0							-160,0
Всего по станции										
До реконструкции			220,0							220,0
После реконструкции			210,0							210,0
Изменение мощности			-10,0							-10,0
Энергосистема Новгородской области - всего										
До реконструкции			220,0							220,0
ТЭС			220,0							220,0
ТЭЦ			60,0							60,0
КЭС			160,0							160,0
После реконструкции			210,0							210,0
ТЭС			210,0							210,0
ТЭЦ			210,0							210,0
Изменение мощности			-10,0							-10,0
ТЭС			-10,0							-10,0
ТЭЦ			150,0							150,0
КЭС			-160,0							-160,0
ОЭС Северо-Запада - всего										
До реконструкции			1060,0							1060,0
ТЭС			1060,0							1060,0
ТЭЦ			60,0							60,0
КЭС			1000,0							1000,0
После реконструкции			1010,0							1010,0
ТЭС			1010,0							1010,0
ТЭЦ			210,0							210,0
КЭС			800,0							800,0
Изменение мощности			-50,0							-50,0
ТЭС			-50,0							-50,0
ТЭЦ			150,0							150,0
КЭС			-200,0							-200,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ОЭС Центра										
Энергосистема Вологодской области										
Красавинская ТЭС	ГЭП "Вологдаоблкоммунэнерго"									
1 ГТ ТЭЦ		до реконструкции	14,4							14,4
		после реконструкц	63,8							63,8
		изменение	49,4							49,4
2 ГТ ТЭЦ		до реконструкции	14,4							14,4
		изменение	-14,4							-14,4
3 ГТ ТЭЦ		до реконструкции	14,4							14,4
		изменение	-14,4							-14,4
4 ПТ-21-90		до реконструкции	20,6							20,6
		изменение	-20,6							-20,6
Всего по станции										
До реконструкции			63,8							63,8
После реконструкции			63,8							63,8
Изменение мощности										
Энергосистема Вологодской области - всего										
До реконструкции			63,8							63,8
ТЭС			63,8							63,8
ТЭЦ			63,8							63,8
После реконструкции			63,8							63,8
ТЭС			63,8							63,8
ТЭЦ			63,8							63,8
ОЭС Центра - всего										
До реконструкции			63,8							63,8
ТЭС			63,8							63,8
ТЭЦ			63,8							63,8
После реконструкции			63,8							63,8
ТЭС			63,8							63,8
ТЭЦ			63,8							63,8
ОЭС Урала										
Энергосистема Свердловской области										
Нижнетуринская ГРЭС	ЗАО "КЭС"									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
8 Т-88-90		до реконструкции	88,0							88,0
8 Кт-100-90		после реконструкц	100,0							100,0
		изменение	12,0							12,0
9 Т-88-90		до реконструкции	88,0							88,0
9 Кт-100-90		после реконструкц	100,0							100,0
		изменение	12,0							12,0
10 Т-88-90		до реконструкции	88,0							88,0
10 Кт-100-90		после реконструкц	100,0							100,0
		изменение	12,0							12,0
Всего по станции										
До реконструкции			264,0							264,0
После реконструкции			300,0							300,0
Изменение мощности			36,0							36,0
Энергосистема Свердловской области - всего										
До реконструкции			264,0							264,0
ТЭС			264,0							264,0
ТЭЦ			264,0							264,0
После реконструкции			300,0							300,0
ТЭС			300,0							300,0
ТЭЦ			300,0							300,0
Изменение мощности			36,0							36,0
ТЭС			36,0							36,0
ТЭЦ			36,0							36,0
ОЭС Урала - всего										
До реконструкции			264,0							264,0
ТЭС			264,0							264,0
ТЭЦ			264,0							264,0
После реконструкции			300,0							300,0
ТЭС			300,0							300,0
ТЭЦ			300,0							300,0
Изменение мощности			36,0							36,0
ТЭС			36,0							36,0
ТЭЦ			36,0							36,0
ОЭС Сибири										
Энергосистема Республики Бурятии										

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	ОАО "ТГК-14"									
7 Р-70-90		до реконструкции	70,0							70,0
7 Тп-100-90		после реконструкц	97,0							97,0
		изменение	27,0							27,0
Энергосистема Республики Бурятии - всего										
До реконструкции			70,0							70,0
ТЭС			70,0							70,0
ТЭЦ			70,0							70,0
После реконструкции			97,0							97,0
ТЭС			97,0							97,0
ТЭЦ			97,0							97,0
Изменение мощности			27,0							27,0
ТЭС			27,0							27,0
ТЭЦ			27,0							27,0
Энергосистема Иркутской области										
Ново-Зиминская ТЭЦ	ОАО "Иркутскэнерго"									
1 ПТ-80-130		до реконструкции		80,0						80,0
1 ПТ-100-130		после реконструкц		100,0						100,0
		изменение		20,0						20,0
3 ПТ-80-130		до реконструкции		80,0						80,0
3 ПТ-100-130		после реконструкц		100,0						100,0
		изменение		20,0						20,0
Всего по станции										
До реконструкции				160,0						160,0
После реконструкции				200,0						200,0
Изменение мощности				40,0						40,0
Энергосистема Иркутской области - всего										
До реконструкции				160,0						160,0
ТЭС				160,0						160,0
ТЭЦ				160,0						160,0
После реконструкции				200,0						200,0
ТЭС				200,0						200,0
ТЭЦ				200,0						200,0
Изменение мощности				40,0						40,0
ТЭС				40,0						40,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ТЭЦ				40,0						40,0
Энергосистема Красноярского края										
Назаровская ГРЭС	ОАО "Енисейская ТГК (ТГК 13)"									
1 Т-135-130		до реконструкции						135,0		135,0
1 К-160-130		после реконструкц						160,0		160,0
		изменение						25,0		25,0
4 Т-135-130		до реконструкции						135,0		135,0
4 К-160-130		после реконструкц						160,0		160,0
		изменение						25,0		25,0
Всего по станции										
До реконструкции								270,0		270,0
После реконструкции								320,0		320,0
Изменение мощности								50,0		50,0
Энергосистема Красноярского края - всего										
До реконструкции								270,0		270,0
ТЭС								270,0		270,0
КЭС								270,0		270,0
После реконструкции								320,0		320,0
ТЭС								320,0		320,0
ТЭЦ								320,0		320,0
Изменение мощности								50,0		50,0
ТЭС								50,0		50,0
ТЭЦ								-270,0		-270,0
КЭС								320,0		320,0
Энергосистема Омской области										
Омская ТЭЦ-5	ОАО "ТГК-11"									
1 ПТ-80-130		до реконструкции				80,0				80,0
1 Тп-100-130		после реконструкц				98,0				98,0
		изменение				18,0				18,0
2 ПТ-80-130		до реконструкции					80,0			80,0
2 Тп-100-130		после реконструкц					98,0			98,0
		изменение					18,0			18,0
Всего по станции										
До реконструкции						80,0	80,0			160,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
После реконструкции						98,0	98,0			196,0
Изменение мощности						18,0	18,0			36,0
Энергосистема Омской области - всего										
До реконструкции						80,0	80,0			160,0
ТЭС						80,0	80,0			160,0
ТЭЦ						80,0	80,0			160,0
После реконструкции						98,0	98,0			196,0
ТЭС						98,0	98,0			196,0
ТЭЦ						98,0	98,0			196,0
Изменение мощности						18,0	18,0			36,0
ТЭС						18,0	18,0			36,0
ТЭЦ						18,0	18,0			36,0
Энергосистема Забайкальского края										
Читинская ТЭЦ-1	ОАО "ТГК-14"									
6 Т-97-90		до реконструкции	97,0							97,0
6 Р-75/80-90		после реконструкц	78,0							78,0
		изменение	-19,0							-19,0
Энергосистема Забайкальского края - всего										
До реконструкции			97,0							97,0
ТЭС			97,0							97,0
ТЭЦ			97,0							97,0
После реконструкции			78,0							78,0
ТЭС			78,0							78,0
ТЭЦ			78,0							78,0
Изменение мощности			-19,0							-19,0
ТЭС			-19,0							-19,0
ТЭЦ			-19,0							-19,0
ОЭС Сибири - всего										
До реконструкции			167,0	160,0		80,0	80,0	270,0		757,0
ТЭС			167,0	160,0		80,0	80,0	270,0		757,0
ТЭЦ			167,0	160,0		80,0	80,0			487,0
КЭС								270,0		270,0
После реконструкции			175,0	200,0		98,0	98,0	320,0		891,0
ТЭС			175,0	200,0		98,0	98,0	320,0		891,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ТЭЦ			175,0	200,0		98,0	98,0	320,0		891,0
Изменение мощности			8,0	40,0		18,0	18,0	50,0		134,0
ТЭС			8,0	40,0		18,0	18,0	50,0		134,0
ТЭЦ			8,0	40,0		18,0	18,0	-270,0		-186,0
КЭС								320,0		320,0
ОЭС Востока										
Энергосистема Амурской области										
Райчихинская ГРЭС	ОАО "РАО ЭС Востока"									
6 К-50-90		до реконструкции			50,0					50,0
6 П-33-90		после реконструкц			33,0					33,0
		изменение			-17,0					-17,0
Энергосистема Амурской области - всего										
До реконструкции					50,0					50,0
ТЭС					50,0					50,0
ТЭЦ					50,0					50,0
После реконструкции					33,0					33,0
ТЭС					33,0					33,0
КЭС					33,0					33,0
Изменение мощности					-17,0					-17,0
ТЭС					-17,0					-17,0
ТЭЦ					33,0					33,0
КЭС					-50,0					-50,0
Энергосистема Приморского края										
Артемовская ТЭЦ	ОАО "РАО ЭС Востока"									
7 К-100-90		до реконструкции							100,0	100,0
7 ПТ-90-130		после реконструкц							90,0	90,0
		изменение							-10,0	-10,0
8 К-100-90		до реконструкции				100,0				100,0
8 ПТ-90-130		после реконструкц				90,0				90,0
		изменение				-10,0				-10,0
Всего по станции										
До реконструкции						100,0			100,0	200,0
После реконструкции						90,0			90,0	180,0
Изменение мощности						-10,0			-10,0	-20,0
Владивостокская ТЭЦ-2	ОАО "РАО ЭС Востока"									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
2 Т-80/100-130		до реконструкции				98,0				98,0
2 ПТ-120-130		после реконструкц				120,0				120,0
		изменение				22,0				22,0
3 Т-105-130		до реконструкции					105,0			105,0
3 ПТ-120-130		после реконструкц					120,0			120,0
		изменение					15,0			15,0
Всего по станции										
До реконструкции						98,0	105,0			203,0
После реконструкции						120,0	120,0			240,0
Изменение мощности						22,0	15,0			37,0
Энергосистема Приморского края - всего										
До реконструкции						198,0	105,0		100,0	403,0
ТЭС						198,0	105,0		100,0	403,0
ТЭЦ						198,0	105,0		100,0	403,0
После реконструкции						210,0	120,0		90,0	420,0
ТЭС						210,0	120,0		90,0	420,0
ТЭЦ						120,0	120,0			240,0
КЭС						90,0			90,0	180,0
Изменение мощности						12,0	15,0		-10,0	17,0
ТЭС						12,0	15,0		-10,0	17,0
ТЭЦ						112,0	15,0		90,0	217,0
КЭС						-100,0			-100,0	-200,0
Энергосистема Хабаровского края										
Хабаровская ТЭЦ-1	ОАО "РАО ЭС Востока"									
7 Т-100-130		до реконструкции			100,0					100,0
7 ПТ-120-130		после реконструкц			120,0					120,0
		изменение			20,0					20,0
8 Т-100-130		до реконструкции					100,0			100,0
8 ПТ-120-130		после реконструкц					120,0			120,0
		изменение					20,0			20,0
Всего по станции										
До реконструкции					100,0		100,0			200,0
После реконструкции					120,0		120,0			240,0
Изменение мощности					20,0		20,0			40,0
Комсомольская ТЭЦ-2	ОАО "РАО ЭС Востока"									
7 Т-55-130		до реконструкции						55,0		55,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
7 ПТ-55-130		после реконструкц						55,0		55,0
8 Т-55-130		до реконструкции							55,0	55,0
8 ПТ-55-130		после реконструкц							55,0	55,0
Всего по станции										
До реконструкции								55,0	55,0	110,0
После реконструкции								55,0	55,0	110,0
Николаевская ТЭЦ	ОАО "РАО ЭС Востока"									
3 К-55-90		до реконструкции						55,0		55,0
3 П-33-90		после реконструкц						33,0		33,0
		изменение						-22,0		-22,0
Энергосистема Хабаровского края - всего										
До реконструкции					100,0		100,0	110,0	55,0	365,0
ТЭС					100,0		100,0	110,0	55,0	365,0
ТЭЦ					100,0		100,0	110,0	55,0	365,0
После реконструкции					120,0		120,0	88,0	55,0	383,0
ТЭС					120,0		120,0	88,0	55,0	383,0
ТЭЦ					120,0		120,0	55,0	55,0	350,0
КЭС								33,0		33,0
Изменение мощности					20,0		20,0	-22,0		18,0
ТЭС					20,0		20,0	-22,0		18,0
ТЭЦ					20,0		20,0	33,0		73,0
КЭС								-55,0		-55,0
ОЭС Востока - всего										
До реконструкции					150,0	198,0	205,0	110,0	155,0	818,0
ТЭС					150,0	198,0	205,0	110,0	155,0	818,0
ТЭЦ					150,0	198,0	205,0	110,0	155,0	818,0
После реконструкции					153,0	210,0	240,0	88,0	145,0	836,0
ТЭС					153,0	210,0	240,0	88,0	145,0	836,0
ТЭЦ					120,0	120,0	240,0	55,0	55,0	590,0
КЭС					33,0	90,0		33,0	90,0	246,0
Изменение мощности					3,0	12,0	35,0	-22,0	-10,0	18,0
ТЭС					3,0	12,0	35,0	-22,0	-10,0	18,0
ТЭЦ					53,0	112,0	35,0	33,0	90,0	323,0
КЭС					-50,0	-100,0		-55,0	-100,0	-305,0
ЕЭС России - всего										

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
До реконструкции			1554,8	160,0	150,0	278,0	285,0	380,0	155,0	2962,8
ТЭС			1554,8	160,0	150,0	278,0	285,0	380,0	155,0	2962,8
ТЭЦ			554,8	160,0	150,0	278,0	285,0	110,0	155,0	1692,8
КЭС			1000,0					270,0		1270,0
После реконструкции			1548,8	200,0	153,0	308,0	338,0	408,0	145,0	3100,8
ТЭС			1548,8	200,0	153,0	308,0	338,0	408,0	145,0	3100,8
ТЭЦ			748,8	200,0	120,0	218,0	338,0	375,0	55,0	2054,8
КЭС			800,0		33,0	90,0		33,0	90,0	1046,0
Изменение мощности			-6,0	40,0	3,0	30,0	53,0	28,0	-10,0	138,0
ТЭС			-6,0	40,0	3,0	30,0	53,0	28,0	-10,0	138,0
ТЭЦ			194,0	40,0	53,0	130,0	53,0	-237,0	90,0	323,0
КЭС			-200,0		-50,0	-100,0		265,0	-100,0	-185,0

Приложение № 5
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2011-2017 годы

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2011-2017 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ОЭС Северо-Запада										
Энергосистема Калининградской области										
Светловская ГРЭС-2	ОАО "Калининградская генерирующая компания"									
5 ГТУ-6 (Т)		новое строительство			6,0					6,0
6 ГТУ-6 (Т)		новое строительство			6,0					6,0
7 ГТУ-6 (Т)		новое строительство			6,0					6,0
Всего по станции					18,0					18,0
Калининградская ТЭЦ-1(котельная)	ОАО "Калининградская генерирующая компания"									
1 Р-12-29		восстановление			12,0					12,0
Балтийская АЭС	ОАО "Концерн Росэнергоатом"									
1 ВВЭР-1200		новое строительство						1150,0		1150,0
Карельская энергосистема										
Петрозаводская ТЭЦ	ОАО "ТГК-1"									
4 ПГУ-180(Т)		расширение							180,0	180,0
Энергосистема Мурманской области										
Янискоски ГЭС-5	ОАО "ТГК-1"									
3 гидроагрегат		новое строительство					43,8			43,8
Северная ПЭС	ОАО "РусГидро"									
51 приливные агрегаты		новое строительство				12,0				12,0
Коми энергосистема										
Воркутинский ЭТК	ОАО "РусГидро"									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
1 ветровые агрегаты		новое строительство					50,0			50,0
Энергосистема Ленинградской области и Санкт-Петербурга										
Ленинградская АЭС-2	ОАО "Концерн Росэнергоатом"									
1 ВВЭР		новое строительство				1176,0				1176,0
2 ВВЭР		новое строительство						1176,0		1176,0
Всего по станции						1176,0		1176,0		2352,0
ГРЭС-19 Киришская	ОАО "ОГК-6"									
13 ГТ-270		расширение	270,0							270,0
14 ГТ-270		расширение	270,0							270,0
Всего по станции			540,0							540,0
ТЭЦ-14 (Первомайская)	ОАО "ТГК-1"									
11 ПГУ-180(Т)		расширение		180,0						180,0
Центральная ТЭЦ (Лен)	ОАО "ТГК-1"									
15 ГТ-50(Т)		расширение						50,0		50,0
16 ГТ-50(Т)		расширение						50,0		50,0
Всего по станции								100,0		100,0
ТЭЦ-7 Василеостровская	ОАО "ТГК-1"									
4 ПТ-35-90		ст.яч-ка						35,0		35,0
5 ПТ-70-90		ст.яч-ка					70,0			70,0
Всего по станции							70,0	35,0		105,0
ТЭЦ-22 Южная (г.СПб)	ОАО "ТГК-1"									
5 ПГУ-450(Т)		расширение	450,0							450,0
ТЭЦ-5 Правобережная	ОАО "ТГК-1"									
6 ПГУ-450(Т)		расширение		450,0						450,0
ТЭЦ-1 ООО "Обуховэнерго"	ООО "Обуховэнерго"									
3 ПГУ(Т)		новое строительство						64,0		64,0
4 ПГУ(Т)		новое строительство							64,0	64,0
Всего по станции								64,0	64,0	128,0
ТЭЦ ПГУ "ГСР Энерго" (Колпино)	ЗАО "УК" ГСР ЭНЕРГО"									
2 ПГУ-110(Т)		расширение			110,0					110,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
3 ПГУ-110(Т)		расширение				110,0				110,0
Всего по станции					110,0	110,0				220,0
Юго-Западная ТЭЦ	ОАО "Юго-Западная ТЭЦ"									
1 ПГУ-200(Т)		новое строительство	200,0							200,0
2 ПГУ-300(Т)		новое строительство			300,0					300,0
3 ГТ ТЭЦ		новое строительство				67,8				67,8
Всего по станции			200,0		300,0	67,8				567,8
ТЭЦ "Парнас"	ОАО "ТЭЦ "Парнас"									
1 ПГУ-240(Т)		новое строительство				240,0				240,0
2 ПГУ-240(Т)		новое строительство				240,0				240,0
Всего по станции						480,0				480,0
Энергосистема Новгородской области										
Новгородская ТЭЦ	ОАО "ТГК-2"									
4 ГТ-160		расширение	160,0							160,0
Всего										
Вводы мощности - всего			1350,0	630,0	440,0	1845,8	163,8	2525,0	244,0	7198,6
АЭС						1176,0		2326,0		3502,0
ГЭС							43,8			43,8
ТЭС			1350,0	630,0	440,0	657,8	70,0	199,0	244,0	3590,8
ТЭЦ			650,0	630,0	440,0	657,8	70,0	199,0	244,0	2890,8
КЭС			700,0							700,0
ВИЭ						12,0	50,0			62,0
ветровые							50,0			50,0
приливные						12,0				12,0
Замена - всего							70,0	35,0		105,0
ТЭС							70,0	35,0		105,0
ТЭЦ							70,0	35,0		105,0
ОЭС Центра										
Энергосистема Владимирской области										
Владимирская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"									
7 ПГУ-230(Т)		новое строительство				230,0				230,0
Александровская ГТ-ТЭЦ	ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго"									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
Всего по станции			18,0							18,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Энергосистема Вологодской области										
Череповецкая ГРЭС	ОАО "ОГК-6"									
4 ПГУ-420		расширение					420,0			420,0
Вологодская ТЭЦ-4	ОАО "ТГК-2"									
4 ПГУ-110(Т)		расширение		110,0						110,0
Вологодская ГТ-ТЭЦ-1	ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго"									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
Всего по станции			18,0							18,0
Энергосистема Воронежской области										
Воронежская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра"									
10 ПГУ(Т)		расширение					223,0			223,0
Нововоронежская АЭС-2	ОАО "Концерн Росэнергоатом"									
1 ВВЭР		новое строительство			1180,0					1180,0
2 ВВЭР		новое строительство					1180,0			1180,0
Всего по станции					1180,0		1180,0			2360,0
Энергосистема Ивановской области										
Ивановские ПГУ	ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"									
2 ПГУ-325		новое строительство		325,0						325,0
Калужская энергосистема										
Калужская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра"									
4 ГТУ-30 (Т)		новое строительство	30,0							30,0
Обнинская ГТ ТЭС(калуж. сбыт комп)	ОАО "Калужская сбытовая компания"									
1 ГТ ТЭЦ		новое строительство		21,1						21,1
Курская энергосистема										
Курская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра"									
6 ПГУ(Т)		расширение					107,0			107,0
Сев.Запад.кот.г.Курск	ОАО "Квадра"									
1 ПГУ(Т)		расширение	115,0							115,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Энергосистема Липецкой области										
***ТЭЦ Н-липецкого метз.**	ОАО "НЛМК"									
4 ПТ-50-90		ст.яч-ка			50,0					50,0
5 ПТ-60-90		ст.яч-ка						60,0		60,0
10 ПТ-50-90		новое строительство	50,0							50,0
11 ПТ-50-90		новое строительство					50,0			50,0
12 К-25-90		новое строительство			25,0					25,0
13 К-25-90		новое строительство			25,0					25,0
Всего по станции			50,0		100,0		50,0	60,0		260,0
Энергосистема Москвы и Московской области										
ТЭЦ-20 Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"									
11 ПГУ(Т)		расширение				420,0				420,0
ТЭЦ-12 с фил.(ТЭЦ-7) М	ОАО "Мосэнерго"									
10 ПГУ-220(Т)		новое строительство				220,0				220,0
ТЭЦ-16 Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"									
8 ПГУ(Т)		расширение				420,0				420,0
ТЭЦ-9 Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"									
6 ГТ ТЭЦ		ст.корпус		61,5						61,5
ТЭЦ-26 Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"									
8 ПГУ(Т)		расширение	420,0							420,0
Загорская ГАЭС-2	ОАО "РусГидро"									
1 ГАЭС		новое строительство		210,0						210,0
2 ГАЭС		новое строительство		210,0						210,0
3 ГАЭС		новое строительство			210,0					210,0
4 ГАЭС		новое строительство				210,0				210,0
Всего по станции				420,0	210,0	210,0				840,0
ГТЭС "Городецкая" (Кожухово)	Станции Правительства Москвы									
1 ПГУ(Т)		новое строительство	130,0							130,0
ГТЭС "Терешково"	Станции Правительства Москвы									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
1 ПГУ-170(Т)		новое строительство	170,0							170,0
РТС-4 в "Зеленоград"	ОАО "МОЭК"									
1 ГТ-12(Т)		новое строительство	12,0							12,0
2 ГТ-12(Т)		новое строительство	12,0							12,0
3 ГТ-12(Т)		новое строительство	12,0							12,0
4 ГТ-12(Т)		новое строительство	12,0							12,0
5 ГТ-12(Т)		новое строительство	12,0							12,0
6 ГТ-12(Т)		новое строительство	12,0							12,0
Всего по станции			72,0							72,0
ГТЭС "Постниково" (Внуково)	ОАО "МОЭК"									
1 ГТ-45		новое строительство	45,0							45,0
2 ГТ-45		новое строительство	45,0							45,0
Всего по станции			90,0							90,0
РТС "Южное Бутово"	ОАО "МОЭК"									
1 ГТ-12(Т)		новое строительство					12,0			12,0
2 ГТ-12(Т)		новое строительство					12,0			12,0
3 ГТ-12(Т)		новое строительство					12,0			12,0
Всего по станции							36,0			36,0
ГТ ТЭЦ "Щелковская"	ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго"									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
Всего по станции			18,0							18,0
Орловская энергосистема										
Ливенская ТЭЦ	ОАО "Квадра"									
3 ГТУ-30 (Т)		расширение		30,0						30,0
Энергосистема Рязанской области										
Дягилевская ТЭЦ	ОАО "Квадра"									
5 ПГУ(Т)		расширение				115,0				115,0
Касимовская ГТ-ТЭЦ	ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго"									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
Всего по станции			18,0							18,0
Тверская энергосистема										

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Калининская АЭС	ОАО "Концерн Росэнергоатом"									
4 ВВЭР-1000		новое строительство	1000,0							1000,0
Энергосистема Тульской области										
ГРЭС Черепетская	ОАО "ОГК-3"									
8 К-...-130		новое строительство			213,8					213,8
9 К-...-130		расширение				213,8				213,8
Всего по станции					213,8	213,8				427,6
ГРЭС Новомосковская	ОАО "Квадра"									
8 ПГУ-190(Т)		расширение		190,0						190,0
Алексинская ТЭЦ	ОАО "Квадра"									
5 ПГУ(Т)		расширение				115,0				115,0
Энергосистема Ярославской области										
Тенинская водогрейная котельная	ОАО "ТГК-2"									
1 ПГУ-450(Т)		новое строительство				450,0				450,0
Всего										
Вводы мощности - всего			2149,0	1157,6	1703,8	2393,8	2016,0	60,0		9480,2
АЭС			1000,0		1180,0		1180,0			3360,0
ГАЭС				420,0	210,0	210,0				840,0
ТЭС			1149,0	737,6	313,8	2183,8	836,0	60,0		5280,2
ТЭЦ			1059,0	412,6	50,0	1970,0	416,0	60,0		3967,6
КЭС			90,0	325,0	263,8	213,8	420,0			1312,6
Замена - всего				61,5	50,0			60,0		171,5
ТЭС				61,5	50,0			60,0		171,5
ТЭЦ				61,5	50,0			60,0		171,5
ОЭС Средней Волги										
Энергосистема Нижегородской области										
Ново-Горьковская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
9 ГТ-165		расширение					165,0			165,0
10 ГТ-165		расширение					165,0			165,0
Всего по станции							330,0			330,0
Автозаводская ТЭЦ	ООО "Автозаводская ТЭЦ"									
13 ПГУ-400(Т)		новое строительство				400,0				400,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Нижегородская ТЭЦ	ОАО "Верхне-Волжская генерирующая компания"									
1 ПГУ-450(Т)		новое строительство			450,0					450,0
2 ПГУ-450(Т)		новое строительство						450,0		450,0
Всего по станции					450,0			450,0		900,0
Энергосистема Самарской области										
ТЭЦ ВАЗ	ЗАО "КЭС"									
12 ГТ ТЭЦ		новое строительство							160,0	160,0
Сызранская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
9 ПГУ-225(Т)		расширение	225,0							225,0
Новокуйбышевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"									
13 ГТУ-80(Т)		пристройка			80,0					80,0
14 ГТУ-80(Т)		пристройка			80,0					80,0
15 ГТУ-80(Т)		пристройка			80,0					80,0
Всего по станции					240,0					240,0
***ТЭЦ ОАО "Куйбышевский НПЗ"**	ОАО "НК"Роснефть"									
5 Р-6-90		расширение					6,0			6,0
6 Р-6-90		расширение					6,0			6,0
7 Р-6-90		расширение					6,0			6,0
Всего по станции							18,0			18,0
Энергосистема Саратовской области										
Саратовская ГТ-ТЭЦ-1	ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго"									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
Всего по станции			18,0							18,0
Саратовская ГТ-ТЭЦ-2	ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго"									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
Всего по станции			18,0							18,0
Энергосистема Республики Татарстан										
Уруссинская ГРЭС	ЗАО "ТГК Уруссинская ГРЭС"									
9 ГТ-45		ст.корпус				45,0				45,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Нижнекамская ТЭЦ-1	ОАО "ТГК-16"									
12 ПГУ-80 (Т)		новое строительство							80,0	80,0
Казанская ТЭЦ-2	ОАО "Татэнерго"									
10 ПГУ-110(Т)		новое строительство				110,0				110,0
11 ПГУ-110(Т)		новое строительство					110,0			110,0
Всего по станции						110,0	110,0			220,0
Казанская ТЭЦ-3	ОАО "ТГК-16"									
7 ПГУ(Т)		расширение						175,0		175,0
Казанская ТЭЦ-1	ОАО "Татэнерго"									
10 ПГУ-110(Т)		новое строительство						110,0		110,0
Казанская ТЭЦ-4	ЗАО "БАСКО"									
1 ПГУ(Т)		новое строительство		121,0						121,0
2 ПГУ(Т)		новое строительство						121,0		121,0
Всего по станции				121,0				121,0		242,0
Нижнекамская ТЭЦ-2	ОАО "Татнефть"									
3 Р-100-130		ст.яч-ка				100,0				100,0
6 К-110-16		новое строительство				110,0				110,0
Всего по станции						210,0				210,0
Елабужская ТЭЦ	ОАО "Татэнерго"									
1 ПГУ(Т)		новое строительство						95,0		95,0
Энергосистема Чувашской Республики										
Новочебоксарская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"									
7 ПТ-80-130		расширение				80,0				80,0
Всего										
Вводы мощности - всего			261,0	121,0	690,0	845,0	458,0	951,0	240,0	3566,0
ТЭС			261,0	121,0	690,0	845,0	458,0	951,0	240,0	3566,0
ТЭЦ			261,0	121,0	690,0	690,0	128,0	951,0	240,0	3081,0
КЭС						155,0	330,0			485,0
Замена - всего					240,0	145,0				385,0
ТЭС					240,0	145,0				385,0
ТЭЦ					240,0	100,0				340,0
КЭС						45,0				45,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ОЭС Юга										
Энергосистема Астраханской области										
Астраханская ГРЭС	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
1 ПГУ-110(Т)		ст.яч-ка	110,0							110,0
Центральная котельная (г.Астрахань)	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
1 ПГУ-120(Т)		новое строительство			120,0					120,0
2 ПГУ(Т)		новое строительство			115,0					115,0
Всего по станции					235,0					235,0
Энергосистема Волгоградской области										
Волгоградская ГРЭС	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
9 Р-25-90		новое строительство		25,0						25,0
Ветропарк "Нижняя Волга"	ОАО "РусГидро"									
1 ветровые агрегаты		новое строительство					500,0			500,0
Энергосистема Республики Дагестан										
Гоцатлинск.ГЭСк-дЗиран	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство			50,0					50,0
2 гидроагрегат		новое строительство			50,0					50,0
Всего по станции					100,0					100,0
Энергосистема Республики Ингушетии										
Ингушская ГТУ-ТЭЦ	Заказчик не определен									
1 ГТ-40(Т)		новое строительство							40,0	40,0
2 ГТУ-16 (Т)		новое строительство							16,0	16,0
3 ГТУ-16 (Т)		новое строительство							16,0	16,0
4 ГТУ-16 (Т)		новое строительство							16,0	16,0
5 ГТУ-16 (Т)		новое строительство							16,0	16,0
Всего по станции									104,0	104,0
Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики										
Черек-Балкар.к.ГЭС Голубые озера	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство					55,0			55,0
2 гидроагрегат		новое строительство					55,0			55,0
Всего по станции							110,0			110,0
Зарагижская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство		4,1						4,1

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
2 гидроагрегат		новое строительство			4,1					4,1
3 гидроагрегат		новое строительство			4,1					4,1
4 гидроагрегат		новое строительство			4,1					4,1
Всего по станции				4,1	12,3					16,4
Верхнебалкарская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство			3,7					3,7
2 гидроагрегат		новое строительство			3,7					3,7
3 гидроагрегат		новое строительство				3,7				3,7
4 гидроагрегат		новое строительство				3,7				3,7
Всего по станции					7,4	7,4				14,8
Энергосистема Карачаево-Черкесской Республики										
Зеленчукская ГЭС-ГАЭС (к-д Зеленчукский)	ОАО "РусГидро"									
1 ГАЭС		новое строительство			70,0					70,0
2 ГАЭС		новое строительство			70,0					70,0
Всего по станции					140,0					140,0
Верхнекрасногор.ГЭС (к-д Зеленчукский)	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство					35,5			35,5
2 гидроагрегат		новое строительство					35,5			35,5
3 гидроагрегат		новое строительство					8,2			8,2
4 гидроагрегат		новое строительство					8,1			8,1
Всего по станции							87,3			87,3
Нижнекрасногор. ГЭС (к-д Зеленчукский)	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство							25,3	25,3
2 гидроагрегат		новое строительство							25,3	25,3
3 гидроагрегат		новое строительство							5,7	5,7
4 гидроагрегат		новое строительство							5,7	5,7
Всего по станции									62,0	62,0
Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея										
Краснодарская ТЭЦ	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
13 ПГУ-410(Т)		расширение	410,0							410,0
Кудепстинская ТЭС	ОАО "ТГК-2"									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
1 ГТ-160		новое строительство			160,0					160,0
2 ГТ-160		новое строительство			160,0					160,0
3 ГТ-40		новое строительство					40,0			40,0
Всего по станции					320,0		40,0			360,0
Туапсинская(Джубгинская) ТЭС	ОАО "ОГК-3"									
1 ГТ КЭС		новое строительство				90,0				90,0
2 ГТ КЭС		новое строительство				90,0				90,0
Всего по станции						180,0				180,0
Адлерская ТЭС	ОАО "ОГК-2"									
1 ПГУ-180(Т)		новое строительство		180,0						180,0
2 ПГУ-180(Т)		новое строительство		180,0						180,0
Всего по станции				360,0						360,0
Туапсе НПЗ	ОАО "НК"Роснефть"									
4 ГТ ТЭЦ		новое строительство	47,0							47,0
5 ГТ ТЭЦ		новое строительство	47,0							47,0
6 ГТ ТЭЦ		новое строительство	47,0							47,0
7 Р-6-35		новое строительство	6,0							6,0
Всего по станции			147,0							147,0
Энергосистема Ростовской области										
Ростовская АЭС	ОАО "Концерн Росэнергоатом"									
3 ВВЭР		новое строительство				1070,0				1070,0
4 ВВЭР		новое строительство							1070,0	1070,0
Всего по станции						1070,0			1070,0	2140,0
Новочеркасская ГРЭС	ОАО "ОГК-6"									
9 К-330-240		новое строительство					330,0			330,0
Шахтинская ТЭЦ-ГТУ	ОАО "Шахтинская ТЭЦ-ГТУ"									
6 Т-25-35		новое строительство	25,0							25,0
Новочеркасская ГТ-ТЭЦ	ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго"									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
Всего по станции			18,0							18,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Новоростовская ТЭС	ЗАО "НоворостовскаяТЭС"									
1 К-330-240		новое строительство				330,0				330,0
2 К-330-240		новое строительство				330,0				330,0
3 К-330-240		новое строительство					330,0			330,0
Всего по станции						660,0	330,0			990,0
Энергосистема Республики Северной Осетии										
Зарамагская ГЭС-1	ОАО "РусГидро"									
2 гидроагрегат		новое строительство			171,0					171,0
3 гидроагрегат		новое строительство			171,0					171,0
Всего по станции					342,0					342,0
Фиагдонская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство		2,5						2,5
2 гидроагрегат		новое строительство		2,5						2,5
Всего по станции				5,0						5,0
Энергосистема Ставропольского края										
Ставропольская ГРЭС	ОАО "ОГК-2"									
9 ПГУ-420		новое строительство						420,0		420,0
Невинномысская ГРЭС	ОАО "Энел ОГК-5"									
14 ПГУ-400		новое строительство	400,0							400,0
Егорлыкская ГЭС-2	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство	3,5							3,5
2 гидроагрегат		новое строительство	3,5							3,5
3 гидроагрегат		новое строительство	3,6							3,6
4 гидроагрегат		новое строительство	3,6							3,6
Всего по станции			14,2							14,2
ООО "Ставролен"(ЛУКОЙЛ)	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
1 ПГУ-135(Т)		новое строительство			135,0					135,0
Всего										
Вводы мощности - всего			1124,2	394,1	1291,7	1917,4	1397,3	420,0	1236,0	7780,7
АЭС						1070,0			1070,0	2140,0
ГЭС					442,0		197,3		62,0	701,3
ГАЭС					140,0					140,0
ТЭС			1110,0	385,0	690,0	840,0	700,0	420,0	104,0	4249,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ТЭЦ			710,0	385,0	370,0				104,0	1569,0
КЭС			400,0		320,0	840,0	700,0	420,0		2680,0
ВИЭ			14,2	9,1	19,7	7,4	500,0			550,4
ветровые							500,0			500,0
агрегаты малых ГЭС			14,2	9,1	19,7	7,4				50,4
Замена - всего			110,0							110,0
ТЭС			110,0							110,0
ТЭЦ			110,0							110,0
ОЭС Урала										
Энергосистема Республики Башкортостан										
Салаватская ТЭЦ	ОАО "Башкирэнерго"									
11 ГТ-77(Т)		новое строительство							77,0	77,0
12 ГТ-77(Т)		новое строительство							77,0	77,0
Всего по станции									154,0	154,0
Ново-Салаватская ТЭЦ	ООО "Ново-Салаватская ТЭЦ"									
8 ПГУ(Т)		ст.корпус			420,0					420,0
9 ПГУ-240(Т)		ст.корпус							240,0	240,0
Всего по станции					420,0				240,0	660,0
Уфимская ТЭЦ-2	ОАО "Башкирэнерго"									
9 ГТ ТЭЦ		расширение	47,0							47,0
10 ГТ ТЭЦ		расширение						47,0		47,0
11 ПТ-...-90		расширение						26,0		26,0
Всего по станции			47,0					73,0		120,0
Уфимская ТЭЦ-5	ОАО "Башкирэнерго"									
1 ПГУ-220(Т)		новое строительство		220,0						220,0
2 ПГУ-220(Т)		новое строительство			220,0					220,0
Всего по станции				220,0	220,0					440,0
Энергосистема Кировской области										
Кировская ТЭЦ-4	ЗАО "КЭС"									
7 Т-65-130		ст.корпус				65,0				65,0
8 Тп-115-130		ст.корпус					115,0			115,0
Всего по станции						65,0	115,0			180,0
Кировская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
9 ПГУ-220(Т)		расширение					220,0			220,0
Курганская энергосистема										
Курганская ТЭЦ-2	ООО "Интертехэлектро-Новая генерация"									
1 ПГУ(Т)		новое строительство	111,0							111,0
2 ПГУ(Т)		новое строительство	111,0							111,0
3 ПГУ-110(Т)		новое строительство			110,0					110,0
Всего по станции			222,0		110,0					332,0
Энергосистема Оренбургской области										
Каргалинская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
7 ГТ ТЭЦ		новое строительство					160,0			160,0
Энергосистема Пермского края										
Камская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
24 гидроагрегат		ст.яч-ка							30,0	30,0
Яйвинская ГРЭС	ОАО "Э.ОН Россия"									
5 ПГУ КЭС		новое строительство	422,3							422,3
Пермская ГРЭС	ОАО "ОГК-1"									
4 ПГУ-410		новое строительство					410,0			410,0
Пермская ТЭЦ-9	ЗАО "КЭС"									
12 ГТ ТЭЦ		новое строительство			165,0					165,0
Пермская ТЭЦ-6	ЗАО "КЭС"									
1 ПГУ(Т)		расширение	124,0							124,0
Ново-Березник.ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
1 ПГУ(Т)		новое строительство					115,0			115,0
2 ПГУ(Т)		новое строительство					115,0			115,0
Всего по станции							230,0			230,0
Энергосистема Свердловской области										
Белоярская АЭС	ОАО "Концерн Росэнергоатом"									
4 БН-880		новое строительство				880,0				880,0
Серовская ГРЭС	ОАО "ОГК-2"									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
9 ПГУ-420		новое строительство				420,0				420,0
Среднеуральская ГРЭС	ОАО "Энел ОГК-5"									
12 ПГУ-400(Т)		новое строительство	400,0							400,0
Нижнетуринская ГРЭС	ЗАО "КЭС"									
12 ПГУ-230		новое строительство						230,0		230,0
13 ПГУ-230		новое строительство						230,0		230,0
Всего по станции								460,0		460,0
Свердловская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
3 Р-12-90		ст.яч-ка	12,0							12,0
Ново-Богословская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
1 ПГУ-230(Т)		новое строительство					230,0			230,0
Академическая ТЭЦ-1(кот.Академэнерго)	ЗАО "КЭС"									
1 ПГУ-200(Т)		новое строительство							200,0	200,0
Ревдинская ГТ-ТЭЦ-1	ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго"									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
3 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
4 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
Всего по станции			36,0							36,0
Энергосистема Тюменской области, ЯНАО, ХМАО										
Сургутская ГРЭС-2	ОАО "Э.ОН Россия"									
7 ПГУ КЭС		новое строительство	396,9							396,9
8 ПГУ КЭС		новое строительство	396,9							396,9
Всего по станции			793,8							793,8
Уренгойская ГРЭС	ОАО "ОГК-1"									
3 ПГУ-450		новое строительство		450,0						450,0
Нижневартовская ГРЭС	ОАО "ОГК-1"									
3 ПГУ-410		расширение			410,0					410,0
4 ПГУ-410		расширение					410,0			410,0
Всего по станции					410,0		410,0			820,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Няганьская ТЭС	ОАО "Фортум"									
1 ПГУ КЭС		новое строительство		418,0						418,0
2 ПГУ КЭС		новое строительство			418,0					418,0
3 ПГУ КЭС		новое строительство					418,0			418,0
Всего по станции				418,0	418,0		418,0			1254,0
Тюменская ТЭЦ-1	ОАО "Фортум"									
2 ПГУ(Т)		ст.корпус	230,5							230,5
3 ПГУ-225		пристройка				225,0				225,0
4 ПГУ-225		пристройка				225,0				225,0
Всего по станции			230,5			450,0				680,5
Тобольская ТЭЦ	ОАО "Фортум"									
3 Р-100-130		новое строительство	100,0							100,0
5 К-110-16		новое строительство	110,0							110,0
Всего по станции			210,0							210,0
ПГУ в Тарко-Сале	ОАО "Корпорация Урал Промышленный -Урал полярный"									
1 ПГУ КЭС		новое строительство					300,0			300,0
2 ПГУ КЭС		новое строительство					300,0			300,0
Всего по станции							600,0			600,0
Приобская ГТЭС	ОАО "НК"Роснефть"									
5 ГТ-45		новое строительство	45,0							45,0
6 ГТ-45		новое строительство	45,0							45,0
7 ГТ-45		новое строительство	45,0							45,0
Всего по станции			135,0							135,0
Энергосистема Удмуртской Республики										
Ижевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"									
8 ПГУ-230(Т)		расширение				230,0				230,0
Энергосистема Челябинской области										
Троицкая ГРЭС	ОАО "ОГК-2"									
10 К-660-300		расширение					660,0			660,0
Челябинская ТЭЦ-3	ОАО "Фортум"									
3 ПГУ(Т)		новое строительство	225,5							225,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Южно-Уральская ГРЭС-2	ОАО "ОГК-3"									
1 ПГУ-400		новое строительство			400,0					400,0
2 ПГУ-400		новое строительство				400,0				400,0
3 ПГУ-400		новое строительство					400,0			400,0
Всего по станции					400,0	400,0	400,0			1200,0
Всего										
Вводы мощности - всего			2858,1	1088,0	2143,0	2445,0	3853,0	533,0	624,0	13544,1
АЭС						880,0				880,0
ГЭС									30,0	30,0
ТЭС			2858,1	1088,0	2143,0	1565,0	3853,0	533,0	594,0	12634,1
ТЭЦ			1397,0	220,0	915,0	295,0	955,0	73,0	594,0	4449,0
КЭС			1461,1	868,0	1228,0	1270,0	2898,0	460,0		8185,1
Замена - всего			242,5		420,0	515,0	115,0		270,0	1562,5
ГЭС									30,0	30,0
ТЭС			242,5		420,0	515,0	115,0		240,0	1532,5
ТЭЦ			242,5		420,0	65,0	115,0		240,0	1082,5
КЭС						450,0				450,0
ОЭС Сибири										
Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай										
МГЭС "Чибит"	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство			6,0					6,0
2 гидроагрегат		новое строительство			6,0					6,0
3 гидроагрегат		новое строительство			6,0					6,0
4 гидроагрегат		новое строительство			6,0					6,0
Всего по станции					24,0					24,0
Барнаульская ТЭЦ-2	ОАО "Кузбассэнерго"									
8 Т-55-130		ст.яч-ка				55,0				55,0
9 Т-55-130		ст.яч-ка					55,0			55,0
Всего по станции						55,0	55,0			110,0
Алтайская КЭС (Мунайская ТЭС)	ООО "Мунайский разрез"									
1 К-330-300		новое строительство						330,0		330,0
Энергосистема Иркутской области										
Ново-Иркутская ТЭЦ	ОАО "Иркутскэнерго"									
6 Р-50-130		расширение		50,0						50,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Ново-Зиминская ТЭЦ	ОАО "Иркутскэнерго"									
5 К-150-130		расширение				150,0				150,0
6 К-160-130		новое строительство							160,0	160,0
Всего по станции						150,0			160,0	310,0
Газовая ТЭС в Усть-Куте	ОАО "Иркутскэнерго"									
1 ПГУ-400		новое строительство				400,0				400,0
2 ПГУ-400		новое строительство						400,0		400,0
Всего по станции						400,0		400,0		800,0
Правобережная ТЭЦ (г.Иркутск)	ОАО "Иркутскэнерго"									
1 ГТ-100(Т)		новое строительство			100,0					100,0
2 ГТ-100(Т)		новое строительство					100,0			100,0
3 ГТ-100(Т)		новое строительство							100,0	100,0
Всего по станции					100,0		100,0		100,0	300,0
Мини-ТЭЦ в г. Братске	ОАО "Иркутскэнерго"									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство		9,0						9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство		9,0						9,0
Всего по станции				18,0						18,0
Энергосистема Красноярского края										
Богучанская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство		333,3						333,3
2 гидроагрегат		новое строительство		333,3						333,3
3 гидроагрегат		новое строительство		333,3						333,3
4 гидроагрегат		новое строительство		333,3						333,3
5 гидроагрегат		новое строительство		333,3						333,3
6 гидроагрегат		новое строительство		333,3						333,3
7 гидроагрегат		новое строительство			333,3					333,3
8 гидроагрегат		новое строительство			333,3					333,3
9 гидроагрегат		новое строительство			333,3					333,3
Всего по станции				1999,8	999,9					2999,7
Березовская ГРЭС-1	ОАО "Э.ОН Россия"									
3 К-800-240		новое строительство					800,0			800,0
Красноярская ТЭЦ-3	ОАО "Енисейская ТГК (ТГК-13)"									
1 Т-185-130		новое строительство		185,0						185,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
***ТЭС АНПЗ**	Блок-станции									
3 Р-6-35		новое строительство					6,0			6,0
4 Р-6-35		новое строительство					6,0			6,0
Всего по станции							12,0			12,0
Энергосистема Кемеровской области										
Томь-Усинская ГРЭС	ОАО "Кузбассэнерго"									
4 К-110-90		ст.яч-ка					110,0			110,0
5 К-110-90		ст.яч-ка				110,0				110,0
Всего по станции						110,0	110,0			220,0
Беловская ГРЭС	ОАО "Кузбассэнерго"									
4 К-200-130		ст.яч-ка				200,0				200,0
6 К-200-130		ст.яч-ка					200,0			200,0
Всего по станции						200,0	200,0			400,0
Кузнецкая ТЭЦ (Кузб)	ОАО "Кузбассэнерго"									
11 Р-12-90		ст.яч-ка			12,0					12,0
15 ГТ ТЭЦ		расширение				140,0				140,0
16 ГТ ТЭЦ		расширение				140,0				140,0
Всего по станции					12,0	280,0				292,0
Энергосистема Омской области										
Омская ТЭЦ-3	ОАО "ТГК-11"									
10 Т-120-130		ст.яч-ка					120,0			120,0
14 ПГУ-90(Т)		новое строительство		90,0						90,0
Всего по станции				90,0			120,0			210,0
Энергосистема Томской области										
Тепл. сети (ПРК Томск)	ОАО "ТГК-11"									
1 ГТУ-16 (Т)		новое строительство		16,0						16,0
Игольско-Талов. ГТЭС (ОАО "Томскнефть")	ОАО "НК"Роснефть"									
5 ГТ-6		новое строительство	6,0							6,0
6 ГТ-6		новое строительство	6,0							6,0
Всего по станции			12,0							12,0
Энергосистема Республики Хакасии										

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Абаканская ТЭЦ	ОАО "Енисейская ТГК (ТГК-13)"									
4 Т-120-130		расширение				120,0				120,0
Энергосистема Забайкальского края										
Харанорская ГРЭС	ОАО "ОГК-3"									
3 К-215-130		новое строительство		213,8						213,8
Всего										
Вводы мощности - всего			12,0	2572,6	1135,9	1315,0	1397,0	730,0	260,0	7422,5
АЭС										
ГЭС				1999,8	999,9					2999,7
ТЭС			12,0	572,8	112,0	1315,0	1397,0	730,0	260,0	4398,8
ТЭЦ				359,0	112,0	455,0	287,0		100,0	1313,0
КЭС			12,0	213,8		860,0	1110,0	730,0	160,0	3085,8
ВИЭ					24,0					24,0
агрегаты малых ГЭС					24,0					24,0
Замена - всего					12,0	365,0	485,0			862,0
ТЭС					12,0	365,0	485,0			862,0
ТЭЦ					12,0	55,0	175,0			242,0
КЭС						310,0	310,0			620,0
ОЭС Востока										
Энергосистема Амурской области										
Благовещенская ТЭЦ-1	ОАО "РАО ЭС Востока"									
4 Т-110-130		расширение				110,0				110,0
Нижнебурейская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство				80,0				80,0
2 гидроагрегат		новое строительство				80,0				80,0
3 гидроагрегат		новое строительство					80,0			80,0
4 гидроагрегат		новое строительство					80,0			80,0
Всего по станции						160,0	160,0			320,0
Энергосистема Приморского края										
Владивостокская ТЭЦ-2	ОАО "РАО ЭС Востока"									
7 ГТ ТЭЦ		новое строительство			46,5					46,5
8 ГТ ТЭЦ		новое строительство			46,5					46,5
Всего по станции					93,0					93,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Уссурийская ТЭЦ	Администрация Приморского края									
1 Т-185-130		новое строительство					185,0			185,0
Дальневосточная ВЭС (о.Русский)	ОАО "РусГидро"									
1 ветровые агрегаты		новое строительство		23,0						23,0
ТЭЦ Восточная нефтехим.компания	ОАО "НК"Роснефть"									
1 ГТ ТЭЦ		новое строительство							35,0	35,0
2 ГТ ТЭЦ		новое строительство							35,0	35,0
Всего по станции									70,0	70,0
Центральная бойлерная ГТУ-ТЭЦ	ОАО "РАО ЭС Востока"									
1 ГТ ТЭЦ		новое строительство			46,5					46,5
2 ГТ ТЭЦ		новое строительство			46,5					46,5
3 ГТ ТЭЦ		новое строительство			46,5					46,5
Всего по станции					139,5					139,5
Энергосистема Хабаровского края										
Совгаванская ТЭЦ	ОАО "РАО ЭС Востока"									
1 Т-60-130		новое строительство			60,0					60,0
2 Т-60-130		новое строительство			60,0					60,0
Всего по станции					120,0					120,0
Всего										
Вводы мощности - всего				23,0	352,5	270,0	345,0		70,0	1060,5
ГЭС						160,0	160,0			320,0
ТЭС					352,5	110,0	185,0		70,0	717,5
ТЭЦ					352,5	110,0	185,0		70,0	717,5
ВИЭ				23,0						23,0
ветровые				23,0						23,0
ЕЭС России - всего										
Вводы мощности - всего			7754,3	5986,3	7756,9	11032,0	9630,1	5219,0	2674,0	50052,6
АЭС			1000,0		1180,0	3126,0	1180,0	2326,0	1070,0	9882,0
ГЭС				1999,8	1441,9	160,0	401,1		92,0	4094,8
ГАЭС				420,0	350,0	210,0				980,0
ТЭС			6740,1	3534,4	4741,3	7516,6	7499,0	2893,0	1512,0	34436,4
ТЭЦ			4077,0	2127,6	2929,5	4177,8	2041,0	1283,0	1352,0	17987,9
КЭС			2663,1	1406,8	1811,8	3338,8	5458,0	1610,0	160,0	16448,5
ВИЭ			14,2	32,1	43,7	19,4	550,0			659,4

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ветровые				23,0			550,0			573,0
приливные						12,0				12,0
агрегаты малых ГЭС			14,2	9,1	43,7	7,4				74,4
Замена - всего			352,5	61,5	722,0	1025,0	670,0	95,0	270,0	3196,0
ГЭС									30,0	30,0
ТЭС			352,5	61,5	722,0	1025,0	670,0	95,0	240,0	3166,0
ТЭЦ			352,5	61,5	722,0	220,0	360,0	95,0	240,0	2051,0
КЭС						805,0	310,0			1115,0

Приложение № 6
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2011-2017 годы

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2011-2017 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ОЭС Северо-Запада										
Энергосистема Калининградской области										
Балтийская АЭС	ОАО "Концерн Росэнергоатом"									
1 ВВЭР-1200		новое строительство						1150,0		1150,0
Энергосистема Мурманской области										
Северная ПЭС	ОАО "РусГидро"									
51 приливные агрегаты		новое строительство				12,0				12,0
Энергосистема Ленинградской области и Санкт-Петербурга										
Ленинградская АЭС-2	ОАО "Концерн Росэнергоатом"									
1 ВВЭР		новое строительство				1176,0				1176,0
2 ВВЭР		новое строительство						1176,0		1176,0
Всего по станции						1176,0		1176,0		2352,0
ГРЭС-19 Киришская	ОАО "ОГК-6"									
13 ГТ-270		расширение	270,0							270,0
14 ГТ-270		расширение	270,0							270,0
Всего по станции			540,0							540,0
ТЭЦ-14 (Первомайская)	ОАО "ТГК-1"									
11 ПГУ-180(Т)		расширение		180,0						180,0
Центральная ТЭЦ (Лен)	ОАО "ТГК-1"									
15 ГТ-50(Т)		расширение						50,0		50,0
16 ГТ-50(Т)		расширение						50,0		50,0
Всего по станции								100,0		100,0
ТЭЦ-22 Южная (г.СПб)	ОАО "ТГК-1"									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
5 ПГУ-450(Т)		расширение	450,0							450,0
ТЭЦ-5 Правобережная	ОАО "ТГК-1"									
6 ПГУ-450(Т)		расширение		450,0						450,0
ТЭЦ ПГУ "ГСР Энерго" (Колпино)	ЗАО "УК" ГСР ЭНЕРГО"									
2 ПГУ-110(Т)		расширение			110,0					110,0
3 ПГУ-110(Т)		расширение				110,0				110,0
Всего по станции					110,0	110,0				220,0
Юго-Западная ТЭЦ	ОАО "Юго-Западная ТЭЦ"									
1 ПГУ-200(Т)		новое строительство	200,0							200,0
2 ПГУ-300(Т)		новое строительство			300,0					300,0
3 ГТ ТЭЦ		новое строительство				67,8				67,8
Всего по станции			200,0		300,0	67,8				567,8
Энергосистема Новгородской области										
Новгородская ТЭЦ	ОАО "ТГК-2"									
4 ГТ-160		расширение	160,0							160,0
Всего										
Вводы мощности - всего			1350,0	630,0	410,0	1365,8		2426,0		6181,8
АЭС						1176,0		2326,0		3502,0
ТЭС			1350,0	630,0	410,0	177,8		100,0		2667,8
ТЭЦ			650,0	630,0	410,0	177,8		100,0		1967,8
КЭС			700,0							700,0
ВИЭ						12,0				12,0
приливные						12,0				12,0
ОЭС Центра										
Энергосистема Владимирской области										
Владимирская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"									
7 ПГУ-230(Т)		новое строительство				230,0				230,0
Александровская ГТ-ТЭЦ	ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго"									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
Всего по станции			18,0							18,0
Энергосистема Вологодской области										
Череповецкая ГРЭС	ОАО "ОГК-6"									
4 ПГУ-420		расширение					420,0			420,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Вологодская ТЭЦ-4	ОАО "ТГК-2"									
4 ПГУ-110(Т)		расширение		110,0						110,0
Вологодская ГТ-ТЭЦ-1	ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго"									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
Всего по станции			18,0							18,0
Энергосистема Воронежской области										
Воронежская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра"									
10 ПГУ(Т)		расширение					223,0			223,0
Нововоронежская АЭС-2	ОАО "Концерн Росэнергоатом"									
1 ВВЭР		новое строительство			1180,0					1180,0
2 ВВЭР		новое строительство					1180,0			1180,0
Всего по станции					1180,0		1180,0			2360,0
Энергосистема Ивановской области										
Ивановские ПГУ	ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"									
2 ПГУ-325		новое строительство		325,0						325,0
Калужская энергосистема										
Калужская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра"									
4 ГТУ-30 (Т)		новое строительство	30,0							30,0
Курская энергосистема										
Курская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра"									
6 ПГУ(Т)		расширение					107,0			107,0
Сев.Запад.кот.г.Курск	ОАО "Квадра"									
1 ПГУ(Т)		расширение	115,0							115,0
Энергосистема Москвы и Московской области										
ТЭЦ-20 Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"									
11 ПГУ(Т)		расширение				420,0				420,0
ТЭЦ-12 с фил.(ТЭЦ-7) М	ОАО "Мосэнерго"									
10 ПГУ-220(Т)		новое строительство				220,0				220,0
ТЭЦ-16 Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
8 ПГУ(Т)		расширение				420,0				420,0
ТЭЦ-9 Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"									
6 ГТ ТЭЦ		ст.корпус		61,5						61,5
ТЭЦ-26 Мосэнерго	ОАО "Мосэнерго"									
8 ПГУ(Т)		расширение	420,0							420,0
Загорская ГАЭС-2	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство		210,0						210,0
2 гидроагрегат		новое строительство		210,0						210,0
3 гидроагрегат		новое строительство			210,0					210,0
4 гидроагрегат		новое строительство				210,0				210,0
Всего по станции				420,0	210,0	210,0				840,0
ГТЭС "Городецкая" (Кожухово)	Станции Правительства Москвы									
1 ПГУ(Т)		новое строительство	130,0							130,0
ГТЭС "Терешково"	Станции Правительства Москвы									
1 ПГУ-170(Т)		новое строительство	170,0							170,0
РТС-4 в "Зеленоград"	ОАО "МОЭК"									
1 ГТ-12(Т)		новое строительство	12,0							12,0
2 ГТ-12(Т)		новое строительство	12,0							12,0
3 ГТ-12(Т)		новое строительство	12,0							12,0
4 ГТ-12(Т)		новое строительство	12,0							12,0
5 ГТ-12(Т)		новое строительство	12,0							12,0
6 ГТ-12(Т)		новое строительство	12,0							12,0
Всего по станции			72,0							72,0
ГТЭС "Постниково" (Внуково)	ОАО "МОЭК"									
1 ГТ-45		новое строительство	45,0							45,0
2 ГТ-45		новое строительство	45,0							45,0
Всего по станции			90,0							90,0
ГТ ТЭЦ "Щелковская"	ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго"									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
Всего по станции			18,0							18,0
Орловская энергосистема										
Ливенская ТЭЦ	ОАО "Квадра"									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
3 ГТУ-30 (Т)		расширение		30,0						30,0
Энергосистема Рязанской области										
Дягилевская ТЭЦ	ОАО "Квадра"									
5 ПГУ(Т)		расширение				115,0				115,0
Касимовская ГТ-ТЭЦ	ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго"									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
Всего по станции			18,0							18,0
Тверская энергосистема										
Калининская АЭС	ОАО "Концерн Росэнергоатом"									
4 ВВЭР-1000		новое строительство	1000,0							1000,0
Энергосистема Тульской области										
ГРЭС Черепетская	ОАО "ОГК-3"									
8 К-215-130		новое строительство			213,8					213,8
9 К-215-130		расширение				213,8				213,8
Всего по станции					213,8	213,8				427,6
ГРЭС Новомосковская	ОАО "Квадра"									
8 ПГУ-190(Т)		расширение		190,0						190,0
Алексинская ТЭЦ	ОАО "Квадра"									
5 ПГУ(Т)		расширение				115,0				115,0
Энергосистема Ярославской области										
Тенинская водогрейная котельная	ОАО "ТГК-2"									
1 ПГУ-450(Т)		новое строительство				450,0				450,0
Всего										
Вводы мощности - всего			2099,0	1136,5	1603,8	2393,8	1930,0			9163,1
АЭС			1000,0		1180,0		1180,0			3360,0
ГАЭС				420,0	210,0	210,0				840,0
ТЭС			1099,0	716,5	213,8	2183,8	750,0			4963,1
ТЭЦ			1009,0	391,5		1970,0	330,0			3700,5
КЭС			90,0	325,0	213,8	213,8	420,0			1262,6
Замена - всего				61,5						61,5
ТЭС				61,5						61,5
ТЭЦ				61,5						61,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ОЭС Средней Волги										
Энергосистема Нижегородской области										
Ново-Горьковская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
9 ГТ-165		расширение					165,0			165,0
10 ГТ-165		расширение					165,0			165,0
Всего по станции							330,0			330,0
Энергосистема Самарской области										
Сызранская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
9 ПГУ-225(Т)		расширение	225,0							225,0
Новокуйбышевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"									
13 ГТУ-80(Т)		пристройка			80,0					80,0
14 ГТУ-80(Т)		пристройка			80,0					80,0
15 ГТУ-80(Т)		пристройка			80,0					80,0
Всего по станции					240,0					240,0
***ТЭЦ ОАО "Куйбышевский НПЗ"**	ОАО "НК"Роснефть"									
5 Р-6-90		расширение					6,0			6,0
6 Р-6-90		расширение					6,0			6,0
7 Р-6-90		расширение					6,0			6,0
Всего по станции							18,0			18,0
Энергосистема Саратовской области										
Саратовская ГТ-ТЭЦ-1	ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго"									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
Всего по станции			18,0							18,0
Саратовская ГТ-ТЭЦ-2	ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго"									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
Всего по станции			18,0							18,0
Энергосистема Чувашской Республики										
Новочебоксарская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"									
7 ПТ-80-130		расширение				80,0				80,0
Всего										
Вводы мощности - всего			261,0		240,0	80,0	348,0			929,0
ТЭС			261,0		240,0	80,0	348,0			929,0
ТЭЦ			261,0		240,0	80,0	18,0			599,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
КЭС							330,0			330,0
Замена - всего					240,0					240,0
ТЭС					240,0					240,0
ТЭЦ					240,0					240,0
ОЭС Юга										
Энергосистема Астраханской области										
Астраханская ГРЭС	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
1 ПГУ-110(Т)		ст.яч-ка	110,0							110,0
Центральная котельная (г.Астрахань)	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
1 ПГУ-120(Т)		новое строительство			120,0					120,0
2 ПГУ(Т)		новое строительство			115,0					115,0
Всего по станции					235,0					235,0
Энергосистема Волгоградской области										
Волгоградская ГРЭС	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
9 Р-25-90		новое строительство		25,0						25,0
Энергосистема Республики Дагестан										
Гоцатлинск.ГЭСк-дЗиран	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство			50,0					50,0
2 гидроагрегат		новое строительство			50,0					50,0
Всего по станции					100,0					100,0
Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики										
Зарагижская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство		4,1						4,1
2 гидроагрегат		новое строительство			4,1					4,1
3 гидроагрегат		новое строительство			4,1					4,1
4 гидроагрегат		новое строительство			4,1					4,1
Всего по станции				4,1	12,3					16,4
Верхнебалкарская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство			3,7					3,7
2 гидроагрегат		новое строительство			3,7					3,7
3 гидроагрегат		новое строительство				3,7				3,7
4 гидроагрегат		новое строительство				3,7				3,7
Всего по станции					7,4	7,4				14,8

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Энергосистема Карачаево-Черкесской Республики										
Зеленчукская ГЭС-ГАЭС (к-д Зеленчукский)	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство			70,0					70,0
2 гидроагрегат		новое строительство			70,0					70,0
Всего по станции					140,0					140,0
Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея										
Краснодарская ТЭЦ	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
13 ПГУ-410(Т)		расширение	410,0							410,0
Кудепстинская ТЭС	ОАО "ТГК-2"									
1 ГТ-160		новое строительство			160,0					160,0
2 ГТ-160		новое строительство			160,0					160,0
3 ГТ-40		новое строительство					40,0			40,0
Всего по станции					320,0		40,0			360,0
Туапсинская(Джубгинская) ТЭС	ОАО "ОГК-3"									
1 ГТ КЭС		новое строительство				90,0				90,0
2 ГТ КЭС		новое строительство				90,0				90,0
Всего по станции						180,0				180,0
Адлерская ТЭС	ОАО "ОГК-2"									
1 ПГУ-180(Т)		новое строительство		180,0						180,0
2 ПГУ-180(Т)		новое строительство		180,0						180,0
Всего по станции				360,0						360,0
Туапсе НПЗ	ОАО "НК"Роснефть"									
4 ГТ ТЭЦ		новое строительство	47,0							47,0
5 ГТ ТЭЦ		новое строительство	47,0							47,0
6 ГТ ТЭЦ		новое строительство	47,0							47,0
7 Р-6-35		новое строительство	6,0							6,0
Всего по станции			147,0							147,0
Энергосистема Ростовской области										
Ростовская АЭС	ОАО "Концерн Росэнергоатом"									
3 ВВЭР		новое строительство				1070,0				1070,0
4 ВВЭР		новое строительство							1070,0	1070,0
Всего по станции						1070,0			1070,0	2140,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Новочеркасская ГРЭС	ОАО "ОГК-6"									
9 К-330-240		новое строительство					330,0			330,0
Шахтинская ТЭЦ-ГТУ	ОАО "Шахтинская ТЭЦ-ГТУ"									
6 Т-25-35		новое строительство	25,0							25,0
Новочеркасская ГТ-ТЭЦ	ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго"									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
Всего по станции			18,0							18,0
Энергосистема Республики Северной Осетии										
Зарамагская ГЭС-1	ОАО "РусГидро"									
2 гидроагрегат		новое строительство			171,0					171,0
3 гидроагрегат		новое строительство			171,0					171,0
Всего по станции					342,0					342,0
Фиагдонская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство		2,5						2,5
2 гидроагрегат		новое строительство		2,5						2,5
Всего по станции				5,0						5,0
Энергосистема Ставропольского края										
Ставропольская ГРЭС	ОАО "ОГК-2"									
9 ПГУ-420		новое строительство						420,0		420,0
Невинномысская ГРЭС	ОАО "Энел ОГК-5"									
14 ПГУ-400		новое строительство	400,0							400,0
Егорлыкская ГЭС-2	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство	3,5							3,5
2 гидроагрегат		новое строительство	3,5							3,5
3 гидроагрегат		новое строительство	3,6							3,6
4 гидроагрегат		новое строительство	3,6							3,6
Всего по станции			14,2							14,2
ООО "Ставролен"(ЛУКОЙЛ)	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
1 ПГУ-135(Т)		новое строительство			135,0					135,0
Всего										
Вводы мощности - всего			1124,2	394,1	1291,7	1257,4	370,0	420,0	1070,0	5927,4

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
АЭС						1070,0			1070,0	2140,0
ГЭС					442,0					442,0
ГАЭС					140,0					140,0
ТЭС			1110,0	385,0	690,0	180,0	370,0	420,0		3155,0
ТЭЦ			710,0	385,0	370,0					1465,0
КЭС			400,0		320,0	180,0	370,0	420,0		1690,0
ВИЭ			14,2	9,1	19,7	7,4				50,4
агрегаты малых ГЭС			14,2	9,1	19,7	7,4				50,4
Замена - всего			110,0							110,0
ТЭС			110,0							110,0
ТЭЦ			110,0							110,0
ОЭС Урала										
Энергосистема Республики Башкортостан										
Уфимская ТЭЦ-5	ОАО "Башкирэнерго"									
1 ПГУ-220(Т)		новое строительство		220,0						220,0
2 ПГУ-220(Т)		новое строительство			220,0					220,0
Всего по станции				220,0	220,0					440,0
Энергосистема Кировской области										
Кировская ТЭЦ-4	ЗАО "КЭС"									
7 Т-65-130		ст.корпус				65,0				65,0
8 Тп-115-130		ст.корпус					115,0			115,0
Всего по станции						65,0	115,0			180,0
Кировская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"									
9 ПГУ-220(Т)		расширение					220,0			220,0
Курганская энергосистема										
Курганская ТЭЦ-2	ООО "Интертехэлектро-Новая генерация"									
1 ПГУ(Т)		новое строительство	111,0							111,0
2 ПГУ(Т)		новое строительство	111,0							111,0
Всего по станции			222,0							222,0
Энергосистема Пермского края										
Яйвинская ГРЭС	ОАО "Э.ОН Россия"									
5 ПГУ КЭС		новое строительство	422,3							422,3
Пермская ГРЭС	ОАО "ОГК-1"									
4 ПГУ-410		новое строительство					410,0			410,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Пермская ТЭЦ-9	ЗАО "КЭС"									
12 ГТ ТЭЦ		новое строительство			165,0					165,0
Пермская ТЭЦ-6	ЗАО "КЭС"									
1 ПГУ(Т)		расширение	124,0							124,0
Ново-Березник.ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
1 ПГУ(Т)		новое строительство					115,0			115,0
2 ПГУ(Т)		новое строительство					115,0			115,0
Всего по станции							230,0			230,0
Энергосистема Свердловской области										
Белоярская АЭС	ОАО "Концерн Росэнергоатом"									
4 БН-880		новое строительство				880,0				880,0
Серовская ГРЭС	ОАО "ОГК-2"									
9 ПГУ-420		новое строительство				420,0				420,0
Среднеуральская ГРЭС	ОАО "Энел ОГК-5"									
12 ПГУ-400(Т)		новое строительство	400,0							400,0
Нижнетуринская ГРЭС	ЗАО "КЭС"									
12 ПГУ-230		новое строительство						230,0		230,0
13 ПГУ-230		новое строительство						230,0		230,0
Всего по станции								460,0		460,0
Ново-Богословская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
1 ПГУ-230(Т)		новое строительство					230,0			230,0
Академическая ТЭЦ-1(кот.Академэнерго)	ЗАО "КЭС"									
1 ПГУ-200(Т)		новое строительство							200,0	200,0
Ревдинская ГТ-ТЭЦ-1	ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго"									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
3 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
4 ГТ-9 (Т)		новое строительство	9,0							9,0
Всего по станции			36,0							36,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Энергосистема Тюменской области, ЯНАО, ХМАО										
Сургутская ГРЭС-2	ОАО "Э.ОН Россия"									
7 ПГУ КЭС		новое строительство	396,9							396,9
8 ПГУ КЭС		новое строительство	396,9							396,9
Всего по станции			793,8							793,8
Уренгойская ГРЭС	ОАО "ОГК-1"									
3 ПГУ-450		новое строительство		450,0						450,0
Нижневартовская ГРЭС	ОАО "ОГК-1"									
3 ПГУ-410		расширение			410,0					410,0
4 ПГУ-410		расширение					410,0			410,0
Всего по станции					410,0		410,0			820,0
Няганьская ТЭС	ОАО "Фортум"									
1 ПГУ КЭС		новое строительство		418,0						418,0
2 ПГУ КЭС		новое строительство			418,0					418,0
3 ПГУ КЭС		новое строительство					418,0			418,0
Всего по станции				418,0	418,0		418,0			1254,0
Тюменская ТЭЦ-1	ОАО "Фортум"									
2 ПГУ(Т)		ст.корпус	230,5							230,5
3 ПГУ-225		пристройка				225,0				225,0
4 ПГУ-225		пристройка				225,0				225,0
Всего по станции			230,5			450,0				680,5
Тобольская ТЭЦ	ОАО "Фортум"									
3 Р-100-130		новое строительство	100,0							100,0
5 К-110-16		новое строительство	110,0							110,0
Всего по станции			210,0							210,0
ПГУ в Тарко-Сале	ОАО "Корпорация Урал промышленный - Урал полярный"									
1 ПГУ КЭС		новое строительство					300,0			300,0
2 ПГУ КЭС		новое строительство					300,0			300,0
Всего по станции							600,0			600,0
Приобская ГТЭС	ОАО "НК"Роснефть"									
5 ГТ-45		новое строительство	45,0							45,0
6 ГТ-45		новое строительство	45,0							45,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
7 ГТ-45		новое строительство	45,0							45,0
Всего по станции			135,0							135,0
Энергосистема Удмуртской Республики										
Ижевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"									
8 ПГУ-230(Т)		расширение				230,0				230,0
Энергосистема Челябинской области										
Троицкая ГРЭС	ОАО "ОГК-2"									
10 К-660-300		расширение					660,0			660,0
Челябинская ТЭЦ-3	ОАО "Фортум"									
3 ПГУ(Т)		новое строительство	225,5							225,5
Южно-Уральская ГРЭС-2	ОАО "ОГК-3"									
1 ПГУ-400		новое строительство			400,0					400,0
2 ПГУ-400		новое строительство				400,0				400,0
3 ПГУ-400		новое строительство					400,0			400,0
Всего по станции					400,0	400,0	400,0			1200,0
Всего										
Вводы мощности - всего			2799,1	1088,0	1613,0	2445,0	3693,0	460,0	200,0	12298,1
АЭС						880,0				880,0
ТЭС			2799,1	1088,0	1613,0	1565,0	3693,0	460,0	200,0	11418,1
ТЭЦ			1338,0	220,0	385,0	295,0	795,0		200,0	3233,0
КЭС			1461,1	868,0	1228,0	1270,0	2898,0	460,0		8185,1
Замена - всего			230,5			515,0	115,0			860,5
ТЭС			230,5			515,0	115,0			860,5
ТЭЦ			230,5			65,0	115,0			410,5
КЭС						450,0				450,0
ОЭС Сибири										
Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай										
МГЭС "Чибит"	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство			6,0					6,0
2 гидроагрегат		новое строительство			6,0					6,0
3 гидроагрегат		новое строительство			6,0					6,0
4 гидроагрегат		новое строительство			6,0					6,0
Всего по станции					24,0					24,0
Барнаульская ТЭЦ-2	ОАО "Кузбассэнерго"									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
8 Т-55-130		ст.яч-ка				55,0				55,0
9 Т-55-130		ст.яч-ка					55,0			55,0
Всего по станции						55,0	55,0			110,0
Энергосистема Иркутской области										
Ново-Иркутская ТЭЦ	ОАО "Иркутскэнерго"									
6 Р-50-130		расширение		50,0						50,0
Мини-ТЭЦ в г. Братске	ОАО "Иркутскэнерго"									
1 ГТ-9 (Т)		новое строительство		9,0						9,0
2 ГТ-9 (Т)		новое строительство		9,0						9,0
Всего по станции				18,0						18,0
Энергосистема Красноярского края										
Богучанская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство		333,3						333,3
2 гидроагрегат		новое строительство		333,3						333,3
3 гидроагрегат		новое строительство		333,3						333,3
4 гидроагрегат		новое строительство		333,3						333,3
5 гидроагрегат		новое строительство		333,3						333,3
6 гидроагрегат		новое строительство		333,3						333,3
7 гидроагрегат		новое строительство			333,3					333,3
8 гидроагрегат		новое строительство			333,3					333,3
9 гидроагрегат		новое строительство			333,3					333,3
Всего по станции				1999,8	999,9					2999,7
Березовская ГРЭС-1	ОАО "Э.ОН Россия"									
3 К-800-240		новое строительство					800,0			800,0
Красноярская ТЭЦ-3	ОАО "Енисейская ТГК (ТГК-13)"									
1 Т-185-130		новое строительство		185,0						185,0
***ТЭС АНПЗ**	Блок-станции									
3 Р-6-35		новое строительство					6,0			6,0
4 Р-6-35		новое строительство					6,0			6,0
Всего по станции							12,0			12,0
Энергосистема Кемеровской области										
Томь-Усинская ГРЭС	ОАО "Кузбассэнерго"									
4 К-110-90		ст.яч-ка					110,0			110,0
5 К-110-90		ст.яч-ка				110,0				110,0
Всего по станции						110,0	110,0			220,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
Беловская ГРЭС	ОАО "Кузбассэнерго"									
4 К-200-130		ст.яч-ка				200,0				200,0
6 К-200-130		ст.яч-ка					200,0			200,0
Всего по станции						200,0	200,0			400,0
Кузнецкая ТЭЦ (Кузб)	ОАО "Кузбассэнерго"									
15 ГТ ТЭЦ		расширение				140,0				140,0
16 ГТ ТЭЦ		расширение				140,0				140,0
Всего по станции						280,0				280,0
Энергосистема Омской области										
Омская ТЭЦ-3	ОАО "ТГК-11"									
10 Т-120-130		ст.яч-ка					120,0			120,0
14 ПГУ-90(Т)		новое строительство		90,0						90,0
Всего по станции				90,0			120,0			210,0
Энергосистема Томской области										
Тепл. сети (ПРК Томск)	ОАО "ТГК-11"									
1 ГТУ-16 (Т)		новое строительство		16,0						16,0
Энергосистема Республики Хакасии										
Абаканская ТЭЦ	ОАО "Енисейская ТГК (ТГК-13)"									
4 Т-120-130		расширение				120,0				120,0
Энергосистема Забайкальского края										
Харанорская ГРЭС	ОАО "ОГК-3"									
3 К-215-130		новое строительство		213,8						213,8
Всего										
Вводы мощности - всего				2572,6	1023,9	765,0	1297,0			5658,5
АЭС										
ГЭС				1999,8	999,9					2999,7
ТЭС				572,8		765,0	1297,0			2634,8
ТЭЦ				359,0		455,0	187,0			1001,0
КЭС				213,8		310,0	1110,0			1633,8
ВИЭ					24,0					24,0
агрегаты малых ГЭС					24,0					24,0
Замена - всего						365,0	485,0			850,0
ТЭС						365,0	485,0			850,0
ТЭЦ						55,0	175,0			230,0
КЭС						310,0	310,0			620,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ОЭС Востока										
Энергосистема Амурской области										
Благовещенская ТЭЦ-1	ОАО "РАО ЭС Востока"									
4 Т-110-130		расширение				110,0				110,0
Нижнебурейская ГЭС	ОАО "РусГидро"									
1 гидроагрегат		новое строительство				80,0				80,0
2 гидроагрегат		новое строительство				80,0				80,0
3 гидроагрегат		новое строительство					80,0			80,0
4 гидроагрегат		новое строительство					80,0			80,0
Всего по станции						160,0	160,0			320,0
Энергосистема Приморского края										
Владивостокская ТЭЦ-2	ОАО "РАО ЭС Востока"									
7 ГТ ТЭЦ		новое строительство			46,5					46,5
8 ГТ ТЭЦ		новое строительство			46,5					46,5
Всего по станции					93,0					93,0
Уссурийская ТЭЦ	Администрация Приморского края									
1 Т-185-130		новое строительство					185,0			185,0
Дальневосточная ВЭС (о.Русский)	ОАО "РусГидро"									
1 ветровые агрегаты		новое строительство		23,0						23,0
Центральная бойлерная ГТУ-ТЭЦ	ОАО "РАО ЭС Востока"									
1 ГТ ТЭЦ		новое строительство			46,5					46,5
2 ГТ ТЭЦ		новое строительство			46,5					46,5
3 ГТ ТЭЦ		новое строительство			46,5					46,5
Всего по станции					139,5					139,5
Энергосистема Хабаровского края										
Совгаванская ТЭЦ	ОАО "РАО ЭС Востока"									
1 Т-60-130		новое строительство			60,0					60,0
2 Т-60-130		новое строительство			60,0					60,0
Всего по станции					120,0					120,0
Всего										
Вводы мощности - всего				23,0	352,5	270,0	345,0			990,5
ГЭС						160,0	160,0			320,0
ТЭС					352,5	110,0	185,0			647,5
ТЭЦ					352,5	110,0	185,0			647,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2011-2017 гг.
ВИЭ				23,0						23,0
ветровые				23,0						23,0
ЕЭС России - всего										
Вводы мощности - всего			7633,3	5844,2	6534,9	8577,0	7983,0	3306,0	1270,0	41148,4
АЭС			1000,0		1180,0	3126,0	1180,0	2326,0	1070,0	9882,0
ГЭС				1999,8	1441,9	160,0	160,0			3761,7
ГАЭС				420,0	350,0	210,0				980,0
ТЭС			6619,1	3392,3	3519,3	5061,6	6643,0	980,0	200,0	26415,3
ТЭЦ			3968,0	1985,5	1757,5	3087,8	1515,0	100,0	200,0	12613,8
КЭС			2651,1	1406,8	1761,8	1973,8	5128,0	880,0		13801,5
ВИЭ			14,2	32,1	43,7	19,4				109,4
ветровые				23,0						23,0
приливные						12,0				12,0
агрегаты малых ГЭС			14,2	9,1	43,7	7,4				74,4
Замена - всего			340,5	61,5	240,0	880,0	600,0			2122,0
ТЭС			340,5	61,5	240,0	880,0	600,0			2122,0
ТЭЦ			340,5	61,5	240,0	120,0	290,0			1052,0
КЭС						760,0	310,0			1070,0

Приложение № 7
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2011-2017 годы

Баланс мощности ЕЭС России

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	1009602,0	1040042,0	1075993,0	1102085,0	1130467,0	1158147,0	1183693,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,1	3,0	3,5	2,4	2,6	2,4	2,2
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	153973,0	158988,0	164653,0	168809,0	173096,0	177475,0	181478,0
Число часов использования максимума	час	6557	6542	6535	6529	6531	6526	6523
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	39688,0	38791,0	40082,0	41015,0	41977,0	42955,0	43843,0
в т.ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	3380,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	25,8	24,4	24,3	24,3	24,3	24,2	24,2
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**193661,0**	**197779,0**	**204735,0**	**209824,0**	**215073,0**	**220430,0**	**225321,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	221600,3	227484,2	235047,7	245323,6	253326,5	257143,0	258620,8
АЭС	тыс. кВт	25266,0	25266,0	26446,0	29572,0	30752,0	32661,0	33314,0
ГЭС	тыс. кВт	44266,6	46763,7	48664,1	49097,1	49580,2	49662,7	49854,7
ТЭС	тыс. кВт	151739,4	155088,1	159525,4	166219,2	172009,0	173834,0	174465,3
ВИЭ	тыс. кВт	328,3	366,4	412,2	435,3	985,3	985,3	986,8
в т. ч. ВЭС	тыс. кВт	8,5	31,5	31,5	31,5	581,5	581,5	581,5
ПЭС	тыс. кВт	1,1	1,1	1,1	13,1	13,1	13,1	13,1
БиоТЭЦ	тыс. кВт	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
Малые ГЭС	тыс. кВт	309,0	324,1	369,9	381,0	381,0	381,0	382,5
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	18336,6	16321,1	16589,6	16649,9	16563,3	14641,3	14632,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	465,0	1726,0	2976,5	3325,0	3297,3	2292,0	1000,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	тыс. кВт	2,1	25,1	25,1	37,1	37,1	587,1	587,1

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Запертая мощность	тыс. кВт	2450,0	2050,0	1568,0	290,0	260,0	130,0	110,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс. кВт**	**200346,6**	**207362,0**	**213888,5**	**225021,6**	**233168,8**	**239492,6**	**242291,3**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**6685,6**	**9583,0**	**9153,5**	**15197,6**	**18095,8**	**19062,6**	**16970,3**

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

Баланс мощности ЕЭС России с учетом только вводов с высокой вероятностью реализации

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	1009602,0	1040042,0	1075993,0	1102085,0	1130467,0	1158147,0	1183693,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,1	3,0	3,5	2,4	2,6	2,4	2,2
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	153973,0	158988,0	164653,0	168809,0	173096,0	177475,0	181478,0
Число часов использования максимума	час	6557	6542	6535	6529	6531	6526	6523
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	39688,0	38791,0	40082,0	41015,0	41977,0	42955,0	43843,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	3380,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	25,8	24,4	24,3	24,3	24,3	24,2	24,2
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**193661,0**	**197779,0**	**204735,0**	**209824,0**	**215073,0**	**220430,0**	**225321,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	221415,2	226724,0	232960,9	240700,0	246977,7	248728,7	248786,0
АЭС	тыс. кВт	25266,0	25266,0	26446,0	29572,0	30752,0	32661,0	33314,0
ГЭС	тыс. кВт	44242,1	46675,2	48473,1	48828,0	48973,9	48973,9	48973,9
ТЭС	тыс. кВт	151580,4	154424,0	157639,3	161878,1	166829,9	166671,9	166076,2
ВИЭ	тыс. кВт	326,7	358,8	402,5	421,9	421,9	421,9	421,9
в т. ч. ВЭС	тыс. кВт	8,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
ПЭС	тыс. кВт	1,1	1,1	1,1	13,1	13,1	13,1	13,1
БиоТЭЦ	тыс. кВт	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
Малые ГЭС	тыс. кВт	307,4	316,5	360,2	367,6	367,6	367,6	367,6
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	18451,9	16427,4	16644,3	16677,2	16542,2	14626,7	14586,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	453,0	1726,0	1854,5	2335,0	2270,0	560,0	200,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	тыс. кВт	2,1	25,1	25,1	37,1	37,1	37,1	37,1
Запертая мощность	тыс. кВт	2450,0	2050,0	1568,0	290,0	260,0	130,0	110,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс. кВт**	**200058,2**	**206495,5**	**212869,0**	**221360,7**	**227868,4**	**233374,9**	**233852,1**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**6397,2**	**8716,5**	**8134,0**	**11536,7**	**12795,4**	**12944,9**	**8531,1**

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

Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	978876,0	1007906,0	1041453,0	1066479,0	1093907,0	1120758,0	1145010,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,1	3,0	3,3	2,4	2,6	2,5	2,2
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	149622,0	154407,0	159757,0	163787,0	167928,0	172170,0	176002,0
Число часов использования максимума	час	6542	6528	6519	6511	6514	6510	6506
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	38561,0	37781,0	39003,0	39908,0	40838,0	41786,0	42636,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	3210,0	1368,0	1368,0	1368,0	1368,0	1368,0	1368,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	25,8	24,5	24,4	24,4	24,3	24,3	24,2
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**188183,0**	**192188,0**	**198760,0**	**203695,0**	**208766,0**	**213956,0**	**218638,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	212353,7	218214,6	225422,6	235495,5	243249,4	247222,9	248794,7
АЭС	тыс. кВт	25266,0	25266,0	26446,0	29572,0	30752,0	32661,0	33314,0
ГЭС	тыс. кВт	40926,6	43423,7	45324,1	45597,1	45905,2	45982,7	46169,7
ТЭС	тыс. кВт	145832,8	149181,5	153263,3	159914,1	165629,9	167616,9	168347,2
ВИЭ	тыс. кВт	328,3	343,4	389,2	412,3	962,3	962,3	963,8
в т. ч. ВЭС	тыс. кВт	8,5	8,5	8,5	8,5	558,5	558,5	558,5
ПЭС	тыс. кВт	1,1	1,1	1,1	13,1	13,1	13,1	13,1
БиоТЭЦ	тыс. кВт	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
Малые ГЭС	тыс. кВт	309,0	324,1	369,9	381,0	381,0	381,0	382,5
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	18274,7	16199,2	16467,7	16490,3	16403,7	14526,7	14517,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	465,0	1726,0	2624,0	3135,0	3297,3	2292,0	1000,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	тыс. кВт	2,1	2,1	2,1	14,1	14,1	564,1	564,1
Запертая мощность	тыс. кВт	2450,0	2050,0	1568,0	290,0	260,0	130,0	110,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс. кВт**	**191161,9**	**198237,3**	**204760,8**	**215566,1**	**223274,3**	**229710,1**	**232602,8**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**2978,9**	**6049,3**	**6000,8**	**11871,1**	**14508,3**	**15754,1**	**13964,8**

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

Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом только вводов с высокой вероятностью реализации

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	978876,0	1007906,0	1041453,0	1066479,0	1093907,0	1120758,0	1145010,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,1	3,0	3,3	2,4	2,6	2,5	2,2
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	149622,0	154407,0	159757,0	163787,0	167928,0	172170,0	176002,0
Число часов использования максимума	час	6542	6528	6519	6511	6514	6510	6506
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	38561,0	37781,0	39003,0	39908,0	40838,0	41786,0	42636,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	3210,0	1368,0	1368,0	1368,0	1368,0	1368,0	1368,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	25,8	24,5	24,4	24,4	24,3	24,3	24,2
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**188183,0**	**192188,0**	**198760,0**	**203695,0**	**208766,0**	**213956,0**	**218638,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	212168,6	217454,4	223335,8	230871,9	236915,6	238828,6	239054,9
АЭС	тыс. кВт	25266,0	25266,0	26446,0	29572,0	30752,0	32661,0	33314,0
ГЭС	тыс. кВт	40902,1	43335,2	45133,1	45328,0	45313,9	45313,9	45313,9
ТЭС	тыс. кВт	145673,8	148517,4	151377,2	155573,0	160450,8	160454,8	160028,1
ВИЭ	тыс. кВт	326,7	335,8	379,5	398,9	398,9	398,9	398,9
в т. ч. ВЭС	тыс. кВт	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
ПЭС	тыс. кВт	1,1	1,1	1,1	13,1	13,1	13,1	13,1
БиоТЭЦ	тыс. кВт	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
Малые ГЭС	тыс. кВт	307,4	316,5	360,2	367,6	367,6	367,6	367,6
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	18390,0	16305,5	16522,4	16517,6	16382,6	14512,1	14472,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	453,0	1726,0	1502,0	2145,0	2270,0	560,0	200,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	тыс. кВт	2,1	2,1	2,1	14,1	14,1	14,1	14,1
Запертая мощность	тыс. кВт	2450,0	2050,0	1568,0	290,0	260,0	130,0	110,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс. кВт**	**190873,5**	**197370,8**	**203741,3**	**211905,2**	**217988,9**	**223612,4**	**224258,6**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**2690,5**	**5182,8**	**4981,3**	**8210,2**	**9222,9**	**9656,4**	**5620,6**

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

Баланс мощности Европейской части России

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	765473,0	789995,0	817283,0	837201,0	855184,0	874450,0	893492,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,0	3,2	3,5	2,4	2,1	2,3	2,2
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	119340,0	123487,0	127987,0	131282,0	134210,0	137353,0	140401,0
Число часов использования максимума	час	6414	6397	6386	6377	6372	6366	6364
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	31245,0	30332,0	31365,0	32108,0	32766,0	33468,0	34145,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	3120,0	1285,0	1285,0	1285,0	1285,0	1285,0	1285,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	26,2	24,6	24,5	24,5	24,4	24,4	24,3
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**150585,0**	**153819,0**	**159352,0**	**163390,0**	**166976,0**	**170821,0**	**174546,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	165418,9	168560,2	174642,3	183687,2	190317,1	193487,6	194794,4
АЭС	тыс. кВт	25266,0	25266,0	26446,0	29572,0	30752,0	32661,0	33314,0
ГЭС	тыс. кВт	18662,2	19159,5	20055,0	20328,0	20631,1	20701,6	20883,6
ТЭС	тыс. кВт	121167,4	123796,3	127781,1	133403,9	138000,7	139191,7	139662,0
ВИЭ	тыс. кВт	323,3	338,4	360,2	383,3	933,3	933,3	934,8
в т. ч. ВЭС	тыс. кВт	8,5	8,5	8,5	8,5	558,5	558,5	558,5
ПЭС	тыс. кВт	1,1	1,1	1,1	13,1	13,1	13,1	13,1
БиоТЭЦ	тыс. кВт	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
Малые ГЭС	тыс. кВт	304,0	319,1	340,9	352,0	352,0	352,0	353,5
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	6932,5	6252,7	6234,8	6257,4	6179,8	6174,8	6160,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	465,0	1354,5	2512,0	2735,0	3077,3	1562,0	900,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	тыс. кВт	2,1	2,1	2,1	14,1	14,1	564,1	564,1
Запертая мощность	тыс. кВт	850,0	450,0	370,0	290,0	260,0	130,0	110,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс. кВт**	**157169,3**	**160500,9**	**165523,4**	**174390,7**	**180785,9**	**185056,7**	**187059,5**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**6584,3**	**6681,9**	**6171,4**	**11000,7**	**13809,9**	**14235,7**	**12513,5**

Баланс мощности Европейской части России с учетом только вводов с высокой вероятностью реализации

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	765473,0	789995,0	817283,0	837201,0	855184,0	874450,0	893492,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,0	3,2	3,5	2,4	2,1	2,3	2,2
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	119340,0	123487,0	127987,0	131282,0	134210,0	137353,0	140401,0
Число часов использования максимума	час	6414	6397	6386	6377	6372	6366	6364
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	31245,0	30332,0	31365,0	32108,0	32766,0	33468,0	34145,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	3120,0	1285,0	1285,0	1285,0	1285,0	1285,0	1285,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	26,2	24,6	24,5	24,5	24,4	24,4	24,3
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**150585,0**	**153819,0**	**159352,0**	**163390,0**	**166976,0**	**170821,0**	**174546,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	165231,8	167838,0	172710,5	179768,6	184793,3	186690,3	186916,6
АЭС	тыс. кВт	25266,0	25266,0	26446,0	29572,0	30752,0	32661,0	33314,0
ГЭС	тыс. кВт	18637,7	19071,0	19869,0	20063,9	20049,8	20049,8	20049,8
ТЭС	тыс. кВт	121006,4	123170,2	126045,0	129762,8	133621,6	133609,6	133182,9
ВИЭ	тыс. кВт	321,7	330,8	350,5	369,9	369,9	369,9	369,9
в т. ч. ВЭС	тыс. кВт	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
ПЭС	тыс. кВт	1,1	1,1	1,1	13,1	13,1	13,1	13,1
БиоТЭЦ	тыс. кВт	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
Малые ГЭС	тыс. кВт	302,4	311,5	331,2	338,6	338,6	338,6	338,6
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	7010,8	6322,0	6287,5	6282,7	6184,7	6158,2	6118,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	453,0	1354,5	1502,0	2145,0	2150,0	560,0	200,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	тыс. кВт	2,1	2,1	2,1	14,1	14,1	14,1	14,1
Запертая мощность	тыс. кВт	850,0	450,0	370,0	290,0	260,0	130,0	110,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс. кВт**	**156915,9**	**159709,4**	**164548,9**	**171036,8**	**176184,5**	**179828,0**	**180474,3**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**6330,9**	**5890,4**	**5196,9**	**7646,8**	**9208,5**	**9007,0**	**5928,3**

Баланс мощности ОЭС Северо-Запада

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	93871,0	96534,0	98783,0	100684,0	102611,0	104980,0	107379,0
Рост потребления электрической энергии	%	1,3	2,8	2,3	1,9	1,9	2,3	2,3
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	14836,0	15295,0	15668,0	15989,0	16310,0	16717,0	17077,0
Число часов использования максимума	час	6327	6311	6305	6297	6291	6280	6288
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	5573,0	4376,0	4461,0	4533,0	4606,0	4697,0	4779,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	2050,0	750,0	750,0	750,0	750,0	750,0	750,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	37,6	28,6	28,5	28,4	28,2	28,1	28,0
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	1269,5	1056,1	1060,1	1058,3	1068,8	1056,8	1056,8
Недоиспольз. мощн. ГЭС на расч. макс	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0	50,0
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**20409,0**	**19671,0**	**20129,0**	**20522,0**	**20916,0**	**21414,0**	**21856,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	22892,3	23306,1	23759,6	25455,9	25456,1	27824,1	27982,6
АЭС	тыс. кВт	5760,0	5760,0	5760,0	6936,0	6936,0	9262,0	9262,0
ГЭС	тыс. кВт	2858,5	2876,3	2889,8	2877,7	2914,9	2917,9	2917,9
ТЭС	тыс. кВт	14195,6	14591,6	15031,6	15550,6	15463,6	15502,6	15661,1
ВИЭ	тыс. кВт	78,2	78,2	78,2	91,6	141,6	141,6	141,6
в т. ч. ВЭС	тыс. кВт	5,1	5,1	5,1	5,1	55,1	55,1	55,1
ПЭС	тыс. кВт	1,1	1,1	1,1	13,1	13,1	13,1	13,1
Малые ГЭС	тыс. кВт	72,0	72,0	72,0	73,4	73,4	73,4	73,4
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	1269,6	1056,2	1060,2	1058,4	1068,9	1056,9	1056,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	0,0	450,0	30,0	480,0	120,0	199,0	244,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	тыс. кВт	2,1	2,1	2,1	14,1	14,1	64,1	64,1
Запертая мощность	тыс. кВт	850,0	450,0	370,0	290,0	260,0	130,0	110,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс. кВт**	**20770,6**	**21347,8**	**22297,3**	**23613,4**	**23993,1**	**26374,1**	**26507,6**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**361,6**	**1676,8**	**2168,3**	**3091,4**	**3077,1**	**4960,1**	**4651,6**

Баланс мощности ОЭС Северо-Запада с учетом только вводов с высокой вероятностью реализации

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	93871,0	96534,0	98783,0	100684,0	102611,0	104980,0	107379,0
Рост потребления электрической энергии	%	1,3	2,8	2,3	1,9	1,9	2,3	2,3
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	14836,0	15295,0	15668,0	15989,0	16310,0	16717,0	17077,0
Число часов использования максимума	час	6327	6311	6305	6297	6291	6280	6288
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	5573,0	4376,0	4461,0	4533,0	4606,0	4697,0	4779,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	2050,0	750,0	750,0	750,0	750,0	750,0	750,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	37,6	28,6	28,5	28,4	28,2	28,1	28,0
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**20409,0**	**19671,0**	**20129,0**	**20522,0**	**20916,0**	**21414,0**	**21856,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	22885,3	23294,6	23710,6	24922,5	24750,4	27016,4	26930,9
АЭС	тыс. кВт	5760,0	5760,0	5760,0	6936,0	6936,0	9262,0	9262,0
ГЭС	тыс. кВт	2851,5	2864,8	2870,8	2855,7	2840,6	2840,6	2840,6
ТЭС	тыс. кВт	14195,6	14591,6	15001,6	15040,6	14883,6	14823,6	14738,1
ВИЭ	тыс. кВт	78,2	78,2	78,2	90,2	90,2	90,2	90,2
в т. ч. ВЭС	тыс. кВт	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
ПЭС	тыс. кВт	1,1	1,1	1,1	13,1	13,1	13,1	13,1
Малые ГЭС	тыс. кВт	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	1269,6	1056,2	1053,7	1048,9	1048,9	1033,9	1033,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	0,0	450,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	тыс. кВт	2,1	2,1	2,1	14,1	14,1	14,1	14,1
Запертая мощность	тыс. кВт	850,0	450,0	370,0	290,0	260,0	130,0	110,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс. кВт**	**20763,6**	**21336,3**	**22284,8**	**23569,5**	**23427,4**	**25738,4**	**25772,9**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**354,6**	**1665,3**	**2155,8**	**3047,5**	**2511,4**	**4324,4**	**3916,9**

Баланс мощности ОЭС Центра

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	227210,0	236115,0	245782,0	252772,0	259496,0	266731,0	273389,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,4	4,0	4,1	2,8	2,7	2,8	2,5
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	37204,0	38657,0	40298,0	41464,0	42583,0	43783,0	44878,0
Число часов использования максимума	час	6107	6108	6099	6096	6094	6092	6092
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	9523,0	9848,0	10231,0	10500,0	10758,0	11032,0	11281,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	25,6	25,5	25,4	25,3	25,3	25,2	25,1
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**46727,0**	**48505,0**	**50529,0**	**51964,0**	**53341,0**	**54815,0**	**56159,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	51980,4	53298,5	54920,3	57314,1	59132,1	58255,1	57836,1
АЭС	тыс. кВт	12834,0	12834,0	14014,0	14014,0	15194,0	14777,0	14360,0
ГЭС	тыс. кВт	1833,8	2253,8	2473,8	2683,8	2693,8	2703,8	2713,8
ТЭС	тыс. кВт	37298,3	38196,4	38418,2	40602,0	41230,0	40760,0	40748,0
ВИЭ	тыс. кВт	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3
в т. ч. БиоТЭЦ	тыс. кВт	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
Малые ГЭС	тыс. кВт	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	876,4	830,9	838,9	838,9	762,3	757,3	747,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	36,0	61,5	0,0	1320,0	107,0	0,0	0,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	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**	**51068,0**	**52406,1**	**54081,4**	**55155,2**	**58262,8**	**57497,8**	**57088,8**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**4341,0**	**3901,1**	**3552,4**	**3191,2**	**4921,8**	**2682,8**	**929,8**

Баланс мощности ОЭС Центра с учетом только вводов с высокой вероятностью реализации

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	227210,0	236115,0	245782,0	252772,0	259496,0	266731,0	273389,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,4	4,0	4,1	2,8	2,7	2,8	2,5
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	37204,0	38657,0	40298,0	41464,0	42583,0	43783,0	44878,0
Число часов использования максимума	час	6107	6108	6099	6096	6094	6092	6092
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	9523,0	9848,0	10231,0	10500,0	10758,0	11032,0	11281,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	25,6	25,5	25,4	25,3	25,3	25,2	25,1
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**46727,0**	**48505,0**	**50529,0**	**51964,0**	**53341,0**	**54815,0**	**56159,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	51920,4	52957,4	54469,2	56863,0	58585,0	57638,0	57209,0
АЭС	тыс. кВт	12834,0	12834,0	14014,0	14014,0	15194,0	14777,0	14360,0
ГЭС	тыс. кВт	1823,8	2243,8	2453,8	2663,8	2663,8	2663,8	2663,8
ТЭС	тыс. кВт	37248,3	37865,3	37987,1	40170,9	40712,9	40182,9	40170,9
ВИЭ	тыс. кВт	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3
в т. ч. БиоТЭЦ	тыс. кВт	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
Малые ГЭС	тыс. кВт	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	876,4	830,9	838,9	838,9	762,3	747,3	747,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	36,0	61,5	0,0	1320,0	107,0	0,0	0,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	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**	**51008,0**	**52065,0**	**53630,3**	**54704,1**	**57715,7**	**56890,7**	**56461,7**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**4281,0**	**3560,0**	**3101,3**	**2740,1**	**4374,7**	**2075,7**	**302,7**

Баланс мощности ОЭС Средней Волги

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	106956,0	110436,0	113806,0	116327,0	118430,0	120847,0	123342,0
Рост потребления электрической энергии	%	1,9	3,3	3,1	2,2	1,8	2,0	2,1
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	17299,0	17920,0	18465,0	18882,0	19233,0	19616,0	20015,0
Число часов использования максимума	час	6183	6163	6163	6161	6158	6161	6162
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	3788,0	3922,0	4036,0	4124,0	4198,0	4278,0	4360,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	0,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	21,9	21,9	21,9	21,8	21,8	21,8	21,8
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**21087,0**	**21842,0**	**22501,0**	**23006,0**	**23431,0**	**23894,0**	**24375,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	26164,2	26141,7	26867,7	27583,7	27919,7	28850,7	29015,7
АЭС	тыс. кВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	тыс. кВт	6785,5	6805,0	6841,0	6862,0	6887,0	6917,0	6947,0
ТЭС	тыс. кВт	15306,5	15264,5	15954,5	16649,5	16960,5	17861,5	17996,5
ВИЭ	тыс. кВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
в т. ч. ВЭС	тыс. кВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	2561,5	2328,7	2328,7	2323,7	2317,7	2321,7	2321,7
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	225,0	0,0	690,0	190,0	110,0	830,0	0,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	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**	**23377,7**	**23813,0**	**23849,0**	**25070,0**	**25492,0**	**25699,0**	**26694,0**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**2290,7**	**1971,0**	**1348,0**	**2064,0**	**2061,0**	**1805,0**	**2319,0**

Баланс мощности ОЭС Средней Волги с учетом только вводов с высокой вероятностью реализации

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	106956,0	110436,0	113806,0	116327,0	118430,0	120847,0	123342,0
Рост потребления электрической энергии	%	1,9	3,3	3,1	2,2	1,8	2,0	2,1
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	17299,0	17920,0	18465,0	18882,0	19233,0	19616,0	20015,0
Число часов использования максимума	час	6183	6163	6163	6161	6158	6161	6162
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	3788,0	3922,0	4036,0	4124,0	4198,0	4278,0	4360,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	0,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	21,9	21,9	21,9	21,8	21,8	21,8	21,8
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**21087,0**	**21842,0**	**22501,0**	**23006,0**	**23431,0**	**23894,0**	**24375,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	26142,2	25920,2	26160,2	26090,2	26310,2	26260,2	26260,2
АЭС	тыс. кВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	тыс. кВт	6785,5	6785,5	6785,5	6785,5	6786,5	6786,5	6786,5
ТЭС	тыс. кВт	15284,5	15062,5	15302,5	15232,5	15451,5	15401,5	15401,5
ВИЭ	тыс. кВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
в т. ч. ВЭС	тыс. кВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	2561,5	2335,7	2335,7	2330,7	2334,9	2338,4	2338,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	225,0	0,0	240,0	80,0	0,0	0,0	0,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	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**	**23355,7**	**23584,5**	**23584,5**	**23679,5**	**23975,3**	**23921,8**	**23921,8**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**2268,7**	**1742,5**	**1083,5**	**673,5**	**544,3**	**27,8**	**-453,2**

Баланс мощности ОЭС Юга

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	85040,0	89283,0	95197,0	98671,0	101118,0	103854,0	106326,0
Рост потребления электрической энергии	%	3,2	5,0	6,6	3,6	2,5	2,7	2,4
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	13699,0	14397,0	15346,0	15912,0	16322,0	16784,0	17213,0
Число часов использования максимума	час	6208	6202	6203	6201	6195	6188	6177
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	3973,0	3609,0	3855,0	3998,0	4100,0	4213,0	4318,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	570,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	29,0	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**17672,0**	**18006,0**	**19201,0**	**19910,0**	**20422,0**	**20997,0**	**21531,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	18247,5	18696,6	20022,4	21990,2	23388,1	23845,6	25003,9
АЭС	тыс. кВт	2000,0	2000,0	2000,0	3070,0	3070,0	3070,0	4140,0
ГЭС	тыс. кВт	5373,0	5404,0	6018,0	6066,1	6284,0	6301,5	6393,5
ТЭС	тыс. кВт	10666,2	11069,2	11759,2	12599,2	13279,2	13719,2	13714,0
ВИЭ	тыс. кВт	208,3	223,4	245,2	254,9	754,9	754,9	756,4
в т. ч. ВЭС	тыс. кВт	1,0	1,0	1,0	1,0	501,0	501,0	501,0
Малые ГЭС	тыс. кВт	207,3	222,4	244,2	253,9	253,9	253,9	255,4
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	993,2	1007,1	1014,2	1037,6	1047,7	1054,7	1030,7
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	147,0	205,0	877,0	0,0	737,3	0,0	62,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	500,0	500,0
Запертая мощность	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс. кВт**	**17107,3**	**17484,5**	**18131,2**	**20952,6**	**21603,1**	**22290,9**	**23411,2**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**-564,7**	**-521,5**	**-1069,8**	**1042,6**	**1181,1**	**1293,9**	**1880,2**

Баланс мощности ОЭС Юга с учетом только вводов с высокой вероятностью реализации

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	85040,0	89283,0	95197,0	98671,0	101118,0	103854,0	106326,0
Рост потребления электрической энергии	%	3,2	5,0	6,6	3,6	2,5	2,7	2,4
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	13699,0	14397,0	15346,0	15912,0	16322,0	16784,0	17213,0
Число часов использования максимума	час	6208	6202	6203	6201	6195	6188	6177
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	3973,0	3609,0	3855,0	3998,0	4100,0	4213,0	4318,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	570,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	29,0	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**17672,0**	**18006,0**	**19201,0**	**19910,0**	**20422,0**	**20997,0**	**21531,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	18238,4	18650,5	19942,2	21199,6	21549,6	21969,6	22910,4
АЭС	тыс. кВт	2000,0	2000,0	2000,0	3070,0	3070,0	3070,0	4140,0
ГЭС	тыс. кВт	5365,5	5365,5	5947,5	5947,5	5947,5	5947,5	5947,5
ТЭС	тыс. кВт	10666,2	11069,2	11759,2	11939,2	12289,2	12709,2	12580,0
ВИЭ	тыс. кВт	206,7	215,8	235,5	242,9	242,9	242,9	242,9
в т. ч. ВЭС	тыс. кВт	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Малые ГЭС	тыс. кВт	205,7	214,8	234,5	241,9	241,9	241,9	241,9
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	989,3	987,2	987,2	992,2	992,2	992,2	952,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	147,0	205,0	877,0	0,0	40,0	0,0	0,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	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**	**17102,1**	**17458,3**	**18078,0**	**20207,4**	**20517,4**	**20977,4**	**21958,2**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**-569,9**	**-547,7**	**-1123,0**	**297,4**	**95,4**	**-19,6**	**427,2**

Баланс мощности ОЭС Урала

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	252396,0	257627,0	263715,0	268747,0	273529,0	278038,0	283056,0
Рост потребления электрической энергии	%	1,6	2,1	2,4	1,9	1,8	1,6	1,8
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	36302,0	37218,0	38210,0	39035,0	39762,0	40453,0	41218,0
Число часов использования максимума	час	6953	6922	6902	6885	6879	6873	6867
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	8388,0	8577,0	8782,0	8953,0	9104,0	9248,0	9407,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	23,1	23,0	23,0	22,9	22,9	22,9	22,8
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**44690,0**	**45795,0**	**46992,0**	**47988,0**	**48866,0**	**49701,0**	**50625,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	46134,5	47117,3	49072,3	51343,3	54421,1	54712,1	54956,1
АЭС	тыс. кВт	600,0	600,0	600,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	тыс. кВт	1811,4	1820,4	1832,4	1838,4	1851,4	1861,4	1911,4
ТЭС	тыс. кВт	43700,8	44674,6	46617,6	48002,6	51067,4	51348,4	51542,4
ВИЭ	тыс. кВт	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3
в т. ч. ВЭС	тыс. кВт	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Малые ГЭС	тыс. кВт	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	1231,8	1029,8	992,8	998,8	983,2	984,2	1004,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	57,0	638,0	915,0	745,0	2003,0	533,0	594,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	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**	**44845,7**	**45449,5**	**47164,5**	**49599,5**	**51434,9**	**53194,9**	**53357,9**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**155,7**	**-345,5**	**172,5**	**1611,5**	**2568,9**	**3493,9**	**2732,9**

Баланс мощности ОЭС Урала с учетом только вводов с высокой вероятностью реализации

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	252396,0	257627,0	263715,0	268747,0	273529,0	278038,0	283056,0
Рост потребления электрической энергии	%	1,6	2,1	2,4	1,9	1,8	1,6	1,8
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	36302,0	37218,0	38210,0	39035,0	39762,0	40453,0	41218,0
Число часов использования максимума	час	6953	6922	6902	6885	6879	6873	6867
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	8388,0	8577,0	8782,0	8953,0	9104,0	9248,0	9407,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	23,1	23,0	23,0	22,9	22,9	22,9	22,8
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**44690,0**	**45795,0**	**46992,0**	**47988,0**	**48866,0**	**49701,0**	**50625,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	46045,5	47015,3	48428,3	50693,3	53598,1	53806,1	53606,1
АЭС	тыс. кВт	600,0	600,0	600,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	тыс. кВт	1811,4	1811,4	1811,4	1811,4	1811,4	1811,4	1811,4
ТЭС	тыс. кВт	43611,8	44581,6	45994,6	47379,6	50284,4	50492,4	50292,4
ВИЭ	тыс. кВт	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3
в т. ч. ВЭС	тыс. кВт	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Малые ГЭС	тыс. кВт	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	1314,0	1112,0	1072,0	1072,0	1046,4	1046,4	1046,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	45,0	638,0	385,0	745,0	2003,0	460,0	200,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	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**	**44686,5**	**45265,3**	**46971,3**	**48876,3**	**50548,7**	**52299,7**	**52359,7**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**-3,5**	**-529,7**	**-20,7**	**888,3**	**1682,7**	**2598,7**	**1734,7**

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения совмещенного максимума с ЕЭС

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	213403,0	217911,0	224170,0	229278,0	238723,0	246308,0	251518,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,4	2,1	2,9	2,3	4,1	3,2	2,1
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	30282,0	30920,0	31770,0	32505,0	33718,0	34817,0	35601,0
Число часов использования максимума	час	7047	7048	7056	7054	7080	7074	7065
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	7316,0	7449,0	7638,0	7800,0	8072,0	8318,0	8491,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	90,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	24,2	24,1	24,0	24,0	23,9	23,9	23,9
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**37598,0**	**38369,0**	**39408,0**	**40305,0**	**41790,0**	**43135,0**	**44092,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	46934,8	49654,4	50780,3	51808,3	52932,3	53735,3	54000,3
АЭС	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс. кВт	22264,4	24264,2	25269,1	25269,1	25274,1	25281,1	25286,1
ТЭС	тыс. кВт	24665,4	25385,2	25482,2	26510,2	27629,2	28425,2	28685,2
ВИЭ	тыс. кВт	5,0	5,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
в т. ч. Малые ГЭС	тыс. кВт	5,0	5,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	11342,2	9946,5	10232,9	10232,9	10223,9	8351,9	8357,0
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	0,0	371,5	112,0	400,0	220,0	730,0	100,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс. кВт	1600,0	1600,0	1198,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс. кВт**	**33992,6**	**37736,4**	**39237,4**	**41175,4**	**42488,4**	**44653,4**	**45543,3**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**-3605,4**	**-632,6**	**-170,6**	**870,4**	**698,4**	**1518,4**	**1451,3**

Баланс мощности ОЭС Снбири на час прохождения совмещенного максимума с ЕЭС с учетом только вводов с высокой вероятностью реализации

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	213403,0	217911,0	224170,0	229278,0	238723,0	246308,0	251518,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,4	2,1	2,9	2,3	4,1	3,2	2,1
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	30282,0	30920,0	31770,0	32505,0	33718,0	34817,0	35601,0
Число часов использования максимума	час	7047	7048	7056	7054	7080	7074	7065
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	7316,0	7449,0	7638,0	7800,0	8072,0	8318,0	8491,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	90,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	24,2	24,1	24,0	24,0	23,9	23,9	23,9
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**37598,0**	**38369,0**	**39408,0**	**40305,0**	**41790,0**	**43135,0**	**44092,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	46936,8	49616,4	50625,3	51103,3	52122,3	52138,3	52138,3
АЭС	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс. кВт	22264,4	24264,2	25264,1	25264,1	25264,1	25264,1	25264,1
ТЭС	тыс. кВт	24667,4	25347,2	25332,2	25810,2	26829,2	26845,2	26845,2
ВИЭ	тыс. кВт	5,0	5,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
в т. ч. Малые ГЭС	тыс. кВт	5,0	5,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	11379,2	9983,5	10234,9	10234,9	10197,9	8353,9	8354,0
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	0,0	371,5	0,0	0,0	120,0	0,0	0,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс. кВт	1600,0	1600,0	1198,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс. кВт**	**33957,6**	**37661,4**	**39192,4**	**40868,4**	**41804,4**	**43784,4**	**43784,3**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**-3640,4**	**-707,6**	**-215,6**	**563,4**	**14,4**	**649,4**	**-307,7**

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения собственного максимума

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	213403,0	217911,0	224170,0	229278,0	238723,0	246308,0	251518,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,4	2,1	2,9	2,3	4,1	3,2	2,1
Максимум, собственный	тыс. кВт	31972,0	32648,0	33546,0	34321,0	35596,0	36752,0	37578,0
Число часов использования максимума	час	6675	6675	6682	6680	6706	6702	6693
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	7689,0	7831,0	8030,0	8202,0	8488,0	8746,0	8929,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	90,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	24,0	24,0	23,9	23,9	23,8	23,8	23,8
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**39661,0**	**40479,0**	**41576,0**	**42523,0**	**44084,0**	**45498,0**	**46507,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	46934,8	49654,4	50780,3	51808,3	52932,3	53735,3	54000,3
АЭС	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс. кВт	22264,4	24264,2	25269,1	25269,1	25274,1	25281,1	25286,1
ТЭС	тыс. кВт	24665,4	25385,2	25482,2	26510,2	27629,2	28425,2	28685,2
ВИЭ	тыс. кВт	5,0	5,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
в т. ч. Малые ГЭС	тыс. кВт	5,0	5,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	11342,2	9946,5	10232,9	10232,9	10223,9	8351,9	8357,0
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	0,0	371,5	112,0	400,0	220,0	730,0	100,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс. кВт	1600,0	1600,0	1198,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс. кВт**	**33992,6**	**37736,4**	**39237,4**	**41175,4**	**42488,4**	**44653,4**	**45543,3**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**-5668,4**	**-2742,6**	**-2338,6**	**-1347,6**	**-1595,6**	**-844,6**	**-963,7**

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения собственного максимума с учетом только вводов с высокой вероятностью реализации

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	213403,0	217911,0	224170,0	229278,0	238723,0	246308,0	251518,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,4	2,1	2,9	2,3	4,1	3,2	2,1
Максимум, собственный	тыс. кВт	31972,0	32648,0	33546,0	34321,0	35596,0	36752,0	37578,0
Число часов использования максимума	час	6675	6675	6682	6680	6706	6702	6693
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	7689,0	7831,0	8030,0	8202,0	8488,0	8746,0	8929,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	90,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	24,0	24,0	23,9	23,9	23,8	23,8	23,8
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**39661,0**	**40479,0**	**41576,0**	**42523,0**	**44084,0**	**45498,0**	**46507,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	46936,8	49616,4	50625,3	51103,3	52122,3	52138,3	52138,3
АЭС	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс. кВт	22264,4	24264,2	25264,1	25264,1	25264,1	25264,1	25264,1
ТЭС	тыс. кВт	24667,4	25347,2	25332,2	25810,2	26829,2	26845,2	26845,2
ВИЭ	тыс. кВт	5,0	5,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
в т. ч. Малые ГЭС	тыс. кВт	5,0	5,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	11379,2	9983,5	10234,9	10234,9	10197,9	8353,9	8354,0
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	0,0	371,5	0,0	0,0	120,0	0,0	0,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Запертая мощность	тыс. кВт	1600,0	1600,0	1198,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс. кВт**	**33957,6**	**37661,4**	**39192,4**	**40868,4**	**41804,4**	**43784,4**	**43784,3**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**-5703,4**	**-2817,6**	**-2383,6**	**-1654,6**	**-2279,6**	**-1713,6**	**-2722,7**

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения совмещенного максимума

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	30726,0	32136,0	34540,0	35606,0	36560,0	37389,0	38683,0
Рост потребления электрической энергии	%	1,9	4,6	7,5	3,1	2,7	2,3	3,5
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	4351,0	4581,0	4896,0	5022,0	5168,0	5305,0	5476,0
Число часов использования максимума	час	7062	7015	7055	7090	7074	7048	7064
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	1127,0	1010,0	1079,0	1107,0	1139,0	1169,0	1207,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	170,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	25,9	22,0	22,0	22,1	22,0	22,0	22,0
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**5478,0**	**5591,0**	**5975,0**	**6129,0**	**6307,0**	**6474,0**	**6683,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	9246,6	9269,6	9625,1	9828,1	10077,1	9920,1	9826,1
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	3500,0	3675,0	3680,0	3685,0
ТЭС	тыс. кВт	5906,6	5906,6	6262,1	6305,1	6379,1	6217,1	6118,1
ВИЭ	тыс. кВт	0,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
в т. ч. ВЭС	тыс. кВт	0,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	61,9	121,9	121,9	159,6	159,6	114,6	114,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	0,0	0,0	352,5	190,0	0,0	0,0	0,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	тыс. кВт	0,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Запертая мощность	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс. кВт**	**9184,7**	**9124,7**	**9127,7**	**9455,5**	**9894,5**	**9782,5**	**9688,5**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**3706,7**	**3533,7**	**3152,7**	**3326,5**	**3587,5**	**3308,5**	**3005,5**

Балаис мощности ОЭС Востока на час прохождения совмещенного максимума с учетом только вводов с высокой вероятностью реализации

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	30726,0	32136,0	34540,0	35606,0	36560,0	37389,0	38683,0
Рост потребления электрической энергии	%	1,9	4,6	7,5	3,1	2,7	2,3	3,5
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс. кВт	4351,0	4581,0	4896,0	5022,0	5168,0	5305,0	5476,0
Число часов использования максимума	час	7062	7015	7055	7090	7074	7048	7064
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	1127,0	1010,0	1079,0	1107,0	1139,0	1169,0	1207,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	170,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	25,9	22,0	22,0	22,1	22,0	22,0	22,0
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**5478,0**	**5591,0**	**5975,0**	**6129,0**	**6307,0**	**6474,0**	**6683,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	9246,6	9269,6	9625,1	9828,1	10062,1	9900,1	9731,1
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	3500,0	3660,0	3660,0	3660,0
ТЭС	тыс. кВт	5906,6	5906,6	6262,1	6305,1	6379,1	6217,1	6048,1
ВИЭ	тыс. кВт	0,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
в т. ч. ВЭС	тыс. кВт	0,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	61,9	121,9	121,9	159,6	159,6	114,6	114,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	0,0	0,0	352,5	190,0	0,0	0,0	0,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	тыс. кВт	0,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Запертая мощность	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс. кВт**	**9184,7**	**9124,7**	**9127,7**	**9455,5**	**9879,5**	**9762,5**	**9593,5**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**3706,7**	**3533,7**	**3152,7**	**3326,5**	**3572,5**	**3288,5**	**2910,5**

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	30726,0	32136,0	34540,0	35606,0	36560,0	37389,0	38683,0
Рост потребления электрической энергии	%	1,9	4,6	7,5	3,1	2,7	2,3	3,5
Максимум, собственный	тыс. кВт	5281,0	5560,0	5934,0	6085,0	6259,0	6424,0	6632,0
Число часов использования максимума	час	5818	5780	5821	5851	5841	5820	5833
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	1332,0	1225,0	1307,0	1341,0	1379,0	1415,0	1461,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	170,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	25,2	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**6613,0**	**6785,0**	**7241,0**	**7426,0**	**7638,0**	**7839,0**	**8093,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	9246,6	9269,6	9625,1	9828,1	10077,1	9920,1	9826,1
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	3500,0	3675,0	3680,0	3685,0
ТЭС	тыс. кВт	5906,6	5906,6	6262,1	6305,1	6379,1	6217,1	6118,1
ВИЭ	тыс. кВт	0,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
в т. ч. ВЭС	тыс. кВт	0,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	61,9	121,9	121,9	159,6	159,6	114,6	114,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	0,0	0,0	352,5	190,0	0,0	0,0	0,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	тыс. кВт	0,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Запертая мощность	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс. кВт**	**9184,7**	**9124,7**	**9127,7**	**9455,5**	**9894,5**	**9782,5**	**9688,5**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**2571,7**	**2339,7**	**1886,7**	**2029,5**	**2256,5**	**1943,5**	**1595,5**

Баланс мощности ОЭС Востока на час прохождения собственного максимума с учетом только вводов с высокой вероятностью реализации

		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ								
Потребление электрической энергии	млн. кВт•ч	30726,0	32136,0	34540,0	35606,0	36560,0	37389,0	38683,0
Рост потребления электрической энергии	%	1,9	4,6	7,5	3,1	2,7	2,3	3,5
Максимум, собственный	тыс. кВт	5281,0	5560,0	5934,0	6085,0	6259,0	6424,0	6632,0
Число часов использования максимума	час	5818	5780	5821	5851	5841	5820	5833
Нормативный расчетный резерв мощности	тыс. кВт	1332,0	1225,0	1307,0	1341,0	1379,0	1415,0	1461,0
в т. ч. экспорт (справочно)	тыс. кВт	170,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Нормативный расчетный резерв мощности в % к суммарному максимуму	%	25,2	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ИТОГО потребность	**тыс. кВт**	**6613,0**	**6785,0**	**7241,0**	**7426,0**	**7638,0**	**7839,0**	**8093,0**
ПОКРЫТИЕ								
Установленная мощность на конец года	тыс. кВт	9246,6	9269,6	9625,1	9828,1	10062,1	9900,1	9731,1
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	3500,0	3660,0	3660,0	3660,0
ТЭС	тыс. кВт	5906,6	5906,6	6262,1	6305,1	6379,1	6217,1	6048,1
ВИЭ	тыс. кВт	0,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
в т. ч. ВЭС	тыс. кВт	0,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Ограничения мощности на конец года	тыс. кВт	61,9	121,9	121,9	159,6	159,6	114,6	114,6
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс. кВт	0,0	0,0	352,5	190,0	0,0	0,0	0,0
Недоиспользование мощности нетрадиционных источников энергии на суммарный максимум	тыс. кВт	0,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Запертая мощность	тыс. кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие максимума нагрузки	**тыс. кВт**	**9184,7**	**9124,7**	**9127,7**	**9455,5**	**9879,5**	**9762,5**	**9593,5**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс. кВт**	**2571,7**	**2339,7**	**1886,7**	**2029,5**	**2241,5**	**1923,5**	**1500,5**

Приложение № 8
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2011-2017 годы

Региональная структура перспективных балансов мощности на 2011-2017 годы

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Северо-Запада на 2011-2017 годы

МВт

ОЭС Северо-Запада	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС	**14836**	**15295**	**15668**	**15989**	**16310**	**16717**	**17077**
Энергосистема Архангельской области							
Потребность (собственный максимум)	**1245**	**1274**	**1297**	**1320**	**1341**	**1363**	**1386**
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
ВИЭ							
Энергосистема Калининградской области							
Потребность (собственный максимум)	**746**	**764**	**782**	**801**	**820**	**890**	**956**
Покрытие (установленная мощность)	**978,1**	**978,1**	**1008,1**	**987,3**	**987,3**	**2137,3**	**2137,3**
в том числе:							
АЭС						1150,0	1150,0
ГЭС							
ТЭС	971,3	971,3	1001,3	980,5	980,5	980,5	980,5
ВИЭ	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
в т.ч. ВЭС	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
малые ГЭС	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Энергосистема Республики Карелии							
Потребность (собственный максимум)	**1334**	**1353**	**1370**	**1390**	**1408**	**1472**	**1492**
Покрытие (установленная мощность)	**1095,7**	**1095,7**	**1095,7**	**1095,7**	**1095,7**	**1095,7**	**1275,7**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	577,6	577,6	577,6	577,6	577,6	577,6	577,6
ТЭС	462,0	462,0	462,0	462,0	462,0	462,0	642,0
ВИЭ	56,1	56,1	56,1	56,1	56,1	56,1	56,1
в т.ч. малые ГЭС	56,1	56,1	56,1	56,1	56,1	56,1	56,1
Энергосистема Мурманской области							
Потребность (собственный максимум)	**2030**	**2086**	**2110**	**2130**	**2155**	**2180**	**2205**
Покрытие (установленная мощность)	**3741,7**	**3746,2**	**3745,2**	**3743,5**	**3772,2**	**3772,2**	**3772,2**
в том числе:							
АЭС	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0
ГЭС	1590,4	1594,9	1593,9	1578,8	1607,5	1607,5	1607,5
ТЭС	379,0	379,0	379,0	379,0	379,0	379,0	379,0
ВИЭ	12,3	12,3	12,3	25,7	25,7	25,7	25,7
в т.ч. ПЭС	1,1	1,1	1,1	13,1	13,1	13,1	13,1
малые ГЭС	11,2	11,2	11,2	12,6	12,6	12,6	12,6

ОЭС Северо-Запада	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Энергосистема Республики Коми							
Потребность (собственный максимум)	**1310**	**1335**	**1360**	**1384**	**1407**	**1430**	**1452**
Покрытие (установленная мощность)	**2301,3**	**2223,3**	**2223,3**	**2223,3**	**2266,3**	**2266,3**	**2266,3**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	2301,3	2223,3	2223,3	2223,3	2216,3	2216,3	2216,3
ВИЭ					50,0	50,0	50,0
в т.ч. ВЭС					50,0	50,0	50,0
Энергосистема Ленинградской области и Санкт-Петербурга							
Потребность (собственный максимум)	**7595**	**7882**	**8130**	**8325**	**8530**	**8730**	**8928**
Покрытие (установленная мощность)	**12220,3**	**12707,6**	**13132,1**	**14850,9**	**14779,4**	**15997,4**	**15975,9**
в том числе:							
АЭС	4000,0	4000,0	4000,0	5176,0	5176,0	6352,0	6352,0
ГЭС	690,5	703,8	718,3	721,3	729,8	732,8	732,8
ТЭС	7529,8	8003,8	8413,8	8953,6	8873,6	8912,6	8891,1
ВИЭ							
Энергосистема Новгородской области							
Потребность (собственный максимум)	**683**	**710**	**732**	**755**	**767**	**780**	**793**
Покрытие (установленная мощность)	**414,0**	**414,0**	**414,0**	**414,0**	**414,0**	**414,0**	**414,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	414,0	414,0	414,0	414,0	414,0	414,0	414,0
ВИЭ							
Энергосистема Псковской области							
Потребность (собственный максимум)	**422**	**433**	**442**	**449**	**457**	**465**	**472**
Покрытие (установленная мощность)	**433,0**	**433,0**	**433,0**	**433,0**	**433,0**	**433,0**	**433,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	430,0	430,0	430,0	430,0	430,0	430,0	430,0
ВИЭ	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
в т.ч. малые ГЭС	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Центра на 2011-2017 годы

МВт

ОЭС Центра	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС	**37204**	**38657**	**40298**	**41464**	**42583**	**43783**	**44878**
Энергосистема Белгородской области							
Потребность (собственный максимум)	**2120**	**2212**	**2312**	**2384**	**2441**	**2481**	**2527**
Покрытие (установленная мощность)	**280,0**	**280,0**	**280,0**	**280,0**	**234,0**	**234,0**	**234,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	280,0	280,0	280,0	280,0	234,0	234,0	234,0
ВИЭ							
Энергосистема Брянской области							
Потребность (собственный максимум)	**781**	**792**	**801**	**811**	**820**	**829**	**839**
Покрытие (установленная мощность)	**66,0**	**66,0**	**66,0**	**66,0**	**16,0**	**16,0**	**16,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	66,0	66,0	66,0	66,0	16,0	16,0	16,0
ВИЭ							
Энергосистема Владимирской области							
Потребность (собственный максимум)	**1276**	**1366**	**1402**	**1428**	**1448**	**1470**	**1492**
Покрытие (установленная мощность)	**436,5**	**376,0**	**376,0**	**606,0**	**606,0**	**606,0**	**606,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	436,5	376,0	376,0	606,0	606,0	606,0	606,0
ВИЭ							
Энергосистема Вологодской области							
Потребность (собственный максимум)	**2030**	**2101**	**2147**	**2182**	**2245**	**2384**	**2526**
Покрытие (установленная мощность)	**1430,8**	**1540,8**	**1540,8**	**1960,8**	**1960,8**	**1960,8**	**1960,8**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0
ТЭС	1344,8	1454,8	1454,8	1454,8	1874,8	1874,8	1874,8
ВИЭ	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
в т.ч. малые ГЭС	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Энергосистема Воронежской области							
Потребность (собственный максимум)	**1773**	**1865**	**1988**	**2029**	**2136**	**2224**	**2277**
Покрытие (установленная мощность)	**2136,6**	**2136,6**	**3304,6**	**3304,6**	**4707,6**	**4290,6**	**3873,6**
в том числе:							
АЭС	1834,0	1834,0	3014,0	3014,0	4194,0	3777,0	3360,0
ГЭС							
ТЭС	302,6	302,6	290,6	290,6	513,6	513,6	513,6
ВИЭ							
Энергосистема Ивановской области							
Потребность (собственный максимум)	**713**	**740**	**753**	**764**	**773**	**782**	**792**
Покрытие (установленная мощность)	**977,0**	**1302,0**	**1242,0**	**1242,0**	**1230,0**	**1230,0**	**1230,0**
в том числе:							
АЭС							

ОЭС Центра	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ГЭС							
ТЭС	977,0	1302,0	1242,0	1242,0	1230,0	1230,0	1230,0
ВИЭ							
Энергосистема Калужской области							
Потребность (собственный максимум)	**905**	**1030**	**1210**	**1375**	**1490**	**1585**	**1639**
Покрытие (установленная мощность)	**97,0**	**118,1**	**118,1**	**118,1**	**118,1**	**118,1**	**118,1**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	97,0	118,1	118,1	118,1	118,1	118,1	118,1
ВИЭ							
Энергосистема Костромской области							
Потребность (собственный максимум)	**688**	**709**	**722**	**731**	**739**	**764**	**779**
Покрытие (установленная мощность)	**3824,0**	**3824,0**	**3824,0**	**3824,0**	**3824,0**	**3824,0**	**3824,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	3824,0	3824,0	3824,0	3824,0	3824,0	3824,0	3824,0
ВИЭ							
Энергосистема Курской области							
Потребность (собственный максимум)	**1260**	**1290**	**1302**	**1315**	**1328**	**1350**	**1363**
Покрытие (установленная мощность)	**4345,8**	**4345,8**	**4345,8**	**4345,8**	**4452,8**	**4452,8**	**4452,8**
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	452,8	452,8	452,8
ВИЭ							
Энергосистема Липецкой области							
Потребность (собственный максимум)	**1695**	**1812**	**1859**	**1906**	**1958**	**2006**	**2048**
Покрытие (установленная мощность)	**973,5**	**955,5**	**1055,5**	**995,5**	**1045,5**	**1045,5**	**1033,5**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	973,5	955,5	1055,5	995,5	1045,5	1045,5	1033,5
ВИЭ							
Энергосистема Москвы и Московской области							
Потребность (собственный максимум)	**17450**	**18000**	**18930**	**19510**	**20070**	**20680**	**21270**
Покрытие (установленная мощность)	**18503,2**	**19223,7**	**19433,7**	**20703,7**	**20729,7**	**20729,7**	**20729,7**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	1283,4	1703,4	1913,4	2123,4	2123,4	2123,4	2123,4
ТЭС	17210,1	17510,6	17510,6	18570,6	18596,6	18596,6	18596,6
ВИЭ	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
в т.ч. БиоТЭЦ	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
Энергосистема Орловской области							
Потребность (собственный максимум)	**506**	**514**	**519**	**524**	**529**	**535**	**540**
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
ВИЭ							
Энергосистема Рязанской области							
Потребность (собственный максимум)	**1140**	**1184**	**1210**	**1242**	**1258**	**1272**	**1286**

ОЭС Центра	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Покрытие (установленная мощность)	**3641,0**	**3641,0**	**3641,0**	**3816,0**	**3816,0**	**3816,0**	**3816,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	3641,0	3641,0	3641,0	3816,0	3816,0	3816,0	3816,0
ВИЭ							
Энергосистема Смоленской области							
Потребность (собственный максимум)	**1087**	**1108**	**1119**	**1130**	**1142**	**1155**	**1168**
Покрытие (установленная мощность)	**4033,0**	**4033,0**	**4033,0**	**4033,0**	**4033,0**	**4033,0**	**4033,0**
в том числе:							
АЭС	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0	3000,0
ГЭС							
ТЭС	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0
ВИЭ							
Энергосистема Тамбовской области							
Потребность (собственный максимум)	**622**	**641**	**658**	**670**	**685**	**693**	**702**
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
ВИЭ							
Энергосистема Тверской области							
Потребность (собственный максимум)	**1270**	**1365**	**1423**	**1455**	**1478**	**1505**	**1530**
Покрытие (установленная мощность)	**6775,6**	**6775,6**	**6775,6**	**6775,6**	**6775,6**	**6775,6**	**6775,6**
в том числе:							
АЭС	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0
ГЭС							
ТЭС	2773,0	2773,0	2773,0	2773,0	2773,0	2773,0	2773,0
ВИЭ	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
в т.ч. малые ГЭС	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Энергосистема Тульской области							
Потребность (собственный максимум)	**1686**	**1732**	**1770**	**1806**	**1844**	**1875**	**1906**
Покрытие (установленная мощность)	**2429,5**	**2619,5**	**2813,3**	**3142,1**	**3102,1**	**2632,1**	**2632,1**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	2429,5	2619,5	2813,3	3142,1	3102,1	2632,1	2632,1
ВИЭ							
Энергосистема Ярославской области							
Потребность (собственный максимум)	**1427**	**1473**	**1504**	**1574**	**1608**	**1643**	**1680**
Покрытие (установленная мощность)	**1271,9**	**1271,9**	**1281,9**	**1731,9**	**1691,9**	**1701,9**	**1711,9**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	466,4	466,4	476,4	476,4	486,4	496,4	506,4
ТЭС	805,5	805,5	805,5	1255,5	1205,5	1205,5	1205,5
ВИЭ							

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Средней Волги на 2011-2017 годы

МВт

ОЭС Средней Волги	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС	**17299**	**17920**	**18465**	**18882**	**19233**	**19616**	**20015**
Энергосистема Республики Мари-Эл							
Потребность (собственный максимум)	**568**	**576**	**584**	**592**	**600**	**608**	**616**
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
ВИЭ							
Энергосистема Республики Мордовия							
Потребность (собственный максимум)	**588**	**611**	**621**	**628**	**635**	**641**	**648**
Покрытие (установленная мощность)	**442,0**	**382,0**	**382,0**	**382,0**	**382,0**	**382,0**	**382,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	442,0	382,0	382,0	382,0	382,0	382,0	382,0
ВИЭ							
Энергосистема Нижегородской области							
Потребность (собственный максимум)	**3610**	**3715**	**3834**	**4002**	**4106**	**4185**	**4262**
Покрытие (установленная мощность)	**2596,0**	**2546,0**	**2996,0**	**3296,0**	**3554,0**	**4007,0**	**4010,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	520,0	520,0	520,0	520,0	523,0	526,0	529,0
ТЭС	2076,0	2026,0	2476,0	2776,0	3031,0	3481,0	3481,0
ВИЭ							
Энергосистема Пензенской области							
Потребность (собственный максимум)	**825**	**861**	**884**	**903**	**925**	**942**	**960**
Покрытие (установленная мощность)	**440,0**	**440,0**	**440,0**	**440,0**	**411,0**	**411,0**	**411,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	440,0	440,0	440,0	440,0	411,0	411,0	411,0
ВИЭ							
Энергосистема Самарской области							
Потребность (собственный максимум)	**3733**	**3855**	**3958**	**4052**	**4151**	**4252**	**4351**
Покрытие (установленная мощность)	**5725,4**	**5710,9**	**5971,9**	**5992,9**	**6013,9**	**6009,9**	**6085,9**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	2330,5	2341,0	2362,0	2383,0	2404,0	2425,0	2446,0
ТЭС	3394,9	3369,9	3609,9	3609,9	3609,9	3584,9	3639,9
ВИЭ							
Энергосистема Саратовской области							
Потребность (собственный максимум)	**2274**	**2356**	**2444**	**2467**	**2492**	**2518**	**2544**
Покрытие (установленная мощность)	**6748,0**	**6747,0**	**6762,0**	**6762,0**	**6763,0**	**6744,0**	**6750,0**
в том числе:							
АЭС	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0
ГЭС	1360,0	1369,0	1384,0	1384,0	1385,0	1391,0	1397,0
ТЭС	1388,0	1378,0	1378,0	1378,0	1378,0	1353,0	1353,0

ОЭС Средней Волги	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ВИЭ							
Энергосистема Республика Татарстан							
Потребность (собственный максимум)	**4036**	**4253**	**4424**	**4510**	**4583**	**4714**	**4861**
Покрытие (установленная мощность)	**6836,0**	**6957,0**	**6957,0**	**7322,0**	**7407,0**	**7908,0**	**7988,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0
ТЭС	5631,0	5752,0	5752,0	6117,0	6202,0	6703,0	6783,0
ВИЭ							
Энергосистема Ульяновской области							
Потребность (собственный максимум)	**1156**	**1181**	**1201**	**1212**	**1223**	**1234**	**1246**
Покрытие (установленная мощность)	**944,5**	**956,5**	**956,5**	**956,5**	**956,5**	**956,5**	**956,5**
в том числе:							
АЭС	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0
ГЭС							
ТЭС	872,5	884,5	884,5	884,5	884,5	884,5	884,5
ВИЭ							
Энергосистема Чувашской Республики							
Потребность (собственный максимум)	**925**	**941**	**958**	**970**	**981**	**993**	**1006**
Покрытие (установленная мощность)	**2184,2**	**2154,2**	**2154,2**	**2184,2**	**2184,2**	**2184,2**	**2184,2**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0
ТЭС	814,0	784,0	784,0	814,0	814,0	814,0	814,0
ВИЭ	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
в т.ч. ВЭС	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Юга на 2011-2017 годы

МВт

ОЭС Юга	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС	**13699**	**14397**	**15346**	**15912**	**16322**	**16784**	**17213**
Энергосистема Астраханской области							
Потребность (собственный максимум)	**765**	**794**	**808**	**817**	**838**	**858**	**878**
Покрытие (установленная мощность)	**514,0**	**514,0**	**749,0**	**749,0**	**749,0**	**749,0**	**749,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	514,0	514,0	749,0	749,0	749,0	749,0	749,0
ВИЭ							
Энергосистема Волгоградской области							
Потребность (собственный максимум)	**2938**	**2996**	**3051**	**3100**	**3142**	**3186**	**3232**
Покрытие (установленная мощность)	**4140,0**	**4186,0**	**4207,0**	**4233,0**	**4743,5**	**4754,0**	**4730,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	2587,5	2608,5	2629,5	2655,5	2666,0	2676,5	2702,5
ТЭС	1530,5	1555,5	1555,5	1555,5	1555,5	1555,5	1505,5
ВИЭ	22,0	22,0	22,0	22,0	522,0	522,0	522,0
в т.ч. ВЭС					500,0	500,0	500,0
малые ГЭС	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
Энергосистема Чеченской Республики							
Потребность (собственный максимум)	**452**	**461**	**470**	**479**	**489**	**498**	**508**
Покрытие (установленная мощность)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС							
ВИЭ							
Энергосистема Республики Дагестан							
Потребность (собственный максимум)	**1043**	**1072**	**1103**	**1133**	**1166**	**1200**	**1235**
Покрытие (установленная мощность)	**1814,5**	**1824,5**	**1930,5**	**1946,5**	**1946,5**	**1946,5**	**1946,5**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	1736,0	1746,0	1852,0	1868,0	1868,0	1868,0	1868,0
ТЭС	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
ВИЭ	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5
в т.ч. малые ГЭС	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5	46,5
Энергосистема Республики Ингушетия							
Потребность (собственный максимум)	**121**	**125**	**130**	**135**	**139**	**145**	**150**
Покрытие (установленная мощность)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**104,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС							104,0
ВИЭ							
Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики							

ОЭС Юга	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Потребность (собственный максимум)	**287**	**297**	**302**	**307**	**312**	**318**	**325**
Покрытие (установленная мощность)	**178,8**	**186,3**	**206,0**	**213,4**	**323,4**	**323,4**	**323,4**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	125,1	125,1	125,1	125,1	235,1	235,1	235,1
ТЭС	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ВИЭ	31,7	39,2	58,9	66,3	66,3	66,3	66,3
в т.ч. малые ГЭС	31,7	39,2	58,9	66,3	66,3	66,3	66,3
Энергосистема Республики Калмыкии							
Потребность (собственный максимум)	**107**	**134**	**176**	**193**	**196**	**199**	**202**
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
ВИЭ	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
в т.ч. ВЭС	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Энергосистема Карачаево-Черкесской Республики							
Потребность (собственный максимум)	**220**	**224**	**229**	**234**	**239**	**245**	**252**
Покрытие (установленная мощность)	**174,6**	**174,6**	**314,6**	**314,6**	**401,9**	**401,9**	**463,9**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	160,0	160,0	300,0	300,0	387,3	387,3	449,3
ТЭС	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
ВИЭ	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
в т.ч. малые ГЭС	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея							
Потребность (собственный максимум)	**3693**	**4067**	**4709**	**4976**	**5158**	**5342**	**5518**
Покрытие (установленная мощность)	**1848,0**	**2190,0**	**2510,0**	**2690,0**	**2710,0**	**2710,0**	**2710,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	76,9	76,9	76,9	76,9	76,9	76,9	76,9
ТЭС	1761,7	2103,7	2423,7	2603,7	2623,7	2623,7	2623,7
ВИЭ	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
в т.ч. малые ГЭС	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Энергосистема Ростовской области							
Потребность (собственный максимум)	**2873**	**3008**	**3145**	**3300**	**3385**	**3515**	**3600**
Покрытие (установленная мощность)	**4839,5**	**4875,5**	**4875,5**	**6605,5**	**7265,5**	**7285,5**	**8296,3**
в том числе:							
АЭС	2000,0	2000,0	2000,0	3070,0	3070,0	3070,0	4140,0
ГЭС	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5
ТЭС	2628,0	2664,0	2664,0	3324,0	3984,0	4004,0	3944,8
ВИЭ							
Энергосистема Республики Северной Осетии							
Потребность (собственный максимум)	**416**	**424**	**431**	**440**	**448**	**456**	**463**
Покрытие (установленная мощность)	**99,6**	**104,6**	**446,6**	**446,6**	**446,6**	**446,6**	**450,1**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	60,0	60,0	402,0	402,0	402,0	402,0	404,0
ТЭС	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
ВИЭ	33,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	40,1
в т.ч. малые ГЭС	33,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	40,1
Энергосистема Ставропольского края							

ОЭС Юга	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Потребность (собственный максимум)	**1570**	**1630**	**1699**	**1744**	**1782**	**1823**	**1879**
Покрытие (установленная мощность)	**4619,5**	**4622,1**	**4764,2**	**4772,6**	**4782,7**	**5209,7**	**5211,7**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	416,0	416,0	421,0	427,1	437,2	444,2	446,2
ТЭС	4140,0	4140,0	4275,0	4275,0	4275,0	4695,0	4695,0
ВИЭ	63,5	66,1	68,2	70,5	70,5	70,5	70,5
в т.ч. малые ГЭС	63,5	66,1	68,2	70,5	70,5	70,5	70,5

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Урала на 2011-2017 годы

МВт

ОЭС Урала	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС	**36302**	**37218**	**38210**	**39035**	**39762**	**40453**	**41218**
Энергосистема Республики Башкортостан							
Потребность (собственный максимум)	**3811**	**3904**	**4013**	**4130**	**4190**	**4250**	**4312**
Покрытие (установленная мощность)	**4799,0**	**4959,0**	**5499,0**	**5499,0**	**5499,0**	**5572,0**	**5966,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	211,4	211,4	211,4	211,4	211,4	211,4	211,4
ТЭС	4572,3	4732,3	5272,3	5272,3	5272,3	5345,3	5739,3
ВИЭ	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
в.т.ч. ВЭС	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
малые ГЭС	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1
Энергосистема Кировской области							
Потребность (собственный максимум)	**1260**	**1274**	**1289**	**1319**	**1354**	**1370**	**1386**
Покрытие (установленная мощность)	**933,3**	**933,3**	**933,3**	**998,3**	**1046,3**	**1046,3**	**1046,3**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	933,3	933,3	933,3	998,3	1046,3	1046,3	1046,3
ВИЭ							
Энергосистема Курганской области							
Потребность (собственный максимум)	**809**	**825**	**841**	**852**	**860**	**868**	**876**
Покрытие (установленная мощность)	**672,0**	**672,0**	**782,0**	**782,0**	**782,0**	**782,0**	**782,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	672,0	672,0	782,0	782,0	782,0	782,0	782,0
ВИЭ							
Энергосистема Оренбургской области							
Потребность (собственный максимум)	**2440**	**2510**	**2610**	**2680**	**2720**	**2768**	**2815**
Покрытие (установленная мощность)	**3665,0**	**3669,0**	**3669,0**	**3669,0**	**3829,0**	**3779,0**	**3779,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
ТЭС	3635,0	3639,0	3639,0	3639,0	3799,0	3749,0	3749,0
ВИЭ							
Энергосистема Пермского края							
Потребность (собственный максимум)	**3550**	**3660**	**3830**	**3941**	**3997**	**4078**	**4154**
Покрытие (установленная мощность)	**6619,4**	**6579,2**	**6756,2**	**6702,2**	**7147,5**	**7157,5**	**7207,5**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	1570,0	1579,0	1591,0	1597,0	1610,0	1620,0	1670,0
ТЭС	5049,4	5000,2	5165,2	5105,2	5537,5	5537,5	5537,5
ВИЭ							
Энергосистема Свердловской области							
Потребность (собственный максимум)	**6661**	**6862**	**7060**	**7203**	**7408**	**7563**	**7795**
Покрытие (установленная мощность)	**9725,9**	**9725,9**	**9725,9**	**11025,9**	**11059,4**	**11402,4**	**11202,4**
в том числе:							
АЭС	600,0	600,0	600,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС							

ОЭС Урала	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ТЭС	9118,9	9118,9	9118,9	9538,9	9572,4	9915,4	9715,4
ВИЭ	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
в т.ч. малые ГЭС	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Энергосистема Тюменской области, ЯНАО, ХМАО							
Потребность (собственный максимум)	**11750**	**12000**	**12229**	**12408**	**12599**	**12777**	**12952**
Покрытие (установленная мощность)	**13896,3**	**14764,3**	**15592,3**	**16042,3**	**17470,3**	**17470,3**	**17470,3**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	13896,3	14764,3	15592,3	16042,3	17470,3	17470,3	17470,3
ВИЭ							
Энергосистема Удмуртской Республики							
Потребность (собственный максимум)	**1479**	**1535**	**1573**	**1614**	**1637**	**1665**	**1694**
Покрытие (установленная мощность)	**581,1**	**572,1**	**572,1**	**802;1**	**790,1**	**790,1**	**790,1**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	581,1	572,1	572,1	802,1	790,1	790,1	790,1
ВИЭ							
Энергосистема Челябинской области							
Потребность (собственный максимум)	**5337**	**5463**	**5602**	**5744**	**5869**	**6002**	**6139**
Покрытие (установленная мощность)	**5242,5**	**5242,5**	**5542,5**	**5822,5**	**6797,5**	**6712,5**	**6712,5**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	5242,5	5242,5	5542,5	5822,5	6797,5	6712,5	6712,5
ВИЭ							

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Сибири на 2011-2017 годы

МВт

ОЭС Сибири	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС	**30282**	**30920**	**31770**	**32505**	**33718**	**34817**	**35601**
Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края							
Потребность (собственный максимум)	**2033**	**2065**	**2098**	**2133**	**2169**	**2210**	**2253**
Покрытие (установленная мощность)	**1683,3**	**1683,3**	**1707,3**	**1707,3**	**1707,3**	**2037,3**	**2037,3**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1683,3	1683,3	1683,3	1683,3	1683,3	2013,3	2013,3
ВИЭ	0,0	0,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
в т.ч. малые ГЭС	0,0	0,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
Энергосистема Республики Бурятии							
Потребность (собственный максимум)	**1020,0**	**1059,0**	**1103,0**	**1135,0**	**1160,0**	**1196,0**	**1223,0**
Покрытие (установленная мощность)	**1301,8**	**1331,8**	**1331,8**	**1331,8**	**1331,8**	**1331,8**	**1331,8**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1301,8	1331,8	1331,8	1331,8	1331,8	1331,8	1331,8
ВИЭ							
Энергосистема Иркутской области							
Потребность (собственный максимум)	**8321**	**8494**	**8756**	**8947**	**9520**	**9990**	**10288**
Покрытие (установленная мощность)	**13146,1**	**13286,1**	**13386,1**	**13936,1**	**14036,1**	**14436,1**	**14696,1**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4
ТЭС	4057,7	4197,7	4297,7	4847,7	4947,7	5347,7	5607,7
ВИЭ							
Энергосистема Красноярского края							
Потребность (собственный максимум)	**6669**	**6806**	**7072**	**7286**	**7647**	**7981**	**8158**
Покрытие (установленная мощность)	**11450,4**	**13685,2**	**14700,1**	**14700,1**	**15512,1**	**15562,1**	**15562,1**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	6000,0	7999,8	8999,7	8999,7	8999,7	8999,7	8999,7
ТЭС	5445,4	5680,4	5695,4	5695,4	6507,4	6557,4	6557,4
ВИЭ	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
в т.ч. малые ГЭС	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Энергосистема Кемеровской области							
Потребность (собственный максимум)	**4914**	**5030**	**5120**	**5210**	**5290**	**5372**	**5460**
Покрытие (установленная мощность)	**5040,5**	**5015,5**	**5027,5**	**5331,5**	**5355,5**	**5355,5**	**5355,5**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	5040,5	5015,5	5027,5	5331,5	5355,5	5355,5	5355,5
ВИЭ							
Энергосистема Новосибирской области							
Потребность (собственный максимум)	**2626**	**2694**	**2779**	**2849**	**2904**	**2960**	**3018**
Покрытие (установленная мощность)	**3009,5**	**3019,5**	**3034,5**	**3070,5**	**3120,5**	**3136,5**	**3141,5**

ОЭС Сибири	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	455,0	455,0	460,0	460,0	465,0	465,0	470,0
ТЭС	2554,5	2564,5	2574,5	2610,5	2655,5	2671,5	2671,5
ВИЭ							
Энергосистема Омской области							
Потребность (собственный максимум)	**1780**	**1815**	**1863**	**1900**	**1942**	**1998**	**2048**
Покрытие (установленная мощность)	**1636,0**	**1736,0**	**1696,0**	**1714,0**	**1852,0**	**1852,0**	**1852,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1636,0	1736,0	1696,0	1714,0	1852,0	1852,0	1852,0
ВИЭ							
Энергосистема Республики Тыва							
Потребность (собственный максимум)	**150**	**160**	**169**	**194**	**213**	**215**	**217**
Покрытие (установленная мощность)	**39,5**	**39,5**	**39,5**	**39,5**	**39,5**	**39,5**	**39,5**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5
ВИЭ							
Энергосистема Томской области							
Потребность (собственный максимум)	**1423**	**1454**	**1483**	**1522**	**1563**	**1606**	**1651**
Покрытие (установленная мощность)	**1231,2**	**1247,2**	**1247,2**	**1247,2**	**1247,2**	**1247,2**	**1247,2**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1231,2	1247,2	1247,2	1247,2	1247,2	1247,2	1247,2
ВИЭ							
Энергосистема Республики Хакасии							
Потребность (собственный максимум)	**2388**	**2404**	**2434**	**2471**	**2501**	**2532**	**2561**
Покрытие (установленная мощность)	**7038,5**	**7038,5**	**7038,5**	**7158,5**	**7158,5**	**7165,5**	**7165,5**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0	6728,0	6728,0
ТЭС	317,5	317,5	317,5	437,5	437,5	437,5	437,5
ВИЭ							
Энергосистема Забайкальского края							
Потребность (собственный максимум)	**1227**	**1260**	**1280**	**1302**	**1339**	**1365**	**1391**
Покрытие (установленная мощность)	**1358,0**	**1571,8**	**1571,8**	**1571,8**	**1571,8**	**1571,8**	**1571,8**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1358,0	1571,8	1571,8	1571,8	1571,8	1571,8	1571,8
ВИЭ							

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Востока на 2011-2017 годы

МВт

ОЭС Востока	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС	**4351**	**4581**	**4896**	**5022**	**5168**	**5305**	**5476**
Энергосистема Амурской области							
Потребность (собственный максимум)	**1260,0**	**1318,0**	**1436,0**	**1480,0**	**1505,0**	**1532,0**	**1567,0**
Покрытие (установленная мощность)	**3722,0**	**3722,0**	**3705,0**	**3956,0**	**4131,0**	**4136,0**	**4141,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	3340,0	3340,0	3340,0	3500,0	3675,0	3680,0	3685,0
ТЭС	382,0	382,0	365,0	456,0	456,0	456,0	456,0
ВИЭ							
Энергосистема Хабаровского края							
Потребность (собственный максимум)	**1688,0**	**1799,0**	**1903,0**	**1963,0**	**2020,0**	**2058,0**	**2096,0**
Покрытие (установленная мощность)	**2294,6**	**2294,6**	**2434,6**	**2374,6**	**2296,6**	**2134,6**	**1975,6**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	2294,6	2294,6	2434,6	2374,6	2296,6	2134,6	1975,6
ВИЭ							
Энергосистема Приморского края							
Потребность (собственный максимум)	**2200,0**	**2290,0**	**2391,0**	**2423,0**	**2495,0**	**2572,0**	**2706,0**
Покрытие (установленная мощность)	**2612,0**	**2635,0**	**2867,5**	**2879,5**	**3079,5**	**3079,5**	**3139,5**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	2612,0	2612,0	2844,5	2856,5	3056,5	3056,5	3116,5
ВИЭ	0,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
в т.ч. ВЭС	0,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Южно-Якутский энергорайон энергосистемы Саха - Якутия							
Потребность (собственный максимум)	**268,0**	**296,0**	**358,0**	**376,0**	**402,0**	**429,0**	**433,0**
Покрытие (установленная мощность)	**618,0**	**618,0**	**618,0**	**618,0**	**570,0**	**570,0**	**570,0**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	618,0	618,0	618,0	618,0	570,0	570,0	570,0
ВИЭ							

Приложение № 9
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2011-2017 годы

Перспективные балансы электрической энергии по ОЭС и ЕЭС на 2011-2017 годы

Баланс электрической энергии ЕЭС России

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Потребление электрической энергии	млрд. кВт•ч	1009,60	1040,04	1075,99	1102,09	1130,47	1158,15	1183,69
в том числе заряд ГАЭС	млрд. кВт•ч	2,58	2,95	3,28	4,12	4,12	4,12	4,12
Экспорт	млрд. кВт•ч	20,24	10,17	10,17	10,17	10,17	10,17	10,17
Импорт	млрд. кВт•ч	1,62	1,92	1,92	1,92	2,12	2,12	2,12
Потребность	**млрд. кВт•ч**	**1028,22**	**1048,29**	**1084,24**	**1110,33**	**1138,51**	**1166,19**	**1191,74**
Производство электрической энергии - всего	**млрд. кВт•ч**	**1028,22**	**1048,29**	**1084,24**	**1110,33**	**1138,51**	**1166,19**	**1191,74**
ГЭС	млрд. кВт•ч	158,29	164,40	175,52	179,75	181,71	183,39	183,62
АЭС	млрд. кВт•ч	172,12	182,53	188,73	214,44	225,73	228,96	236,33
ТЭС	млрд. кВт•ч	696,66	700,11	718,55	714,65	729,57	751,79	769,74
ВИЭ- всего	млрд. кВт•ч	1,16	1,24	1,43	1,50	1,50	2,05	2,05
малые ГЭС,ПЭС	млрд. кВт•ч	1,10	1,18	1,37	1,44	1,44	1,44	1,44
Био ТЭС	млрд. кВт•ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
ВЭС	млрд. кВт•ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,56	0,56
Установленная мощность- всего	**МВт**	**221600,3**	**227484,2**	**235047,7**	**245323,6**	**253326,5**	**257143,0**	**258620,8**
ГЭС	МВт	44266,6	46763,7	48664,1	49097,1	49580,2	49662,7	49854,7
АЭС	МВт	25266,0	25266,0	26446,0	29572,0	30752,0	32661,0	33314,0
ТЭС	МВт	151739,4	155088,1	159525,4	166219,2	172009,0	173834,0	174465,3
ВИЭ- всего	МВт	328,3	366,4	412,2	435,3	985,3	985,3	986,8
малые ГЭС,ПЭС	МВт	310,1	325,2	371,0	394,1	394,1	394,1	395,6
Био ТЭС	МВт	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
ВЭС	МВт	8,5	31,5	31,5	31,5	581,5	581,5	581,5

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6812	7224	7137	7251	7340	7010	7094
ТЭС	час/год	4591	4514	4504	4299	4241	4325	4412

Баланс электрической энергии ЕЭС России без ОЭС Востока

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Потребление электрической энергии	млрд. кВт•ч	978,88	1007,91	1041,45	1066,48	1093,91	1120,76	1145,01
в том числе заряд ГАЭС	млрд. кВт•ч	2,58	2,95	3,28	4,12	4,12	4,12	4,12
Экспорт	млрд. кВт•ч	19,04	10,15	10,15	10,15	10,15	10,15	10,15
Импорт	млрд. кВт•ч	1,62	1,92	1,92	1,92	2,12	2,12	2,12
Потребность	**млрд. кВт•ч**	**996,30**	**1016,13**	**1049,68**	**1074,71**	**1101,94**	**1128,79**	**1153,04**
Производство электрической энергии - всего	**млрд. кВт•ч**	**996,30**	**1016,13**	**1049,68**	**1074,71**	**1101,94**	**1128,79**	**1153,04**
ГЭС	млрд. кВт•ч	149,23	152,88	164,00	168,16	168,99	170,22	170,45
АЭС	млрд. кВт•ч	172,12	182,53	188,73	214,44	225,73	228,96	236,33
ТЭС	млрд. кВт•ч	673,80	679,49	695,52	690,62	705,72	727,56	744,21
ВИЭ- всего	млрд. кВт•ч	1,16	1,23	1,43	1,49	1,49	2,04	2,04
малые ГЭС,ПЭС	млрд. кВт•ч	1,10	1,18	1,37	1,44	1,44	1,44	1,44
Био ТЭС	млрд. кВт•ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
ВЭС	млрд. кВт•ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,56	0,56
Установленная мощность- всего	**МВт**	**212353,7**	**218214,6**	**225422,6**	**235495,5**	**243249,4**	**247222,9**	**248794,7**
ГЭС	МВт	40926,6	43423,7	45324,1	45597,1	45905,2	45982,7	46169,7
АЭС	МВт	25266,0	25266,0	26446,0	29572,0	30752,0	32661,0	33314,0
ТЭС	МВт	145832,8	149181,5	153263,3	159914,1	165629,9	167616,9	168347,2
ВИЭ- всего	МВт	328,3	343,4	389,2	412,3	962,3	962,3	963,8
малые ГЭС,ПЭС	МВт	310,1	325,2	371,0	394,1	394,1	394,1	395,6
Био ТЭС	МВт	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
ВЭС	МВт	8,5	8,5	8,5	8,5	558,5	558,5	558,5
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6812	7224	7137	7251	7340	7010	7094
ТЭС	час/год	4620	4555	4538	4319	4261	4341	4421

Баланс электрической энергии европейской части ЕЭС

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Потребление электрической энергии	млрд. кВт•ч	765,47	790,00	817,28	837,20	855,18	874,45	893,49
в том числе заряд ГАЭС	млрд. кВт•ч	2,58	2,95	3,28	4,12	4,12	4,12	4,12
Экспорт	млрд. кВт•ч	18,83	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75
Импорт	млрд. кВт•ч	1,60	1,90	1,90	1,90	2,10	2,10	2,10
Выдача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд. кВт•ч	22,49	22,70	15,80	8,00	9,00	7,00	5,00
Прием электрической энергии из ОЭС Сибири	млрд. кВт•ч	16,49	19,70	14,80	7,00	8,00	6,00	5,00
Потребность	**млрд. кВт•ч**	**788,70**	**800,84**	**826,13**	**846,05**	**863,83**	**883,10**	**901,14**
Производство электрической энергии - всего	**млрд. кВт•ч**	**788,70**	**800,84**	**826,13**	**846,05**	**863,83**	**883,10**	**901,14**
ГЭС	млрд. кВт•ч	62,87	60,78	61,08	62,74	62,75	63,26	63,26
АЭС	млрд. кВт•ч	172,12	182,53	188,73	214,44	225,73	228,96	236,33
ТЭС	млрд. кВт•ч	552,58	556,32	575,02	567,50	573,98	588,95	599,63
ВИЭ- всего	млрд. кВт•ч	1,14	1,22	1,31	1,37	1,37	1,92	1,92
малые ГЭС,ПЭС	млрд. кВт•ч	1,09	1,16	1,25	1,31	1,31	1,31	1,31
Био ТЭС	млрд. кВт•ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
ВЭС	млрд. кВт•ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,56	0,56
Установленная мощность- всего	**МВт**	**165418,9**	**168560,2**	**174642,3**	**183687,2**	**190317,1**	**193487,6**	**194794,4**
ГЭС	МВт	18662,2	19159,5	20055,0	20328,0	20631,1	20701,6	20883,6
АЭС	МВт	25266,0	25266,0	26446,0	29572,0	30752,0	32661,0	33314,0
ТЭС	МВт	121167,4	123796,3	127781,1	133403,9	138000,7	139191,7	139662,0
ВИЭ- всего	МВт	323,3	338,4	360,2	383,3	933,3	933,3	934,8
малые ГЭС,ПЭС	МВт	305,1	320,2	342,0	365,1	365,1	365,1	366,6
Био ТЭС	МВт	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
ВЭС	МВт	8,5	8,5	8,5	8,5	558,5	558,5	558,5
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6812	7224	7137	7251	7340	7010	7094
ТЭС	час/год	4560	4494	4500	4254	4159	4231	4293

Баланс электрической энергии ОЭС Северо-Запада

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Потребление электрической энергии	млрд. кВт•ч	93,87	96,53	98,78	100,68	102,61	104,98	107,38
в том числе заряд ГАЭС	млрд. кВт•ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд. кВт•ч	14,60	6,58	6,58	6,58	6,58	6,58	6,58
в Балтию	млрд. кВт•ч	5,00	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
в Финляндию	млрд. кВт•ч	9,60	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд. кВт•ч				1,00	3,00	3,00	5,00
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд. кВт•ч	0,49	0,70	0,80				
Потребность	**млрд. кВт•ч**	**107,99**	**102,41**	**104,56**	**108,26**	**112,19**	**114,56**	**118,96**
Производство электрической энергии - всего	**млрд. кВт•ч**	**107,99**	**102,41**	**104,56**	**108,26**	**112,19**	**114,56**	**118,96**
ГЭС	млрд. кВт•ч	12,45	12,26	12,32	12,32	12,32	12,32	12,32
АЭС	млрд. кВт•ч	40,12	43,13	42,33	46,73	50,53	53,23	56,13
ТЭС	млрд. кВт•ч	55,11	46,71	49,59	48,87	49,00	48,61	50,11
ВИЭ- всего	млрд. кВт•ч	0,32	0,32	0,32	0,34	0,34	0,39	0,39
малые ГЭС,ПЭС	млрд. кВт•ч	0,31	0,31	0,31	0,33	0,33	0,33	0,33
ВЭС	млрд. кВт•ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,06	0,06
Установленная мощность- всего	**МВт**	**22892,3**	**23306,1**	**23759,6**	**25455,9**	**25456,1**	**27824,1**	**27982,6**
ГЭС	МВт	2858,5	2876,3	2889,8	2877,7	2914,9	2917,9	2917,9
АЭС	МВт	5760,0	5760,0	5760,0	6936,0	6936,0	9262,0	9262,0
ТЭС	МВт	14195,6	14591,6	15031,6	15550,6	15463,6	15502,6	15661,1
ВИЭ- всего	МВт	78,2	78,2	78,2	91,6	141,6	141,6	141,6
малые ГЭС,ПЭС	МВт	73,1	73,1	73,1	86,5	86,5	86,5	86,5
ВЭС	МВт							
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6964	7488	7349	6738	7285	5747	6060
ТЭС	час/год	3882	3201	3299	3143	3168	3136	3200

Баланс электрической энергии ОЭС Центра

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Потребление электрической энергии	млрд. кВт•ч	227,21	236,12	245,78	252,77	259,50	266,73	273,39
в том числе заряд ГАЭС	млрд. кВт•ч	2,58	2,95	3,28	3,95	3,95	3,95	3,95
Экспорт, всего в т.ч	млрд. кВт•ч	3,30	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
в Беларусь	млрд. кВт•ч	3,30	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд. кВт•ч	7,49	11,70	9,80	5,00	5,00	3,00	
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд. кВт•ч				1,00	3,00	3,00	5,00
Потребность	**млрд. кВт•ч**	**238,00**	**250,82**	**258,58**	**259,77**	**264,50**	**269,73**	**271,39**
Производство электрической энергии - всего	**млрд. кВт•ч**	**238,00**	**250,82**	**258,58**	**259,77**	**264,50**	**269,73**	**271,39**
ГЭС	млрд. кВт•ч	3,42	3,65	3,89	4,39	4,39	4,39	4,39
АЭС	млрд. кВт•ч	82,50	90,30	96,20	105,11	110,70	110,83	107,70
ТЭС	млрд. кВт•ч	152,01	156,80	158,43	150,21	149,34	154,45	159,24
ВИЭ- всего	млрд. кВт•ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
малые ГЭС,ПЭС	млрд. кВт•ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Био ТЭС	млрд. кВт•ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
ВЭС	млрд. кВт•ч							
Установленная мощность- всего	**МВт**	**51980,4**	**53298,5**	**54920,3**	**57314,1**	**59132,1**	**58255,1**	**57836,1**
ГЭС	МВт	1833,8	2253,8	2473,8	2683,8	2693,8	2703,8	2713,8
АЭС	МВт	12834,0	12834,0	14014,0	14014,0	15194,0	14777,0	14360,0
ТЭС	МВт	37298,3	38196,4	38418,2	40602,0	41230,0	40760,0	40748,0
ВИЭ- всего	МВт	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3
малые ГЭС,ПЭС	МВт	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
Био ТЭС	МВт	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
ВЭС	МВт							
Число часов использования установленная мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6428	7036	6865	7500	7286	7500	7500
ТЭС	час/год	4075	4105	4124	3700	3622	3789	3908

Баланс электрической энергии ОЭС Юга

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Потребление электрической энергии	млрд. кВт•ч	85,04	89,28	95,20	98,67	101,12	103,85	106,33
в том числе заряд ГАЭС	млрд. кВт•ч				0,17	0,17	0,17	0,17
Экспорт, всего в т.ч	млрд. кВт•ч	0,46	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
в Азербайджан	млрд. кВт•ч	0,02						
в Грузию	млрд. кВт•ч	0,13						
в Южную Осетию	млрд. кВт•ч	0,13						
в Казахстан	млрд. кВт•ч	0,03						
в Турцию	млрд. кВт•ч	0,15						
Импорт, всего в т.ч.	млрд. кВт•ч	0,80	1,40	1,40	1,40	1,60	1,60	1,60
из Азербайджана	млрд. кВт•ч	0,20	0,40	0,40	0,40	0,60	0,60	0,60
из Грузии	млрд. кВт•ч	0,60	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Получение внутри РФ	млрд. кВт•ч	5,00	7,00	9,00	4,00	3,00	3,00	
Потребность	**млрд. кВт•ч**	**79,70**	**81,02**	**84,93**	**93,40**	**96,65**	**99,39**	**104,86**
Производство электрической энергии - всего	**млрд. кВт•ч**	**79,70**	**81,02**	**84,93**	**93,40**	**96,65**	**99,39**	**104,86**
ГЭС	млрд. кВт•ч	19,85	19,53	19,53	20,74	20,74	21,26	21,26
АЭС	млрд. кВт•ч	15,20	14,70	15,20	22,40	23,30	23,30	30,90
ТЭС	млрд. кВт•ч	43,94	46,00	49,32	49,35	51,70	53,42	51,29
ВИЭ- всего	млрд. кВт•ч	0,71	0,78	0,87	0,91	0,91	1,41	1,41
малые ГЭС,ПЭС	млрд. кВт•ч	0,71	0,78	0,87	0,91	0,91	0,91	0,91
ВЭС	млрд. кВт•ч						0,50	0,50
Установленная мощность- всего	**МВт**	**18247,5**	**18696,6**	**20022,4**	**21990,2**	**23388,1**	**23845,6**	**25003,9**
ГЭС	МВт	5373,0	5404,0	6018,0	6066,1	6284,0	6301,5	6393,5
АЭС	МВт	2000,0	2000,0	2000,0	3070,0	3070,0	3070,0	4140,0
ТЭС	МВт	10666,2	11069,2	11759,2	12599,2	13279,2	13719,2	13714,0
ВИЭ- всего	МВт	208,3	223,4	245,2	254,9	754,9	754,9	756,4
малые ГЭС,ПЭС	МВт	207,3	222,4	244,2	253,9	253,9	253,9	255,4
ВЭС	МВт	1,0	1,0	1,0	1,0	501,0	501,0	501,0
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	7600	7350	7600	7296	7590	7590	7464
ТЭС	час/год	4119	4155	4194	3917	3893	3893	3740

Баланс электрической энергии Средней Волги

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Потребление электрической энергии	млрд. кВт•ч	106,96	110,44	113,81	116,33	118,43	120,85	123,34
Экспорт в Казахстан	млрд. кВт•ч		0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Импорт	млрд. кВт•ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд. кВт•ч	9,00	8,00	5,00	1,00			
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд. кВт•ч	6,00	8,00	5,00	2,00	2,00		
Потребность	**млрд. кВт•ч**	**109,96**	**110,48**	**113,85**	**115,37**	**116,47**	**120,89**	**123,38**
Производство электрической энергии - всего	**млрд. кВт•ч**	**109,96**	**110,48**	**113,85**	**115,37**	**116,47**	**120,89**	**123,38**
ГЭС	млрд. кВт•ч	21,75	20,35	20,35	20,31	20,31	20,31	20,31
АЭС	млрд. кВт•ч	30,40	30,10	30,70	30,20	30,10	30,50	30,50
ТЭС	млрд. кВт•ч	57,80	60,03	62,80	64,86	66,06	70,08	72,57
ВИЭ- всего	млрд. кВт•ч							
малые ГЭС,ПЭС	млрд. кВт•ч							
ВЭС	млрд. кВт•ч							
Установленная мощность- всего	**МВт**	**26164,2**	**26141,7**	**26867,7**	**27583,7**	**27919,7**	**28850,7**	**29015,7**
ГЭС	МВт	6785,5	6805,0	6841,0	6862,0	6887,0	6917,0	6947,0
АЭС	МВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ТЭС	МВт	15306,5	15264,5	15954,5	16649,5	16960,5	17861,5	17996,5
ВИЭ- всего	МВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
малые ГЭС,ПЭС	МВт							
ВЭС	МВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Число часов использования установленной мощиости	**час/год**							
АЭС	час/год	7466	7392	7539	7417	7392	7490	7490
ТЭС	час/год	3776	3932	3936	3895	3895	3923	4033

Баланс электрической энергии ОЭС Урала

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Потребление электрической энергии	млрд. кВт•ч	252,40	257,63	263,72	268,75	273,53	278,04	283,06
в том числе заряд ГАЭС	млрд. кВт•ч							
Экспорт в Казахстан	млрд. кВт•ч	0,47						
Импорт из Казахстана	млрд. кВт•ч	0,80	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд. кВт•ч	6,00	3,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд. кВт•ч	5,00	4,00					
Потребность	**млрд. кВт•ч**	**253,07**	**256,13**	**264,22**	**269,25**	**274,03**	**278,54**	**282,56**
Производство электрической энергии - всего	**млрд. кВт•ч**	**253,07**	**256,13**	**264,22**	**269,25**	**274,03**	**278,54**	**282,56**
ГЭС	млрд. кВт•ч	5,40	4,99	4,99	4,99	4,99	4,99	4,99
АЭС	млрд. кВт•ч	3,90	4,30	4,30	10,00	11,10	11,10	11,10
ТЭС	млрд. кВт•ч	243,72	246,79	254,88	254,21	257,89	262,40	266,42
ВИЭ- всего	млрд. кВт•ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
малые ГЭС,ПЭС	млрд. кВт•ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
ВЭС	млрд. кВт•ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Установленная мощность- всего	**МВт**	**46134,5**	**47117,3**	**49072,3**	**51343,3**	**54421,1**	**54712,1**	**54956,1**
ГЭС	МВт	1811,4	1820,4	1832,4	1838,4	1851,4	1861,4	1911,4
АЭС	МВт	600,0	600,0	600,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ТЭС	МВт	43700,8	44674,6	46617,6	48002,6	51067,4	51348,4	51542,4
ВИЭ- всего	МВт	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3
малые ГЭС,ПЭС	МВт	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
ВЭС	МВт	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6500	7167	7167	6757	7500	7500	7500
ТЭС	час/год	5577	5524	5467	5296	5050	5110	5169

Баланс электрической энергии ОЭС Сибири

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Потребление электрической энергии	млрд. кВт•ч	213,40	217,91	224,17	229,28	238,72	246,31	251,52
в том числе заряд ГАЭС	млрд. кВт•ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд. кВт•ч	0,21	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
в Казахстан	млрд. кВт•ч		0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
в Монголию	млрд. кВт•ч	0,21	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Импорт, всего в т.ч .	млрд. кВт•ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
из Монголии	млрд. кВт•ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Прием электрической энергии из Европейской части ЕЭС	млрд. кВт•ч	6,00	3,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Потребность	**млрд. кВт•ч**	**207,59**	**215,29**	**223,55**	**228,66**	**238,10**	**245,69**	**251,90**
Производство электрической энергии - всего	**млрд. кВт•ч**	**207,59**	**215,29**	**223,55**	**228,66**	**238,10**	**245,69**	**251,90**
ГЭС	млрд. кВт•ч	86,36	92,11	102,93	105,42	106,25	106,96	107,19
ТЭС	млрд. кВт•ч	121,22	123,17	120,50	123,12	131,73	138,61	144,59
ВИЭ- всего	млрд. кВт•ч	0,02	0,02	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
малые ГЭС,ПЭС	млрд. кВт•ч	0,02	0,02	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Установленная мощность- всего	**МВт**	**46934,8**	**49654,4**	**50780,3**	**51808,3**	**52932,3**	**53735,3**	**54000,3**
ГЭС	МВт	22264,4	24264,2	25269,1	25269,1	25274,1	25281,1	25286,1
ТЭС	МВт	24665,4	25385,2	25482,2	26510,2	27629,2	28425,2	28685,2
ВИЭ- всего	МВт	5,0	5,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
малые ГЭС,ПЭС	МВт	5,0	5,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	4915	4852	4729	4644	4768	4876	5040

Баланс электрической энергии ОЭС Востока

Наименование	Единицы измерения	ПРОНОЗ						
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Потребление электрической энергии	млрд. кВт•ч	30,73	32,14	34,54	35,61	36,56	37,39	38,68
Экспорт в Китай	млрд. кВт•ч	1,20	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Потребность	**млрд. кВт•ч**	**31,93**	**32,15**	**34,56**	**35,62**	**36,58**	**37,41**	**38,70**
Производство электрической энергии - всего	**млрд. кВт•ч**	**31,93**	**32,15**	**34,56**	**35,62**	**36,58**	**37,41**	**38,70**
ГЭС	млрд. кВт•ч	9,06	11,52	11,52	11,59	12,72	13,17	13,17
ТЭС	млрд. кВт•ч	22,87	20,63	23,03	24,03	23,85	24,23	25,53
ВИЭ- всего	млрд. кВт•ч		0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
ВЭС	млрд. кВт•ч		0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Установленная мощность- всего	**МВт**	**9246,6**	**9269,6**	**9625,1**	**9828,1**	**10077,1**	**9920,1**	**9826,1**
ГЭС	МВт	3340,0	3340,0	3340,0	3500,0	3675,0	3680,0	3685,0
ТЭС	МВт	5906,6	5906,6	6262,1	6305,1	6379,1	6217,1	6118,1
ВИЭ- всего	МВт		23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
ВЭС	МВт		23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	3871	3492	3678	3811	3739	3898	4172

Приложение № 10
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2011-2017 годы

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии на 2011–2017 годы

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Северо-Запада на 2011-2017 годы

млрд.кВтч

ОЭС Северо-Запада	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
потребление электрической энергии ОЭС	**93,871**	**96,534**	**98,783**	**100,684**	**102,611**	**104,980**	**107,379**
Покрытие	**107,986**	**102,411**	**104,560**	**108,261**	**112,188**	**114,557**	**118,956**
в том числе:							
АЭС	40,115	43,132	42,332	46,732	50,532	53,232	56,132
ГЭС	12,448	12,258	12,318	12,318	12,322	12,322	12,322
ТЭС	55,108	46,706	49,595	48,872	48,995	48,614	50,113
ВИЭ	0,315	0,315	0,315	0,339	0,339	0,389	0,389
в т.ч. ВЭС	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,055	0,055
ПЭС	0,000	0,000	0,000	0,024	0,024	0,024	0,024
малые ГЭС	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310	0,310
Энергосистема Архангельской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**7,808**	**7,899**	**8,038**	**8,180**	**8,312**	**8,448**	**8,588**
Покрытие (производство электрической энергии)	**6,900**	**6,903**	**6,899**	**7,000**	**6,996**	**7,100**	**7,300**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	6,900	6,903	6,899	7,000	6,996	7,100	7,300
ВИЭ							
Энергосистема Калининградской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**4,197**	**4,296**	**4,398**	**4,503**	**4,611**	**4,922**	**5,485**
Покрытие (производство электрической энергии)	**5,596**	**5,695**	**5,696**	**5,701**	**5,809**	**7,920**	**7,783**
в том числе:							
АЭС						2,500	5,900
ТЭС	5,582	5,681	5,682	5,687	5,795	5,406	1,869
ВИЭ	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
в т.ч. ВЭС	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
малые ГЭС	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Энергосистема Республики Карелии							
Потребность (потребление электрической энергии)	**9,285**	**9,414**	**9,523**	**9,640**	**9,763**	**10,141**	**10,276**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4,542**	**4,208**	**4,216**	**4,219**	**4,222**	**4,222**	**4,441**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	2,517	2,483	2,483	2,483	2,483	2,483	2,483
ТЭС	1,805	1,505	1,513	1,516	1,519	1,519	1,738
ВИЭ	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220
в т.ч. малые ГЭС	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220
Энергосистема Мурманской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**13,450**	**13,749**	**13,896**	**14,013**	**14,157**	**14,309**	**14,468**
Покрытие (производство электрической энергии)	**18,403**	**18,904**	**19,800**	**20,024**	**20,128**	**20,028**	**19,828**
в том числе:							
АЭС	11,215	11,900	12,800	13,000	13,100	13,000	12,800
ГЭС	6,623	6,439	6,435	6,435	6,439	6,439	6,439
ТЭС	0,497	0,497	0,497	0,497	0,497	0,497	0,497
ВИЭ	0,068	0,068	0,068	0,092	0,092	0,092	0,092
в т.ч. ПЭС				0,024	0,024	0,024	0,024
малые ГЭС	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068
Энергосистема Республики Коми							
Потребность (потребление электрической энергии)	**8,766**	**8,929**	**9,088**	**9,219**	**9,352**	**9,489**	**9,629**

ОЭС Северо-Запада	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Покрытие (производство электрической энергии)	**9,100**	**9,203**	**9,399**	**9,500**	**9,695**	**9,797**	**9,900**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	9,100	9,203	9,399	9,500	9,695	9,747	9,850
ВИЭ						0,050	0,050
в т.ч. ВЭС						0,050	0,050
Энергосистема Ленинградской области и Санкт-Петербурга							
Потребность (потребление электрической энергии)	**43,923**	**45,583**	**46,994**	**48,101**	**49,273**	**50,414**	**51,560**
Покрытие (производство электрической энергии)	**60,924**	**55,516**	**56,539**	**59,809**	**63,328**	**63,461**	**67,533**
в том числе:							
АЭС	28,900	31,232	29,532	33,732	37,432	37,732	37,432
ГЭС	3,308	3,335	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400
ТЭС	28,716	20,949	23,607	22,677	22,496	22,329	26,701
ВИЭ							
Энергосистема Новгородской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**4,231**	**4,392**	**4,530**	**4,671**	**4,744**	**4,819**	**4,896**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,549**	**1,155**	**1,185**	**1,184**	**1,184**	**1,203**	**1,345**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	0,549	1,155	1,185	1,184	1,184	1,203	1,345
ВИЭ							
Энергосистема Псковской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**2,211**	**2,272**	**2,316**	**2,357**	**2,399**	**2,438**	**2,477**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1,972**	**0,826**	**0,826**	**0,824**	**0,826**	**0,826**	**0,826**
в том числе:							
АЭС							
ТЭС	1,959	0,813	0,813	0,811	0,813	0,813	0,813
ВИЭ							
в т.ч. малые ГЭС	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Центра на 2011-2017 годы

млрд.кВтч

ОЭС Центра	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
потребление электрической энергии ОЭС	**227,210**	**236,115**	**245,782**	**252,772**	**259,496**	**266,731**	**273,389**
Покрытие	**237,995**	**250,815**	**258,582**	**259,772**	**264,496**	**269,731**	**271,389**
в том числе:							
АЭС	82,500	90,300	96,200	105,105	110,700	110,830	107,700
ГЭС	3,424	3,649	3,889	4,389	4,389	4,389	4,389
ТЭС	152,006	156,801	158,428	150,213	149,342	154,447	159,235
ВИЭ	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065
в т.ч. БиоТЭС	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
малые ГЭС	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
Энергосистема Белгородской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**14,277**	**14,815**	**15,482**	**15,970**	**16,350**	**16,615**	**16,925**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,862**	**0,869**	**0,869**	**0,866**	**0,792**	**0,792**	**0,786**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	0,862	0,869	0,869	0,866	0,792	0,792	0,786
ВИЭ							
Энергосистема Брянской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**4,398**	**4,457**	**4,513**	**4,565**	**4,618**	**4,671**	**4,725**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,093**	**0,093**	**0,093**	**0,093**	**0,033**	**0,033**	**0,033**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	0,093	0,093	0,093	0,093	0,033	0,033	0,033
ВИЭ							
Энергосистема Владимирской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**7,378**	**7,900**	**8,108**	**8,255**	**8,372**	**8,498**	**8,626**
Покрытие (производство электрической энергии)	**2,033**	**1,823**	**1,812**	**1,545**	**2,638**	**2,763**	**2,889**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	2,033	1,823	1,812	1,545	2,638	2,763	2,889
ВИЭ							
Энергосистема Вологодской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**13,728**	**13,973**	**14,222**	**14,458**	**14,872**	**15,886**	**16,908**
Покрытие (производство электрической энергии)	**6,474**	**7,247**	**7,201**	**6,880**	**7,502**	**9,196**	**9,381**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120
ТЭС	6,347	7,120	7,074	6,753	7,375	9,069	9,254
ВИЭ	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
в т.ч.малые ГЭС	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
Энергосистема Воронежской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**9,890**	**10,393**	**11,078**	**11,308**	**11,902**	**12,392**	**12,684**
Покрытие (производство электрической энергии)	**12,486**	**15,482**	**15,976**	**23,759**	**26,807**	**30,883**	**29,486**

ОЭС Центра	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
в том числе:							
АЭС	11,100	14,100	14,600	22,500	24,700	28,330	26,900
ГЭС							
ТЭС	1,386	1,382	1,376	1,259	2,107	2,553	2,586
ВИЭ							
Энергосистема Ивановской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**3,937**	**4,087**	**4,160**	**4,219**	**4,268**	**4,320**	**4,373**
Покрытие (производство электрической энергии)	**3,684**	**5,622**	**5,525**	**5,385**	**5,217**	**5,252**	**5,301**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	3,684	5,622	5,525	5,385	5,217	5,252	5,301
ВИЭ							
Энергосистема Калужской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**5,159**	**5,845**	**6,857**	**7,781**	**8,412**	**8,947**	**9,249**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,319**	**0,361**	**0,446**	**0,422**	**0,420**	**0,432**	**0,370**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	0,319	0,361	0,446	0,422	0,420	0,432	0,370
ВИЭ							
Энергосистема Костромской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**3,715**	**3,793**	**3,863**	**3,913**	**3,955**	**4,087**	**4,170**
Покрытие (производство электрической энергии)	**13,042**	**12,940**	**12,880**	**11,755**	**10,513**	**10,711**	**11,136**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	13,042	12,940	12,880	11,755	10,513	10,711	11,136
ВИЭ							
Энергосистема Курской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**8,331**	**8,505**	**8,588**	**8,673**	**8,760**	**8,900**	**8,992**
Покрытие (производство электрической энергии)	**29,473**	**31,469**	**30,464**	**31,328**	**33,722**	**31,806**	**30,177**
в том числе:							
АЭС *	28,100	30,100	29,100	30,105	32,500	30,000	28,300
ГЭС							
ТЭС	1,373	1,369	1,364	1,223	1,222	1,806	1,877
ВИЭ							
Энергосистема Липецкой области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**11,292**	**12,073**	**12,383**	**12,698**	**13,045**	**13,367**	**13,647**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4,085**	**4,030**	**4,023**	**3,996**	**3,638**	**3,675**	**3,681**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	4,085	4,030	4,023	3,996	3,638	3,675	3,681
ВИЭ							
Энергосистема Москвы и Московской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**99,350**	**103,091**	**108,258**	**111,516**	**114,686**	**118,024**	**121,280**
Покрытие (производство электрической энергии)	**85,475**	**87,427**	**88,533**	**83,271**	**81,755**	**83,786**	**86,671**
в том числе:							

ОЭС Центра	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
АЭС							
ГЭС	2,135	2,344	2,584	3,084	3,084	3,084	3,084
ТЭС	83,290	85,033	85,899	80,137	78,621	80,652	83,537
ВИЭ	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070
в т.ч.БиоТЭС	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Энергосистема Орловской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**2,730**	**2,765**	**2,791**	**2,819**	**2,847**	**2,876**	**2,905**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1,362**	**1,478**	**1,544**	**1,540**	**1,543**	**1,555**	**1,560**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1,362	1,478	1,544	1,540	1,543	1,555	1,560
ВИЭ							
Энергосистема Рязанской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**6,697**	**6,856**	**7,008**	**7,193**	**7,282**	**7,363**	**7,447**
Покрытие (производство электрической энергии)	**11,884**	**11,813**	**11,767**	**11,340**	**10,787**	**11,053**	**11,403**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	11,884	11,813	11,767	11,340	10,787	11,053	11,403
ВИЭ							
Энергосистема Смоленской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**6,520**	**6,644**	**6,711**	**6,781**	**6,853**	**6,928**	**7,006**
Покрытие (производство электрической энергии)	**22,758**	**19,233**	**25,815**	**26,445**	**26,113**	**25,199**	**25,332**
в том числе:							
АЭС	19,400	15,900	22,500	23,500	23,500	22,500	22,500
ГЭС							
ТЭС	3,358	3,333	3,315	2,945	2,613	2,699	2,832
ВИЭ							
Энергосистема Тамбовской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**3,433**	**3,539**	**3,630**	**3,696**	**3,782**	**3,827**	**3,872**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1,192**	**1,186**	**1,179**	**1,043**	**1,020**	**1,032**	**1,051**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1,192	1,186	1,179	1,043	1,020	1,032	1,051
ВИЭ							
Энергосистема Тверской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**7,778**	**8,233**	**8,574**	**8,745**	**8,882**	**9,024**	**9,169**
Покрытие (производство электрической энергии)	**32,822**	**39,055**	**38,815**	**37,044**	**37,286**	**37,397**	**37,653**
в том числе:							
АЭС	23,900	30,200	30,000	29,000	30,000	30,000	30,000
ТЭС	8,914	8,847	8,807	8,036	7,278	7,389	7,645
ВИЭ	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
в т.ч.малые ГЭС	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
Энергосистема Тульской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**10,268**	**10,549**	**10,780**	**10,998**	**11,228**	**11,418**	**11,609**
Покрытие (производство электрической энергии)	**6,346**	**7,082**	**8,052**	**9,403**	**9,058**	**8,418**	**8,625**
в том числе:							
АЭС							

ОЭС Центра	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ГЭС							
ТЭС	6,346	7,082	8,052	9,403	9,058	8,418	8,625
ВИЭ							
Энергосистема Ярославской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**8,329**	**8,597**	**8,776**	**9,184**	**9,382**	**9,588**	**9,802**
Покрытие (производство электрической энергии)	**3,605**	**3,605**	**3,588**	**3,657**	**5,652**	**5,748**	**5,854**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	1,169	1,185	1,185	1,185	1,185	1,185	1,185
ТЭС	2,436	2,420	2,403	2,472	4,467	4,563	4,669
ВИЭ							

Примечание : * Выработка Курской АЭС в 2015 году принята в соответствии с материалами ОАО "Концерн Росэнергоатом" представленными к разработке "Схемы и программы развития ЕЭС России на период 2011-2017 гг."

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Средней Волги на 2011-2017 годы

млрд.кВтч

ОЭС Средней Волги	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
потребление электрической энергии ОЭС	**106,956**	**110,436**	**113,806**	**116,327**	**118,430**	**120,847**	**123,342**
Покрытие	**109,956**	**110,476**	**113,846**	**115,367**	**116,470**	**120,887**	**123,382**
в том числе:							
АЭС	30,400	30,100	30,700	30,200	30,100	30,500	30,500
ГЭС	21,752	20,350	20,350	20,310	20,310	20,310	20,310
ТЭС	57,804	60,026	62,796	64,857	66,060	70,077	72,572
ВИЭ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Энергосистема Республики Мари-Эл							
Потребность (потребление электрической энергии)	**3,260**	**3,308**	**3,355**	**3,400**	**3,446**	**3,492**	**3,538**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1,135**	**1,167**	**1,226**	**1,139**	**1,045**	**1,122**	**1,020**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1,135	1,167	1,226	1,139	1,045	1,122	1,020
ВИЭ							
Энергосистема Республики Мордовии							
Потребность (потребление электрической энергии)	**3,226**	**3,356**	**3,408**	**3,450**	**3,484**	**3,520**	**3,556**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1,886**	**1,733**	**1,791**	**1,717**	**1,617**	**1,700**	**1,607**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1,886	1,733	1,791	1,717	1,617	1,7	1,607
ВИЭ							
Энергосистема Нижегородской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**22,350**	**22,712**	**23,440**	**24,372**	**24,918**	**25,388**	**25,830**
Покрытие (производство электрической энергии)	**10,435**	**10,397**	**10,767**	**13,235**	**16,016**	**16,608**	**18,822**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	1,652	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510
ТЭС	8,783	8,887	9,257	11,725	14,506	15,098	17,312
ВИЭ							
Энергосистема Пензенской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**4,673**	**4,814**	**4,923**	**5,031**	**5,153**	**5,242**	**5,333**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1,605**	**1,605**	**1,704**	**1,618**	**1,399**	**1,491**	**1,376**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	1,605	1,605	1,704	1,618	1,399	1,491	1,376
ВИЭ							
Энергосистема Самарской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**23,997**	**24,781**	**25,442**	**26,044**	**26,680**	**27,329**	**27,969**
Покрытие (производство электрической энергии)	**23,418**	**23,934**	**24,524**	**25,216**	**24,390**	**24,977**	**24,504**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	10,600	9,600	9,600	9,600	9,600	9,600	9,600

ОЭС Средней Волги	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ТЭС	12,818	14,334	14,924	15,616	14,79	15,377	14,904
ВИЭ							
Энергосистема Саратовской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**13,080**	**13,554**	**14,060**	**14,195**	**14,339**	**14,485**	**14,635**
Покрытие (производство электрической энергии)	**40,541**	**40,259**	**41,056**	**40,353**	**40,003**	**40,604**	**40,359**
в том числе:							
АЭС	30,120	29,820	30,420	29,920	29,820	30,220	30,220
ГЭС	5,550	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400
ТЭС	4,871	5,039	5,236	5,033	4,783	4,984	4,739
ВИЭ							
Энергосистема Республика Татарстан							
Потребность (потребление электрической энергии)	**25,282**	**26,644**	**27,713**	**28,254**	**28,711**	**29,569**	**30,529**
Покрытие (производство электрической энергии)	**23,269**	**23,752**	**24,790**	**24,307**	**24,629**	**26,672**	**28,401**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	1,840	1,740	1,740	1,700	1,700	1,700	1,700
ТЭС	21,429	22,012	23,05	22,607	22,929	24,972	26,701
ВИЭ							
Энергосистема Ульяновской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**5,981**	**6,109**	**6,214**	**6,268**	**6,326**	**6,385**	**6,447**
Покрытие (производство электрической энергии)	**3,132**	**3,149**	**3,366**	**3,237**	**3,020**	**3,199**	**2,987**
в том числе:							
АЭС	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280
ГЭС							
ТЭС	2,852	2,869	3,086	2,957	2,74	2,919	2,707
ВИЭ							
Энергосистема Чувашской Республики							
Потребность (потребление электрической энергии)	**5,107**	**5,158**	**5,251**	**5,313**	**5,373**	**5,437**	**5,505**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4,535**	**4,480**	**4,622**	**4,545**	**4,351**	**4,514**	**4,306**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	2,110	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100
ТЭС	2,425	2,38	2,522	2,445	2,251	2,414	2,206
ВИЭ							

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Юга на 2011-2017 годы

млрд.кВтч

ОЭС Юга	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
потребление электрической энергии ОЭС	**85,040**	**89,283**	**95,197**	**98,671**	**101,118**	**103,854**	**106,326**
Покрытие	**79,700**	**81,015**	**84,929**	**93,403**	**96,650**	**99,386**	**104,858**
в том числе:							
АЭС	15,200	14,700	15,200	22,400	23,300	23,300	30,900
ГЭС	19,853	19,534	19,534	20,742	20,742	21,259	21,259
ТЭС	43,939	45,997	49,322	49,349	51,696	53,415	51,287
ВИЭ	0,708	0,784	0,873	0,912	0,912	1,412	1,412
в т.ч. ВЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,500	0,500
малые ГЭС	0,708	0,784	0,873	0,912	0,912	0,912	0,912
Энергосистема Астраханской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**4,422**	**4,527**	**4,631**	**4,706**	**4,819**	**4,920**	**5,029**
Покрытие (производство электрической энергии)	**2,703**	**2,856**	**3,768**	**3,856**	**3,721**	**3,583**	**3,267**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	2,703	2,856	3,768	3,856	3,721	3,583	3,267
ВИЭ							
Энергосистема Волгоградской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**19,236**	**19,615**	**19,976**	**20,297**	**20,568**	**20,858**	**21,158**
Покрытие (производство электрической энергии)	**16,306**	**16,301**	**16,261**	**15,674**	**15,426**	**15,720**	**15,401**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	11,542	11,542	11,542	11,542	11,542	11,542	11,542
ТЭС	4,664	4,659	4,619	4,032	3,784	3,578	3,259
ВИЭ	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,600	0,600
в т.ч. ВЭС						0,500	0,500
малые ГЭС	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
Энергосистема Чеченской Республики							
Потребность (потребление электрической энергии)	**2,235**	**2,279**	**2,324**	**2,371**	**2,418**	**2,466**	**2,515**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ВИЭ							
Энергосистема Республики Дагестан							
Потребность (потребление электрической энергии)	**5,098**	**5,237**	**5,388**	**5,533**	**5,695**	**5,858**	**6,026**
Покрытие (производство электрической энергии)	**5,247**	**4,917**	**4,917**	**5,226**	**5,227**	**5,229**	**5,230**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	5,023	4,692	4,692	5,002	5,002	5,002	5,002
ТЭС	0,058	0,058	0,058	0,058	0,059	0,061	0,062
ВИЭ	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167
в т.ч.малые ГЭС	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167
Энергосистема Республики Ингушетия							

ОЭС Юга	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Потребность (потребление электрической энергии)	**0,590**	**0,611**	**0,634**	**0,657**	**0,681**	**0,706**	**0,733**
Покрытие (производство электрической энергии)							**0,208**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС							0,208
ВИЭ							
Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики							
Потребность (потребление электрической энергии)	**1,534**	**1,576**	**1,599**	**1,624**	**1,651**	**1,679**	**1,711**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,601**	**0,618**	**0,706**	**0,745**	**0,745**	**1,063**	**1,063**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	0,469	0,469	0,469	0,469	0,469	0,787	0,787
ТЭС	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
ВИЭ	0,116	0,133	0,221	0,260	0,260	0,260	0,260
в т.ч.малые ГЭС	0,116	0,133	0,221	0,260	0,260	0,260	0,260
Энергосистема Республики Калмыкии							
Потребность (потребление электрической энергии)	**0,489**	**0,679**	**0,929**	**0,998**	**1,003**	**1,008**	**1,013**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,108**	**0,107**	**0,107**	**0,104**	**0,104**	**0,104**	**0,099**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	0,108	0,107	0,107	0,104	0,104	0,104	0,099
ВИЭ							
Энергосистема Карачаево-Черкесской Республики							
Потребность (потребление электрической энергии)	**1,249**	**1,273**	**1,299**	**1,497**	**1,528**	**1,563**	**1,600**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,417**	**0,428**	**0,428**	**0,547**	**0,547**	**0,746**	**0,746**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	0,404	0,415	0,415	0,534	0,534	0,733	0,733
ТЭС	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
ВИЭ	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
в т.ч.малые ГЭС	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея							
Потребность (потребление электрической энергии)	**21,470**	**23,642**	**27,376**	**28,925**	**29,984**	**31,057**	**32,076**
Покрытие (производство электрической энергии)	**6,721**	**8,214**	**10,651**	**11,701**	**11,709**	**11,625**	**11,134**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	0,336	0,336	0,336	0,336	0,336	0,336	0,336
ТЭС	6,34	7,833	10,27	11,32	11,328	11,244	10,753
ВИЭ	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
в т.ч.малые ГЭС	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
Энергосистема Ростовской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**17,117**	**17,913**	**18,709**	**19,470**	**19,963**	**20,716**	**21,131**
Покрытие (производство электрической энергии)	**27,429**	**26,583**	**27,059**	**34,193**	**38,546**	**40,713**	**47,272**
в том числе:							

ОЭС Юга	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
АЭС	15,200	14,700	15,200	22,400	23,300	23,300	30,900
ГЭС	0,611	0,611	0,611	0,611	0,611	0,611	0,611
ТЭС	11,618	11,272	11,248	11,182	14,635	16,802	15,761
ВИЭ							
Энергосистема Республики Северной Осетии							
Потребность (потребление электрической энергии)	**2,240**	**2,279**	**2,315**	**2,362**	**2,400**	**2,434**	**2,470**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,339**	**0,367**	**0,368**	**1,148**	**1,148**	**1,148**	**1,148**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	0,242	0,242	0,242	1,022	1,022	1,022	1,022
ТЭС	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
ВИЭ	0,087	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115
в т.ч.малые ГЭС	0,087	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115
Энергосистема Ставропольского края							
Потребность (потребление электрической энергии)	**9,360**	**9,652**	**10,017**	**10,231**	**10,408**	**10,589**	**10,864**
Покрытие (производство электрической энергии)	**19,829**	**20,625**	**20,665**	**20,210**	**19,478**	**19,456**	**19,291**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226	1,226
ТЭС	18,412	19,176	19,216	18,761	18,029	18,007	17,842
ВИЭ	0,191	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223
в т.ч.малые ГЭС	0,191	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Урала на 2011-2017 годы

млрд.кВтч

ОЭС Урала	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
потребление электрической энергии ОЭС	**252,396**	**257,627**	**263,715**	**268,747**	**273,529**	**278,038**	**283,056**
Покрытие	**253,066**	**256,127**	**264,215**	**269,247**	**274,029**	**278,538**	**282,556**
в том числе:							
АЭС	3,900	4,300	4,300	10,000	11,100	11,100	11,100
ГЭС	5,395	4,985	4,985	4,985	4,985	4,985	4,985
ТЭС	243,718	246,789	254,877	254,209	257,891	262,400	266,418
ВИЭ	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053
в т.ч. ВЭС	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
малые ГЭС	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053
Энергосистема Республики Башкортостан							
Потребность (потребление электрической энергии)	**24,469**	**25,067**	**25,768**	**26,515**	**26,902**	**27,289**	**27,688**
Покрытие (производство электрической энергии)	**23,541**	**23,745**	**25,002**	**26,812**	**27,216**	**26,597**	**27,174**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	0,804	0,785	0,785	0,785	0,785	0,785	0,785
ТЭС	22,703	22,926	24,183	25,993	26,397	25,778	26,355
ВИЭ	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034
в т.ч. ВЭС	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
малые ГЭС	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034
Энергосистема Кировской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**7,297**	**7,379**	**7,462**	**7,631**	**7,833**	**7,922**	**8,012**
Покрытие (производство электрической энергии)	**5,187**	**5,265**	**5,439**	**4,898**	**4,707**	**5,676**	**5,807**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	5,187	5,265	5,439	4,898	4,707	5,676	5,807
ВИЭ							
Энергосистема Курганской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**4,347**	**4,430**	**4,514**	**4,569**	**4,610**	**4,652**	**4,694**
Покрытие (производство электрической энергии)	**2,590**	**2,733**	**3,050**	**3,253**	**3,100**	**3,233**	**3,344**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	2,590	2,733	3,050	3,253	3,100	3,233	3,344
ВИЭ							
Энергосистема Оренбургской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**16,189**	**16,545**	**17,171**	**17,583**	**17,841**	**18,144**	**18,454**
Покрытие (производство электрической энергии)	**16,277**	**16,408**	**16,886**	**15,584**	**15,806**	**15,193**	**15,195**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
ТЭС	16,202	16,333	16,811	15,509	15,731	15,118	15,120
ВИЭ							
Энергосистема Пермского края							

ОЭС Урала	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Потребность (потребление электрической энергии)	**23,463**	**24,143**	**25,251**	**25,654**	**26,018**	**26,550**	**27,040**
Покрытие (производство электрической энергии)	**32,907**	**32,945**	**33,693**	**32,366**	**31,195**	**34,044**	**35,107**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	4,516	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125
ТЭС	28,391	28,820	29,568	28,241	27,070	29,919	30,982
ВИЭ							
Энергосистема Свердловской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**45,084**	**46,444**	**47,781**	**48,747**	**50,137**	**51,185**	**52,760**
Покрытие (производство электрической энергии)	**54,407**	**55,536**	**56,795**	**61,958**	**61,586**	**61,662**	**62,941**
в том числе:							
АЭС	3,900	4,300	4,300	10,000	11,100	11,100	11,100
ТЭС	50,488	51,217	52,476	51,939	50,467	50,543	51,822
ВИЭ	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
в т.ч.малые ГЭС	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
Энергосистема Тюменской области, ЯНАО, ХМАО							
Потребность (потребление электрической энергии)	**87,045**	**87,944**	**88,937**	**90,026**	**91,187**	**92,241**	**93,259**
Покрытие (производство электрической энергии)	**88,045**	**88,944**	**89,937**	**91,026**	**92,187**	**93,241**	**93,259**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	88,045	88,944	89,937	91,026	92,187	93,241	93,259
ВИЭ							
Энергосистема Удмуртской Республики							
Потребность (потребление электрической энергии)	**8,782**	**9,115**	**9,336**	**9,580**	**9,718**	**9,887**	**10,060**
Покрытие (производство электрической энергии)	**3,267**	**3,290**	**3,355**	**3,067**	**4,041**	**4,229**	**4,292**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	3,267	3,290	3,355	3,067	4,041	4,229	4,292
ВИЭ							
Энергосистема Челябинской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**35,720**	**36,560**	**37,495**	**38,442**	**39,283**	**40,168**	**41,089**
Покрытие (производство электрической энергии)	**26,845**	**27,261**	**30,058**	**30,283**	**34,191**	**34,663**	**35,437**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	26,845	27,261	30,058	30,283	34,191	34,663	35,437
ВИЭ							

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Сибири на 2011-2017 годы

млрд.кВтч

ОЭС Сибири	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
потребление электрической энергии ОЭС	213,403	217,911	224,170	229,278	238,723	246,308	251,518
Покрытие	207,593	215,290	223,549	228,657	238,102	245,687	251,897
в том числе:							
АЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГЭС	86,358	92,109	102,927	105,417	106,247	106,957	107,187
ТЭС	121,220	123,166	120,499	123,117	131,732	138,607	144,587
ВИЭ	0,015	0,015	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124
в т.ч.малые ГЭС	0,015	0,015	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124
Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края							
Потребность (потребление электрической энергии)	11,113	11,288	11,470	11,660	11,858	12,083	12,321
Покрытие (производство электрической энергии)	7,292	7,057	6,920	6,914	6,950	7,060	8,984
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	7,292	7,057	6,811	6,805	6,841	6,951	8,875
ВИЭ			0,109	0,109	0,109	0,109	0,109
в т.ч. малые ГЭС			0,109	0,109	0,109	0,109	0,109
Энергосистема Республики Бурятии							
Потребность (потребление электрической энергии)	5,624	5,843	6,077	6,255	6,388	6,578	6,723
Покрытие (производство электрической энергии)	5,260	5,277	5,154	5,055	5,145	5,442	5,655
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	5,26	5,277	5,154	5,055	5,145	5,442	5,655
ВИЭ							
Энергосистема Иркутской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	55,964	57,233	59,112	60,231	64,631	67,420	69,192
Покрытие (производство электрической энергии)	62,402	62,161	61,944	62,898	65,590	66,875	70,702
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	46,760	46,360	46,360	46,360	46,360	46,360	46,360
ТЭС	15,642	15,801	15,584	16,538	19,23	20,515	24,342
ВИЭ							
Энергосистема Красноярского края							
Потребность (потребление электрической энергии)	44,255	45,176	47,193	48,775	51,538	54,043	55,215
Покрытие (производство электрической энергии)	47,991	52,778	61,584	63,997	69,520	72,301	72,473
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	18,334	22,232	31,540	34,030	34,860	35,570	35,800
ТЭС	29,642	30,531	30,029	29,952	34,645	36,716	36,658
ВИЭ	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
в т.ч. малые ГЭС	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
Энергосистема Кемеровской области							

ОЭС Сибири	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Потребность (потребление электрической энергии)	**34,828**	**35,631**	**36,257**	**36,872**	**37,435**	**38,009**	**38,625**
Покрытие (производство электрической энергии)	**27,304**	**27,140**	**26,584**	**27,340**	**27,714**	**28,852**	**28,921**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	27,304	27,14	26,584	27,34	27,714	28,852	28,921
ВИЭ							
Энергосистема Новосибирской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**15,268**	**15,667**	**16,157**	**16,566**	**16,886**	**17,213**	**17,549**
Покрытие (производство электрической энергии)	**15,911**	**15,775**	**15,529**	**15,466**	**15,860**	**16,388**	**16,473**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	1,947	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687
ТЭС	13,964	14,088	13,842	13,779	14,173	14,701	14,786
ВИЭ							
Энергосистема Омской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**10,589**	**10,793**	**11,073**	**11,290**	**11,536**	**11,868**	**12,158**
Покрытие (производство электрической энергии)	**7,393**	**7,217**	**7,116**	**7,231**	**7,399**	**8,446**	**8,384**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	7,393	7,217	7,116	7,231	7,399	8,446	8,384
ВИЭ							
Энергосистема Республики Тыва							
Потребность (потребление электрической энергии)	**0,725**	**0,765**	**0,818**	**0,979**	**1,095**	**1,104**	**1,113**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,068**	**0,068**	**0,068**	**0,068**	**0,068**	**0,068**	**0,068**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068
ВИЭ							
Энергосистема Томской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**9,295**	**9,494**	**9,683**	**9,935**	**10,209**	**10,488**	**10,778**
Покрытие (производство электрической энергии)	**5,450**	**5,727**	**5,724**	**5,726**	**5,765**	**5,877**	**5,838**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	5,450	5,727	5,724	5,726	5,765	5,877	5,838
ВИЭ							
Энергосистема Республики Хакасия							
Потребность (потребление электрической энергии)	**17,928**	**18,047**	**18,273**	**18,549**	**18,776**	**19,007**	**19,223**
Покрытие (производство электрической энергии)	**21,166**	**23,712**	**24,646**	**25,716**	**25,769**	**25,889**	**25,877**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	19,317	21,830	23,340	23,340	23,340	23,340	23,340
ТЭС	1,849	1,882	1,306	2,376	2,429	2,549	2,537
ВИЭ							

ОЭС Сибири	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Энергосистема Забайкальского края							
Потребность (потребление электрической энергии)	**7,814**	**7,974**	**8,057**	**8,166**	**8,371**	**8,495**	**8,621**
Покрытие (производство электрической энергии)	**7,356**	**8,378**	**8,281**	**8,247**	**8,323**	**8,490**	**8,523**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	7,356	8,378	8,281	8,247	8,323	8,490	8,523
ВИЭ							

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Востока на 2011-2017 годы

млрд.кВтч

ОЭС Востока	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:							
потребление электрической энергии ОЭС	**30,726**	**32,136**	**34,540**	**35,606**	**36,560**	**37,389**	**38,683**
Покрытие	**31,925**	**32,154**	**34,558**	**35,624**	**36,578**	**37,407**	**38,701**
в том числе:							
АЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГЭС	9,060	11,520	11,520	11,590	12,720	13,170	13,170
ТЭС	22,865	20,629	23,033	24,029	23,853	24,232	25,526
ВИЭ	0,000	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
в т.ч. ВЭС	0,000	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Энергосистема Амурской области							
Потребность (потребление электрической энергии)	**7,291**	**7,542**	**8,208**	**8,402**	**8,552**	**8,700**	**8,893**
Покрытие (производство электрической энергии)	**10,513**	**12,749**	**13,072**	**13,520**	**14,601**	**15,086**	**15,192**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС	9,060	11,520	11,520	11,590	12,720	13,170	13,170
ТЭС	1,453	1,229	1,552	1,93	1,881	1,916	2,022
ВИЭ							
Энергосистема Хабаровского края							
Потребность (потребление электрической энергии)	**9,412**	**10,007**	**11,024**	**11,403**	**11,760**	**11,991**	**12,221**
Покрытие (производство электрической энергии)	**8,469**	**7,809**	**8,538**	**8,727**	**8,395**	**8,400**	**8,727**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	8,469	7,809	8,538	8,727	8,395	8,4	8,727
ВИЭ							
Энергосистема Приморского края							
Потребность (потребление электрической энергии)	**12,457**	**12,957**	**13,350**	**13,533**	**13,825**	**14,120**	**14,963**
Покрытие (производство электрической энергии)	**10,732**	**9,385**	**10,740**	**11,163**	**11,477**	**11,803**	**12,649**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	10,732	9,380	10,735	11,158	11,472	11,798	12,644
ВИЭ		0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
в т.ч. ВЭС		0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Южно-Якутский энергорайон энергосистемы Саха - Якутия							
Потребность (потребление электрической энергии)	**1,566**	**1,630**	**1,958**	**2,268**	**2,423**	**2,578**	**2,606**
Покрытие (производство электрической энергии)	**2,211**	**2,211**	**2,208**	**2,214**	**2,105**	**2,118**	**2,133**
в том числе:							
АЭС							
ГЭС							
ТЭС	2,211	2,211	2,208	2,214	2,105	2,118	2,133
ВИЭ							

Приложение № 11
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2011-2017 годы

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию магистральных и распределительных сетей с учетом требований по обеспечению регулирования (компенсации) реактивной электрической мощности на 2011-2017 годы

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ С УЧЕТОМ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РЕГУЛИРОВАНИЯ (КОМПЕНСАЦИИ) РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЗА 2011 - 2017 ГОДЫ ПО ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЯ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей 2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого			Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010 2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	42
	Объекты для выдачи мощности электростанций																																							
	АЭС																																							
1	ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 - ПС Кингисеппская	Ленинградская	2012	135 км				135																		135	0	0	3160	1500	1629,3						3129,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение выдачи мощности блока № 1 Ленинградской АЭС-2 (1х1150 МВт)
2	ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 - ПС Пулковская - ПС Южная		2013	145 км							145															145	0	0	3898	1300	1300	1298					3898	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
3	ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 - ПС Гатчинская			94 км							94															94	0	0	2283	750	750	761,3					2261,3		П	
4	Заходы ВЛ 330 кВ Ленинградская - Балти на ПС Кингисеппская			2х0,5 км							1															1	0	0	565,4		265,4	300					565,4			
5	ШР 750 кВ на ПС Ленинградская			330 Мвар									330													0	0	330	837			837					837			
6	ППТ Ленинградская АЭС-2 - Выборгская ±300 кВ 1000 МВт в том числе *	Ленинградская	2014																																					
	ПС ПТ			2430 МВА											2430											0	2430	0	13021,5	1000	3500	4260	4261,5				13021,5	ОАО "ФСК ЕЭС"		
	ВЛ			120 км										120												120	0	0												
	КЛ			26 км										26												26	0	0												
	ВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 - ПС ПТ ЛАЭС-2			2х1,5 км										3												3	0	0												
7	Установка АТ 750/330 кВ на 750 кВ ЛАЭС-2	Ленинградская	2015	1000 МВА														1000								0	1000	0									0			Обеспечение выдачи мощности блока № 2 Ленинградской АЭС-2 (1х1150 МВт) (технические решения уточняются после выполнения и согласования СВМ)
8	Заходы существующей ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС - ПС Ленинградская на ОРУ 750 кВ ЛАЭС-2*			4,5 км													4,5									4,5	0	0	168,8					168,8			168,8	ОАО "ФСК ЕЭС"		
9	ВЛ 750 кВ ЛАЭС-2 - ПС Ленинградская*			128 км													128									128	0	0	5385				2500	2885			5385			
10	ВЛ 750 кВ ЛАЭС - ЛАЭС-2*			5,1 км													5,1									5,1	0	0	191,9					191,9			191,9			
11	Установка АТ 750/330 кВ на 750 кВ ЛАЭС			1000 МВА														1000								0	1000	0									0			
12	ШР 750 кВ на ПС Ленинградская*			2х330 Мвар															660							0	0	660	1675					1675			1675	ОАО "ФСК ЕЭС"		
13	ВЛ 330 кВ Балтийская АЭС - Советск (третья ВЛ)*	Калининградская	2015	33,8 км													33,8									33,8	0	0	1085,6					1085,6			1085,6	ОАО "ФСК ЕЭС"		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)
14	Заходы ВЛ 330 кВ Советск - Битенай на Балтийскую АЭС*		2016	2х10 км																20						20	0	0	264						264		264	ОАО "ФСК ЕЭС"		
15	Заходы ВЛ 330 кВ Советск - Круонио ГАЭС на Балтийскую АЭС*			2х20 км																40						40	0	0	576						576		576	ОАО "ФСК ЕЭС"		
16	Замена проводов на АС 2х600 на участках двух ВЛ 330 кВ Советск - Балтийская АЭС*			23,8 км + 57,5 км																81,3						81,3	0	0	1897					897	1000		1897	ОАО "ФСК ЕЭС"		
17	Две ВЛ 330 кВ Советск - Битенай - Клайпеда (демонтаж старой и строительство новой двухцепной)*	Калининградская, Литва		2х100 км																200						200	0	0	4800				1500	1500	1800		4800	ОАО "ФСК ЕЭС"		
18	ВЛ 330 кВ Балтийская АЭС - Центральная	Калининградская		135 км																135						135	0	0	2484					1200	1284		2484			
19	Шунтирующие реакторы			3х60 Мвар																		180				0	0	180												
	ТЭС																																							
20	ПС 330/110 кВ Октябрьская (расширение) АТ 330/110 кВ	Ленинградская	2012	200 МВА					200																	0	200	0											П	Для выдачи мощности второго блока ТЭЦ-5 Правобережная, ПГУ-450 МВт

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
21	Двухцепные заходы ВЛ 330 кВ ПС Ленинградская - ПС Колпино на ОРУ 330 кВ Киришской ГРЭС	Ленинградская	2016	2x95 км															190						190	0	0	2299					1100	1165,3		2265,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для выдачи мощности Киришской ГРЭС при ее расширении блоком ПГУ-800
	Итого по 750 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*330*	*0*	*0*	*0*	*137,6*	*2000*	*660*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*137,6*	*2000*	*990*		*0*	*0*	*837*	*2500*	*4920,7*	*0*	*0*	*8257,7*			
	Итого по 330 кВ				*0*	*0*	*0*	*135*	*200*	*0*	*240*	*0*	*0*	*3*	*0*	*0*	*33,8*	*0*	*0*	*666,3*	*0*	*180*	*0*	*0*	*0*	*1078*	*200*	*180*		*3550*	*3944,7*	*2359,3*	*1500*	*5782,6*	*6089,3*	*0*	*23225,9*			
	Итого по 330-750 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*146*	*2430*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*146*	*2430*	*0*		*1000*	*3500*	*4260*	*4261,5*	*0*	*0*	*0*	*13021,5*			
	Объекты нового строительства																																							
	750 кВ																																							
22	ВЛ 750 кВ Ленинградская - Белозерская*	Ленинградская Вологодская	2019	450 км 2xШР 330 Мвар																					0	0	0	19720					3700	3700	3700	11100	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для выдачи избытков мощности из ОЭС Северо-Запада и усиления межсистемной связи ОЭС Северо-Запада - ОЭС Центра
	330 кВ																																							
23	Установка второго АТ 330/110 кВ на ПС 750 кВ Ленинградская	Ленинградская	2011	200 МВА		200																			0	200	0	390	291,9	90						381,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Санкт-Петербурга и прилегающих районов Ленинградской области
24	ВЛ 330 кВ Гатчинская - Лужская с ПС 330 кВ Лужская	Ленинградская	2011	93 км 125 МВА	93	125																			93	125	0	4210	1463,6	819,6						2283,2	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение электроснабжения потребителей Лужского энергорайона энергосистемы Ленинградской области
25	ПС 330 кВ Зеленогорская с заходами ВЛ 330 кВ С-З ТЭЦ - ПС Каменногорская	Ленинградская	2011	2x200 МВА 2x15 км	30	400																			30	400	0	2800	1043,1	687,8						1730,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Карельского перешейка, г. Зеленогорска и Курортного района
26	Каблирование Л-213, Л-214 от ПС 330 Волхов - Северная до полосы отвода ж/д	Ленинградская	2012	6,5 км				6,5																	6,5	0	0	1530	677,3	650	200					1527,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для освобождения городских территорий г. Санкт-Петербург
27	ПС 330/110 кВ Василеостровская с КЛ 330 кВ Северная - Василеостровская и КЛ 330 кВ ПС Василеостровская - ПС № 15 Завод Ильича	Ленинградская	2012	2x200 МВА					400																0	400	0	7650	3008	3009	449,7					6466,7	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей центральных районов Санкт-Петербурга
				КЛ 12,5 км				12,5																	12,5	0	0													
				КЛ 8 км				8																	8	0	0													
28	ПС 330 кВ Заневская с заходами ВЛ	Ленинградская	2012	2x5 км 2x200 МВА				10	400																10	400	0	2911	1450	1452						2902	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для электроснабжения потребителей жилой застройки района г. Санкт-Петербурга
29	ВЛ 330 кВ Княжегубская ГЭС - ПС Лоухи - Путкинская ГЭС - Ондская ГЭС с ПС Лоухи и расширением ОРУ Кольской АЭС, Ондской и Путкинской ГЭС	Карельская	2012	114 км (введены в эксплуат.)																					0	0	0	5099	2500	2486,8	900					5686,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение выдачи "запертой" электроэнергии КолЭС и мощности электростанций энергосистем Мурманской области и Республики Карелия, повышения надежности электроснабжения Карелэнерго
				169 км				169																	169	0	0													
				131 км				131																	131	0	0													
				2x125 МВА (введены в эксплуат.)																					0	0	0													
30	ПС 330/110 кВ Парнас с заходами ВЛ	Ленинградская	2012	2x1км 2x200 МВА				2	400																2	400	0	2760,7	996,2	990	374,2					2360,4	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для электроснабжения потребителей северной части Санкт-Петербурга, жилого массива "Северная долина"
31	ПС 330/110 кВ Пулковская с заходами ВЛ 330 кВ Западная - Южная	Ленинградская	2012	2x200 МВА					400																0	400	0	3356,6	1500	1515,2						3015,2	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение надежности электроснабжения присоединяемых потребителей ДК "Порт" и ООО "Новый город"
32	ПС 330 кВ Ручей с заходами ВЛ 330 кВ ПС Ленинградская - Чудово	Новгородская	2013	2x125 МВА, 2x1 км							2	250													2	250	0	1662	10,5	800	851,5					1662	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение Бабинской промзоны в Чудовском районе Новгородской области
33	ПС 330 кВ Усть-Луга с заходами ВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 - Кингисеппская	Ленинградская	2014	2x200 МВА, 2x1 км, 100 Мвар										2	400	100									2	400	100	2475	30,7	848	847	749,3				2475	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение электроснабжения портовых комплексов Усть-Луга, Вистино, Горки Ленинградской области
34	ПС 330 кВ вблизи Северной ТЭЦ-21*	Ленинградская	2015	2x200 МВА														400							0	400	0	2726		30	900	900	896			2726	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Санкт-Петербурга и Карельского перешейка
35	ПС 330/110 кВ Ломоносовская с заходами ВКЛ 330 кВ ЛАЭС - ПС Западная	Ленинградская	2015	2x6,3 км 2x200 МВА													12,6	400							12,6	400	0	3170		30	1500	1640				3170	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Ломоносовского района Ленинградской области
36	ПС 330/110 кВ Балтийская кремниевая долина (БКД) с заходами ВЛ	Ленинградская	2015	2x5 км 2x200 МВА													10	400							10	400	0	2290		30	760	750	750			2290	Заказчик		Обеспечение электроснабжения завода по производству поликристаллического кремния
37	ПС 330 кВ Окуловка (установка третьего АТ)	Новгородская	2015	125 МВА														125							0	125	0	416				270	146			416	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Крестецкого, Валдайского районов Новгородской области
38	ВЛ 330 кВ Новосокольники - Талашкино	Псковская Смоленская	2016	230 км															230						230	0	0	5900					1900	1938,4		3838,4	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Псковской области в случае размыкания электрических связей с Белоруссией

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	* Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
39	ВЛ 330 кВ Ондская ГЭС - ПС Петрозаводск (2-я ВЛ)	Карельская	2015	278 км													278									278	0	0	5097			50	2525	2522			5097	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Обеспечение выдачи "запертой" электроэнергии КолЭС и мощности электростанций энергосистем Мурманской области и Республики Карелия, повышения надежности электроснабжения Карелэнерго
40	ПС 330 кВ Западный скоростной диаметр (ЗСД)*	Ленинградская	2017	2х200 МВА																			400			0	400	0	2500					30	1220	1250	2500	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение электроснабжения потребителей жилой и общественно-деловой застройки северных районов Санкт-Петербурга
41	ПС 330 кВ ШКГМ	Мурманской области	2016	2х250 МВА																	500					0	500	0	6800				68	3332	3400		6800	ОАО "Газпром"		Обеспечение электроснабжения Штокманского газоконденсатного месторождения
	ВЛ 330 кВ ШКГМ-Серебрянская ГЭС-1			59 км															59							59	0	0												
	ВЛ 330 кВ ШКГМ - ПС Выходной			121 км															121							121	0	0												
42	ПС 330 кВ Новосокольники (установка третьего АТ)	Псковская	2016	125 МВА																125						0	125	0	416				270	146			416	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Великие Луки Псковской области
43	ПС 330 кВ Мурманская с заходами ВЛ 330 кВ ПС Выходной - Серебрянская ГЭС-1	Мурманской области	2014, 2017	2х15 км 2х250 МВА										30	250								250		30	500	0	3000		20	1310	1310			360	3000	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей северных районов Мурманской области
44	ВЛ 330 кВ ПС Петрозаводская - ПС Тихвин*	Ленинградская Карельская	2017	280 км																		280			280	0	0	4919					30	2400	2489	4919	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Карельской и Ленинградской энергосистем, повышение пропускной способности транзита Колэнерго - Карелэнерго - Ленэнерго
	220 кВ																																							
46	ПС 220/110 кВ Новая с двухцепной ВЛ 220 кВ Плесецк - Новая	Архангельская	2011	2х29 км 2х63 МВА	58	126																				58	126	0	1816	600							600	ФГУ "Командова-ние космических войск"	С	Обеспечение электроснабжения космодрома "Плесецк" при увеличении нагрузки
47	ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС - Ухта - Микунь (2012 г. - Ухта - Микунь)	Энергосистема Республики Коми	2012, 2014	252,8 км. 294,3 км							252,8			294,3												547,1	0	0	11962,9	2800	2800	2800	2874,3				11274,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей Микуня-Сыктывкарского и Котласского энергоузлов, увеличение пропускной способности сети для обеспечения подключения новых потребителей
48	ПС 220/35/10 кВ ЦХП с двумя ВЛ 220 кВ ПС Северный Возей - ПС ЦХП	Энергосистема Республики Коми	2014	2х170 км 2х40 МВА										340	80											340	80	0	5163		1700	1800	1663				5163	ООО "Совместная компания РУСВЬЕТ-ПЕТРО"		Для обеспечения электроснабжения потребителей нефтедобывающей "Компании "РУСВЬЕТПЕТРО"
49	ВЛ 220 кВ Микунь-Заозерное	Энергосистема Республики Коми Архангельская	2016	250 км															250							250	0	0	3375			800	900	900	775		3375	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Микунь-Сыктывкарского и Котласского энергоузлов, увеличение пропускной способности сети для обеспечения подключения новых потребителей
50	ПС 220/110/6 кВ ГОК (Поморье) с двухцепной ВЛ 220 кВ, РП 220 кВ и заходами ВЛ 220 кВ Арх.ТЭЦ - РП Первомайский	Архангельская	2016	2х101,4 км 2х63 МВА															202,8	126					202,8	126	0	3643					2000	1643		3643	Заявитель	П-2006 г.	Электроснабжение ГОКа Поморье
52	ВЛ 220 кВ ПС Петрозаводск - ПС Суоярви*	Карельская	2016	102 км															102						102	0	0	1189					239	950		1189	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения Прионежского района энергосистемы Республики Карелия
53	ВЛ 220 кВ ПС Суоярви - ПС Сортавала*	Карельская	2017	126 км																		126			126	0	0	1415						700	715	1415	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение надежного электроснабжения потребителей западных районов Республики Карелия
54	ПС 220 кВ Сортавальская установка второго трансформатора *	Карельская	2017	63 МВА																			63		0	63	0	211							211	211	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения Прионежского района энергосистемы Республики Карелия
55	ВЛ 220 кВ Микунь - Сыктывкар (вторая ВЛ)	Энергосистема Республики Коми	2017	87,2 км																		87,2			87,2	0	0	1354						700	654	1354	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Сыктывкара, обеспечение подключения новых потребителей

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей 2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого			Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010 2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого	Организации, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
56	ПС 220 кВ Сыктывкар (установка второго АТ)	Энергосистема Республики Коми	2017	125 МВА																			125		0	125	0	264							264	264	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Сыктывкара, обеспечение подключения новых потребителей
	Итого по 750 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*		*0*	*0*	*0*	*0*	*3700*	*3700*	*3700*	*11100*			
	Итого по 330 кВ				*123*	*725*	*0*	*339*	*1600*	*0*	*2*	*250*	*0*	*32*	*650*	*100*	*300,6*	*1325*	*0*	*410*	*625*	*0*	*280*	*650*	*0*	*1187*	*5825*	*100*		*12971,3*	*13428,4*	*6672,4*	*8342,3*	*11392*	*8958,4*	*4099*	*65863,8*			
	Итого по 220 кВ				*58*	*126*	*0*	*0*	*0*	*0*	*252,8*	*0*	*0*	*634,3*	*80*	*0*	*0*	*0*	*0*	*554,8*	*126*	*0*	*213,2*	*188*	*0*	*1713*	*520*	*0*		*3400*	*4500*	*5400*	*5437,3*	*3139*	*4768*	*1844*	*28488,3*			
	Объекты реновации																																							
	330 кВ																																							
57	Комплексная реконструкция и тех. перевооружение ПС 220 кВ Завод Ильича (перевод на напряжение 330 кВ)	Ленинградская	2011	250 МВА, 2х200 МВА		650																			0	650	0	7032,5	2000	736,2	123,9					2860,1	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Санкт-Петербурга
				250 МВА		250																			0	250	0													
58	Комплексная реконструкция и тех. перевооружение ПС 220 кВ Волхов-Северная (перевод на напряжение 330 кВ)	Ленинградская	2011	2х200 МВА		400																			0	400	0	5664,7	1094,3	288,1						1382,4	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Санкт-Петербурга
59	Реконструкция и тех. перевооружение ПС 330 кВ Восточная (установка 4-го АТ)	Ленинградская	2011	200 МВА		200																			0	200	0	7640	900	899,1						1799,1	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Санкт-Петербурга
60	Реконструкция ПС 330 кВ Каменногорская (замена АТ с увеличением мощности)*	Ленинградская	2013	2х200 МВА								400													0	400	0	343			343					343			Обеспечение возможности подключения тяговых ПС 110 кВ
	220 кВ																																							
61	Реконструкция ОРУ 220 кВ, РУ 10 кВ ПС 220 кВ Онега с установкой второго трансформатора 25 МВА	Архангельская	2011	25 МВА		25																			0	25	0	441	434,8							434,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Архангельской области
62	Реконструкция и техническое перевооружение ПС 220 кВ Приморская (замена АТ с увеличением мощности)	Ленинградская	2011	2х80 МВА		80																			0	80	0	1450	552,5							552,5	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Для обеспечения надежности электроснабжения районов г. Санкт-Петербурга
63	Реконструкция и техническое перевооружение ПС 220 кВ Полупроводники (замена АТ с увеличением мощности)	Ленинградская	2012	2х80 МВА					160																0	160	0	2130	675	674,8	411					1760,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Для обеспечения надежности электроснабжения районов г. Санкт-Петербурга
64	Расширение и реконструкция ПС 220 кВ Парголовская (замена АТ с увеличением мощности)	Ленинградская	2015	2х80 МВА													160								0	160	0	1500			500	500	500			1500	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для обеспечения надежности электроснабжения районов г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области
65	Реконструкция ПС 220 кВ Медвежьегорск (замена АТ с увеличением мощности)	Карельская	2015	2х63 МВА													126								0	126	0	1738,9	6,9		500	850	354			1710,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Медвежьегорского энергоузла
66	Реконструкция ПС 220 кВ Древлянка (№2)(замена АТ с увеличением мощности)*	Карельская	2015	2х200 МВА													400								0	400	0	2826		250	630	730	830	379,8		2819,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения энергосистемы Республики Карелия
67	Реконструкция ПС 220 кВ Усинская (замена АТ с увеличением мощности)*	Энергосистема Республики Коми	2015	2х80 МВА													160								0	160	0	4017		50	810	1000	1300	857,8		4017,8	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения энергосистемы Республики Коми
68	Реконструкция ПС 220 кВ Заозерье (замена АТ с увеличением мощности)	Архангельская	2017	2х125 МВА																			250		0	250	0	2224,9			28,9	60	600	800	736	2224,9	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения Архангельской энергосистемы
	Итого по 330 кВ				*0*	*1500*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*400*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*1900*	*0*		*3994,3*	*1923,4*	*466,9*	*0*	*0*	*0*	*0*	*6384,6*			
	Итого по 220 кВ				*0*	*105*	*0*	*0*	*160*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*846*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*250*	*0*	*0*	*1361*	*0*		*1669,2*	*974,8*	*2879,9*	*3140*	*3584*	*2037,6*	*736*	*15021,5*			

	Ввод мощностей 2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого			Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010 2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
ВСЕГО, в т.ч.	181	2456	0	474	1960	0	494,8	650	330	815,3	3160	100	472	4171	660	1631	751	180	493,2	1088	0	4561	14236	1270		26584,8	28271,3	22875,5	25181,1	32518,3	25553,3	10379	171363,3
по 750 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0	330	0	0	0	137,6	2000	660	0	0	0	0	0	0	137,6	2000	990		0	0	837	2500	8620,7	3700	3700	19357,7
по 330 кВ	123	2225	0	474	1800	0	242	650	0	35	650	100	334,4	1325	0	1076	625	180	280	650	0	2565	7925	280		20515,6	19296,5	9498,6	9842,3	17174,6	15047,7	4099	95474,3
по ±300 кВ	0	0			0	0	0	0	0	146	2430	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	146	2430	0		1000	3500	4260	4261,5	0	0	0	13021,5
по 220 кВ	58	231	0	0	160	0	252,8	0	0	634,3	80	0	0	846	0	554,8	126	0	213,2	438	0	1713	1881	0		5069,2	5474,8	8279,9	8577,3	6723	6805,6	2580	43509,8

Примечания

* - сроки ввода и технические параметры могут быть изменены после выполнения проектной работы

Капиталовложения в электросетевые объекты приведены без учета НДС

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ С УЧЕТОМ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РЕГУЛИРОВАНИЯ (КОМПЕНСАЦИИ) РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЗА 2011 - 2017 ГОДЫ ПО ОЭС ЦЕНТРА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей 2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого			Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010 2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	42
Объекты для выдачи мощности электростанций																																								
АЭС																																								
1	ВЛ 750 кВ Калининская АЭС - Грибово	Тверская, Московская	2011	275 км 2хШР-330	275		660																			275	0	660	19496,4	9200	2598,8						11798,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Для выдачи мощности блока № 4 (1000 МВт) Калининской АЭС.
2	с ПС 750 кВ Грибово АТ 750/500 кВ.	Московская		6х417 МВА		2502																				0	2502	0												
	АТ 500/220 кВ			2х501 МВА		1002																				0	1002	0												
	АТ 220/110 кВ			2х200 МВА		400																				0	400	0												
3	ПС 750 кВ Белозерская, установка второго АТ 750/500 кВ	Вологодская	2011	3х417 МВА		1251																				0	1251	0	2881,3	1000	783,4						1783,4	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	
4	ПС 500 кВ Дорохово, АТ 500/220 кВ	Московская	2011	2х501 МВА		1002																				0	1002	0	6732,4	3020	1247,2						4267,2	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	
	АТ 220/110			2х250 МВА		500																				0	500	0												
5	ВЛ 500 кВ Грибово - Дорохово			70 км	70																					70	0	0												
6	заходы ВЛ 220 кВ Кедрово - Дровнино на ПС 500 кВ Дорохово			2х12 км	24																					24	0	0												
7	две КВЛ 220 кВ Дорохово - Слобода			2х93 км	186																					186	0	0	5536,1	3400	1158,3						4558,3			
8	Вторая ВЛ 500 кВ Грибово-Дорохово	Московская	2015	70 км													70									70	0	0	2325,2					2325,2			2325,2	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для выдачи мощности блока № 4 (1000 МВт) Калининской АЭС (третий этап технологического присоединения).
9	ПП 500 кВ Панино с заходами ВЛ 500 кВ Чатино-ПП Ожерелье и ВЛ 500 кВ Каширская ГРЭС-Пахра*			4х10 км													40									40	0	0	3053,3				1400	1653,3			3053,3	ОАО "ФСК ЕЭС"		
10	ВЛ 500 кВ Дорохово-ПП Панино*			160 км ШР-3х60													160		180							160	0	180	5157,3				2000	3157,3			5157,3			
11	ВЛ 500 кВ НВАЭС-2 - Елецкая (Борино)	Воронежская, Липецкая	2012	210 км				210																		210	0	0	6072,7	2000	4072,7						6072,7	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Для выдачи мощности блока № 1 (1180 МВт) Нововоронежской АЭС-2
12	реконструкция ВЛ 500 кВ НВАЭС - Донбасская с сооружением заходов на НВАЭС-2	Воронежская		2х0,7 км				1,4																		1,4	0	0	79,3		79,3						79,3			
13	реконструкция ВЛ 500 кВ НВАЭС - Старый Оскол с сооружением заходов на НВАЭС-2			2х0,6 км				1,2																		1,2	0	0												
14	ПС 220 кВ Бутурлиновка			2х125 МВА					250																	0	250	0	1759,5	800	959,5						1759,5			
15	с ВЛ 220 кВ НВАЭС-2 - Бутурлиновка			100 км				100																		100	0	0												
16	две КЛ 220 кВ НВАЭС-2 - Новая			2х2,5 км				5																		5	0	0	827,4	100	727,4						827,4			
17	перезавод двух ВЛ 220 кВ НВАЭС - Лиски на НВАЭС-2			2х1 км				2																		2	0	0												
18	перезавод одной ВЛ 220 кВ НВАЭС - Латная на НВАЭС-2			3,5 км				3,5																		3,5	0	0												
19	две КЛ 220 кВ Новая - Промзона с			2х6 км				12																		12	0	0	2572,7	1000	1572,7						2572,7			
20	ПС 220 кВ Промзона			2х200 МВА					400																	0	400	0												
21	Автотрансформатор связи №1 на НВАЭС-2 - АТ 500/220 кВ, ШР-180			501 МВА ШР-180					501	180																0	501	180									0			
22	ВЛ 500 кВ НВАЭС-2 - Старый Оскол	Воронежская, Белгородская	2015	92 км													92									92	0	0	2826,7				1000	1826,7			2826,7	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Для выдачи мощности блока №2 (1180 МВт) Нововоронежской АЭС-2
23	Автотрансформатор связи №2 на НВАЭС-2 АТ 500/220 кВ			501 МВА														501								0	501	0									0			
ГЭС																																								
24	Две цепи ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС-2 - Ярцево	Московская	2012	2х30 км				60																		60	0	0	10165	3500	3900	1497					8897	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Для выдачи мощности и заряда I очереди (2х210 МВт) Загорской ГАЭС-2
25	реконструкция ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС - Трубино и строительство заходов на ПС 500 Ярцево	Тверская, Московская		2х1 км				2																		2	0	0												
26	перевод ПС 220 кВ Ярцево на 500 кВ установка АТ 500/220 кВ,	Московская		2х501 МВА					1002																	0	1002	0												
27	замена АТ 220/110 кВ			2х250 МВА					500																	0	500	0												
28	ВЛ 500 кВ ЗаГАЭС-2 - Трубино	Московская	2013	90 км							90															90	0	0	2704			2676,3					2676,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Для выдачи мощности и заряда II очереди (2х210 МВт) Загорской ГАЭС-2
ТЭС																																								

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
29	перевод двухцепной ВЛ Ивановская ГРЭС - Норо на 220 кВ	Ивановская, Ярославская	2012																						0	0	0	251,3	40	31,3						71,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Для выдачи мощности ПГУ № 2 (325 МВт) Ивановской ГРЭС
30	две ВЛ 220 кВ Ивановская ГРЭС - Иваново с расширением и реконструкцией ПС Иваново	Ивановская		2х25 км				50																	50	0	0	1307	200	333,9						533,9			
31	Заходы ВЛ 220 кВ Ярославская - Тутаев в РУ 220 кВ Ярославской ТЭС (Тенинской котельной)	Ярославская	2014	2х12 км									24												24	0	0	189,6				189,6				189,6	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для выдачи мощности Ярославской ТЭС (Тенинской котельной г. Ярославля) (ПГУ-450 МВт)
32	Заходы ВЛ 220 кВ Ярославская - Тверицкая в РУ 220 кВ Ярославской ТЭС (Тенинской котельной)			2х23 км									46												46	0	0	363,4			100	309,4				409,4			
33	Заходы ВЛ 220 кВ Районная - Заря в РУ 220 кВ Владимирской ТЭЦ-2	Владимирская	2014	2х5 км									10												10	0	0	89				89				89	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для выдачи мощности блока №7 (ПГУ-230 МВт) Владимирской ТЭЦ-2
34	ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС - РПП-2 (вторая ВЛ) с расширением ОРУ РПП-2*	Вологодская	2015	57,2 км												57,2									57,2	0	0	951,4				300	651,4			951,4	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для выдачи мощности блока №4 (420 МВт) Череповецкой ГРЭС
35	ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС - Череповецкая (вторая ВЛ)*			45 км												45									45	0	0	770,3					770,3			770,3			
36	две КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 - Золотаревская	Московская	2014	2х2 км									4												4	0	0	1143,5				1143,5				1143,5	ОАО "Энергокомплекс"		Для выдачи мощности блока №10 (ПГУ 420 МВт) ТЭЦ-12 г. Москвы
37	две КЛ 220 кВ Пресня - ТЭЦ-12			2х2 км									4												4	0	0	1143,5				1143,5				1143,5			
38	Заходы двухцепной КЛ 220 кВ Ваганьковская - Мневники на ТЭЦ-16	Московская	2014	4х0,5 км									2												2	0	0	338,1				338,1				338,1	ОАО "Энергокомплекс"		Для выдачи мощности блока №8 (ПГУ 420 МВт) ТЭЦ-16 г. Москвы
39	Сооружение двух КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 - Золотаревская	Московская	2014	2х3 км									6												6	0	0	1481,6				1481,6				1481,6	ОАО "Энергокомплекс"		Для выдачи мощности (ПГУ 420 МВт) ТЭЦ-20 г. Москвы
	Итого по 750 кВ				275	3753	660	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	275	3753	660		*10200*	*3382,2*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	13582,2			
	Итого по 500 кВ				70	2004	0	274,6	1503	180	90	0	0	0	0	362	501	180	0	0	0	0	0	0	796,6	4008	360		*8520*	*9299,2*	*4173,3*	*4400*	*8962,5*	*0*	*0*	35355			
	Итого по 220 кВ				210	900	0	172,5	1150	0	0	0	0	96	0	0	103,2	0	0	0	0	0	0	0	580,7	2050	0		*5540*	*4783,1*	*100*	*4994,7*	*1421,7*	*0*	*0*	16839,5			
	Объекты нового строительства																																							
	750 кВ																																							
40	ВЛ 750 кВ Ленинградская - Белозерская (объёмы учтены в ОЭС Северо-Запада)*	Ленинградская Вологодская	2019	450 км 3хШР- 330																					0	0	0									0	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для усиления межсистемной связи ОЭС Северо-Запада - ОЭС Центра
	500 кВ																																							
41	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Чагино (2 АТ 500/220 кВ, 4 АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ)	Московская	2011	2х500 МВА		1000																			0	1000	0	11738,4	600	796,2						1396,2	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Для повышения надежности электроснабжения Московской энергосистемы
				4х250 МВА 2х100 МВА		1200																			0	1200	0												
42	Установка третьего АТ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Калужская (капвложения включают сооружение заходов на ПС 220 кВ Метзавод)	Калужская	2011	501 МВА		501																			0	501	0	1016,94	868,35							868,35	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Для электроснабжения металлургического завода (КНПЭМЗ) в Калужской области
43	ОРУ 220 кВ на ПС 750 кВ Белозерская с установкой одного АТ 500/220 кВ (по титулу "ВЛ 750 кВ Калининская АЭС-Череповец с ПС 750 кВ Череповецкая ")	Вологодская	2011	(501+167) МВА		668																			0	668	0	2000	1000	253,8						1253,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Вологодской области
44	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС-Нижегородская (объёмы учтены в ОЭС Средней Волги)	Костромская, Нижегородская	2013	282 км 1хШР-180																					0	0	0									0	ОАО "ФСК ЕЭС"	вып.	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла и г. Нижний Новгород
45	Установка АТ №3 500/220 кВ на ПС 750 кВ Новобрянская (капвложения включают строительство ВЛ 220 кВ Новобрянская - Брянская), либо сооружение ПС 500 кВ Белобережская***	Брянская	2012	501 МВА					501																0	501	0	1147,5	269,5	300	564,7					1134,2	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Брянской области
46	(*) Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Трубино (4 АТ 500/220 кВ; 2 АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ)	Московская	2013	4х500 МВА								2000													0	2000	0	8679,6	700	2000	4500	1372				8572	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для повышения надежности электроснабжения Московской энергосистемы
				2х250 МВА 2х100 МВА								700													0	700	0												
47	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Пахра (2 АТ 500/220 кВ; 2АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ)	Московская	2013	2х500МВА								1000													0	1000	0	7761,1	500	1200	3400	956,2				6056,2	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для повышения надежности электроснабжения Московской энергосистемы
				2х250 МВА 2х100 МВА								700													0	700	0												
48	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС	[illegible]	[illegible]	2х501МВА																1002					0	1002	0	10519	79,2	100	600	3000	3000	3629,6		10408,8	ОАО "ФСК	[illegible]	Для повышения надежности

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.				
48	500 кВ Ногинск (2 АТ 500/220 кВ; 4 АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ)	Московская	2010	4x250 МВА 2x100 МВА 200 Мвар																1200	200				0	1200	200											ЕЭС"	II	электроснабжения московской энергосистемы
49	ПС 500 кВ Каскадная с заходами ВЛ 500 Чагино - Ногинск и ВЛ 220 кВ Восточная - Цаги и ТЭЦ-23 - Ногинск	Московская	2014	2x500 МВА 2x0,1 км										0,2	1000										0,2	1000	0	8889,9	1500	1500	1500	1866				6366	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Для повышения надежности электроснабжения Московской энергосистемы
				2x250 МВА 4x100 МВА 4x0,1 км				0,4	200						700										0,4	900	0												
50	ПП 500 кВ Ожерелье (Кашира) с заходами ВЛ 500 кВ Чагино - Михайловская и участком ВЛ 750 кВ отв. Кашира - ПП Ожерелье	Московская	2014	500 кВ - 2x10 км										20											20	0	0	2028,3			500	1528,3				2028,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для ликвидации тройника и повышения надежности электроснабжения южной части Московской энергосистемы
				750 кВ - 10 км										10											10	0	0												
51	ОРУ 220 кВ на ПС 750 кВ Белый Раст с установкой АТ 500/220 кВ, заходами ВЛ 220 кВ и ВЛ 220 кВ Б.Раст-Западная.	Московская	2 016	2x501 МВА																1002					0	1002	0	2677,1				650	800	1227,1		2677,1	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей (ПС 220 кВ Филино и др.), СВМ ГТЭС Молжаниновка
				2x15 км 50 км															80						80	0	0												
52	ПС 500 кВ Обнинск, АТ 500/220 кВ, с ВЛ 500 кВ Калужская-Обнинск	Калужская	2014	501 МВА 50 км										50	501										50	501	0	3398,1		800	1000	1598,1				3398,1	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для снятия ограничений на присоединение потребителей в северной части Калужской области (КНПЭМЗ). Для развития схемы выдачи Калининской АЭС
53	участок ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Липецкая (ликвидация "тройника")	Липецкая	2017	30 км																			30		30	0	0	940,2							940,2	940,2	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для ликвидации "тройника" и повышения надежности сети, в т.ч. схемы выдачи НВАЭС
54	ВЛ 500 кВ Дорохово - Обнинск	Московская, Калужская	2018	110 км																					0	0	0	3381,2							1000	1000	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения Калужской энергосистемы в связи со значительным ростом нагрузки
55	расширение ПС 500 кВ Старый Оскол, АТ №3 500/110 кВ*	Белгородская	2014	250 МВА											250										0	250	0	392,1			100	292,1				392,1	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для электроснабжения потребителей Стойленского ГОКа
	330 кВ																																							
56	Расширение ПС 330 кВ Лебедь, АТ 330/110 кВ	Белгородская	2015	2x200 МВА														400							0	400	0	649,6				300	349,6			649,6			Для электроснабжения потребителей Лебединского ГОКа
57	расширение ПС 330 кВ Железногорская АТ №3 330/220 кВ	Курская	2014	250 МВА											250										0	250	0	459,6			200	259,6				459,6	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Орловской и Брянской областей.
58	ВЛ 330 кВ Калининская АЭС - Бежецк с ПС 330 кВ Бежецк (перевод на 330 кВ) АТ 330/220 кВ *	Тверская	2014	2x250 МВА 115 км										115	500										115	500	0	2791,2		500	1000	1291,2				2791,2	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для резервирования собственных нужд и повышения надежности выдачи блока №1 Калининской АЭС
59	ВЛ 330 кВ Новосокольники - Талдыкино (объёмы учтены в ОЭС Северо-Запада)	Псковская, Смоленская	2016	230 км																					0	0	0									0	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для обеспечения надёжности электроснабжения Псковской области в случае размыкания электрических связей с Белоруссией.
60	ПС 330 кВ Тверь АТ 330/110 кВ с заходами ВЛ 330 кВ Конаковская ГРЭС - Калининская	Тверская	2017	200 МВА, 2x5 км																			10	200	10	200	0	1561,7						630	931,7	1561,7	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей Тверского энергоузла
61	ВЛ 330 кВ Садовая - Сеймская	Курская	2017	30 км																			30		30	0	0	607,2							607,2	607,2	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей г. Курска
	220 кВ																																							
62	Реконструкция ВЛ 220 кВ Энергия - 3, ВЛ 220 кВ Павлесонье-Череповец 1 и ВЛ 220 кВ Первомайская с заходами на ПС 750 кВ Белозерская и реконструкцией ОРУ 220 кВ РПП-1	Вологодская	2011	32 км 2x35км 2x35км	172																					172	0	0	1805	950	527,9						1477,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Череповецкого узла
63	Заходы ВЛ 220 кВ Калужская-Латышская на ПС 220 кВ Метзавод, заходы ВЛ 220 кВ Мирная-Кедрово на ПС 220 кВ Метзавод (капвложения учтены в п. "Установка третьего АТ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Калужская")	Калужская	2011	2x5 км	10																				10	0	0									0	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Для электроснабжения металлургического завода в Калужской области (КНПЭМЗ)
64	ПС 220 кВ Метзавод		2011	2x180 МВА 2x100 МВА		560																			0	560	0	1346	942							942			
65	Две ВЛ 220 кВ Калужская - Метзавод		2012	2x50 км				100																	100	0	0	1075,4	400	675,4						1075,4			
66	ВЛ 220 кВ Грибово - Победа (вместо второй цепи ВЛ 220 кВ Нелидово - Победа)*	Тверская, Московская	2016	140															140						140	0	0	1465,6					700	765,6		1465,6	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Ржевско - Нелидовского энергоузла Тверской области

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
67	ВЛ 220 кВ Найтоповичи-Новозыбков с расширением ПС 110 кВ Новозыбков и ПС 220 кВ Найтоповичи (выделение I-ой очереди строительства - одна цепь ВЛ в габаритах 220 кВ с включением ее на напряжение 110 кВ)	Брянская	2015	60 км												60									60	0	0	564,2				200	350,7			550,7	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей приграничных районов Брянской области, получающих питание от энергосистемы Белоруссии
68	ВЛ 220 кВ Новобрянская - Брянская* (капвложения учтены в п. "Установка АТ №3 500/220 кВ на ПС 750 кВ Новобрянская")	Брянская	2013	27 км							27														27	0	0									0	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Брянской области
69	Заходы двух ВЛ 220 кВ Липецкая – Металлургическая на ПС 220 кВ Квазинка (ОЭЗ) с реконструкцией ВЛ 220 кВ Липецкая - Квазинка левая и правая с увеличением сечения провода	Липецкая	2012	4x1 км 2x20 км				44																	44	0	0	391,6		391,6							391,6	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для электроснабжения ОЭЗ Липецкой области
70	ПС 220 кВ Квазинка (ОЭЗ)	Липецкая	2012	2x250 МВА					500																0	500	0	1205,2	500	705,2						1205,2			
71	ВЛ 220 кВ Липецкая - Металлургическая **	Липецкая	2015	36 км												36									36	0	0	505,8					505,8			505,8	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для обеспечения электроснабжения потребителей Липецкой области: ОЭЗ "Липецк", Новолипецкий металлобинат
72	третья ВЛ 220 кВ Борино - Правобережная*	Липецкая	2016	11,9 км															11,9						11,9	0	0	279,4						279,4		279,4	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей Липецкой области в районе ПС Правобережная
73	ВЛ 220 кВ Восток - Дрюнино	Смоленская, Московская	2014	110 км										110											110	0	0	1081,1			400	681,1				1081,1	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей восточной части Смоленской области и создания возможности присоединения новых потребителей
74	ПС 220 кВ Литейная (установка третьего АТ 220/110 кВ) и строительство заходов ВЛ 220 кВ Смоленская ГРЭС - Талашкино на ПС Литейная	Смоленская	2013	200 МВА 2x30 км							60	200													60	200	0	942,2		400	542,2					942,2	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для обеспечения электроснабжения производственной зоны №3
75	ПС 220 кВ Ворсино с заходами ВЛ 220 кВ	Калужская	2011-2013	2x250 МВА 4x2 км	8	250						250													8	500	0	1276,4	615,7	50	200,3					866			Для снятия ограничений на присоединение потребителей в северной части Калужской области
76	ПС 220 кВ Сталь	Владимирская	2011	2x63 МВА + 1x160 МВА		286																			0	286	0	725,4	435,2							435,2			Для ЭС металлургического завода в г. Ковров при реализации проекта в указанные сроки
77	Двухцепная ВЛ 220 кВ Заря-Сталь	Владимирская		2x3 км	6																				6	0	0	229,2	229,2							229,2			Для ЭС металлургического завода в г. Ковров при реализации проекта в указанные сроки
78	ВЛ 220 кВ Заря - Иваново	Ивановская, Владимирская	2017	100 км																		100			100	0	0	1075,4						400	675,4	1075,4	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Владимирской области, в т. ч. металлургического завода в г. Ковров
79	ПС 220 кВ Цементник (АТ 220/10 кВ)	Воронежская	2011	2x40 МВА		80																			0	80	0	597	358							358			Для ЭС цементного завода в Воронежской области
80	Две ВЛ 220 кВ (отпайки от ВЛ 220 кВ Придонская-Лиски- ПС Цементник)	Воронежская	2011	2x2 км	4																				4	0	0	31,6	31,6							31,6			Для ЭС цементного завода в Воронежской области
81	Строительство второй цепи 220 кВ Очаково-Чоботы II	Московская	2011	17 км	17																				17	0	0	523,7	523,7							523,7	ОАО "МОЭСК"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей районов Солнцево, Переделкино г.Москвы (ИП МОЭСК)
82	ВЛ 220 кВ Красногорская -Герцево 2	Московская	2012	2x10 км				20																	20	0	0	530,4		530,4						530,4	ОАО "МОЭК"		Для электроснабжения потребителей промзоны и новых районов Туфино и Митино г.Москвы (Протокол совещания от 07.08.09)
83	ПС 220/110/10 кВ Магистральная	Московская	2011	2x200 МВА		400																			0	400	0	2710	1355							1355	ОАО "ОЭК", Правительство Москвы		Для электроснабжения потребителей Московского международного делового центра Москва-СИТИ
				3x100 МВА		300																			0	300	0												
84	двухцепная КЛ 220 кВ Очаково-Магистральная	Московская	2011	2x16 км	32																				32	0	0	6344,3	6344,3							6344,3			Для электроснабжения потребителей делового центра Москва-Сити

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																											Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
	двухцепная КЛ 220 кВ Магистральная (Сити-2)-Белорусская	Московская	2015	2х4.5 км													9									9	0	0	2456				1000	1456			2456	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г.Москвы
85	ПС 220/10/6 кВ Бабушкин (перевод на 220 кВ) с заходами КЛ 220 кВ ТЭЦ-27 - Бескудниково	Московская	2013	4х63 МВА								252														0	252	0	4261,4		2000	2261,4					4261,4	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей САО г.Москвы (Протокол совещания от 07.08.09)
				2х5.5 км							11															11	0	0													
86	ПС 220/20/10 кВ Белорусская	Московская	2015	2х100 МВА														200								0	200	0	2020,1				800	1220,1			2020,1	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г.Москвы (Протокол совещания от 07.08.09)
				2х80 МВА														160								0	160	0													
87	КЛ 220 кВ Бутырки-Белорусская	Московская	2015	2х7 км													14									14	0	0	3301,3				1000	2301,3			3301,3	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г.Москвы (Протокол совещания от 07.08.09)
88	ПС 220/20 Мневники	Московская	2012	3х100 МВА					300																	0	300	0	2191	1000	1191						2191	ОАО "ОЭК"		Для электроснабжения потребителей микрорайона Мневники Северо-Западного административного округа г.Москвы (ОАО "ОЭК")
89	Двухцепная КЛ 220 кВ Очаково-Мневники	Московская	2012	2х12 км				24																		24	0	0	4524,6		4524,6						4524,6	ОАО "ОЭК"		Для присоединения ПС Мневники (ОАО "ОЭК")
90	ПС 220/20/10 кВ Парковая (Первомайская) с заходом ВЛ 220 кВ Гольяново-Восточная и Гольяново-Басманово	Московская	2012	3х100 МВА					300																	0	300	0	2768,5	1500	1268,5						2768,5	ОАО"Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей ВАО г.Москвы (ОАО "Энергокомплекс")
				2х2 км 2х2 км				8																		8	0	0													
91	ПС 220/20 кВ Ваганьковская	Московская	2013	3х160 МВА								480														0	480	0	1814,7		800	1014,7					1814,7	ОАО"Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г.Москвы (ОАО "Энергокомплекс")
92	КЛ 220 кВ Мневники-Ваганьковская	Московская	2013	2х10 км							20															20	0	0	4315,6		2000	2315,6					4315,6			
93	КЛ 220 кВ Ваганьковская-Гражданская	Московская	2013	2х8 км							16															16	0	0	3639,4		1600	2039,4					3639,4			
94	ПС 220/20 кВ Перерва с заходом КЛ 220 кВ Чагино - Цимлянская	Московская	2015	2х100 МВА														200								0	200	0	1998,1				900	1098,1			1998,1	ОАО"Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей промзоны и микрорайона Люблино г.Москвы (ОАО "Энергокомплекс")
				2х2 км												4										4	0	0													
95	ПС 220/10 кВ Котловка с КЛ заходами ВЛ 220 кВ ТЭЦ-20 - Коньково, ТЭЦ-20 - Южная	Московская	2014	2х200 МВА											400											0	400	0	2342,6			1100	1242,6				2342,6	ОАО"Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей ЮАО г.Москвы
				4х0,5 км										2												2	0	0													
96	ПС 220/20 кВ Цимлянская	Московская	2011	2х160 МВА		320																				0	320	0	1413,4	913,4							913,4	ОАО"Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей микрорайона Кузьминки г.Москвы
97	сооружение двухцепной КЛ Чагино-Цимлянская	Московская	2011	2х2,5 км	5																					5	0	0	1779,8	1779,8							1779,8			Для электроснабжения потребителей микрорайона Кузьминки г.Москвы
98	ПС 220/20 кВ Красносельская	Московская	2012	3х100 МВА					300																	0	300	0	1723,8	800	923,8						1723,8	ОАО"Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г.Москвы (ОАО "Энергокомплекс")
99	КЛ 220 кВ Красносельская - ТЭЦ-23	Московская	2012	2х12 км				24																		24	0	0	4991,9	2000	2991,9						4991,9			
100	ПС 220/20 Абрамово с двухцепной КЛ Восточная-Абрамово	Московская	2012	3х100 МВА 2х12 км				24	300																	24	300	0	6508	3000	3508						6508	ОАО "ОЭК"		Для электроснабжения потребителей ВАО г.Москвы (ОАО "ОЭК")
101	ПС 220/20 кВ Золотарёвская	Московская	2013	3х160 МВА								480														0	480	0	1814,7		800	1014,7					1814,7	ОАО"Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г.Москвы (ОАО "Энергокомплекс")
102	ПС 220/110/10 Слобода (перевод на 220 кВ)	Московская	2011	2х250 МВА 2х63 МВА		626																				0	626	0	1736,9	1042							1042	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей района Павловская Слобода
103	КЛ 220 кВ Западная - Слобода 1,2 и Слобода -Шмелево	Московская		2х22,5 км	45																					45	0	0	3391,5	238,5							238,5	ОАО "ФСК"	С	

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб	млн. руб	млн. руб	млн. руб	млн. руб	млн. руб	млн. руб	млн. руб			
104	ПС 220/20 кВ Сколково с заходом КВЛ ТЭС Лыково - Очаково	Московская	2011	2x63 МВА		126																			0	126	0	1018,7	618,7								ОАО "ФСК"		Для электроснабжения инновационного центра "Сколково"
105	ПС 220/20 кВ Смирново с заходом КВЛ 220 кВ Очаково - Н Внуково	Московская	2012	2x63 МВА					126																0	126	0	1018,7	400	618,7							ОАО "ФСК"		Для электроснабжения инновационного центра "Сколково"
106	ПС 220/20/10 кВ Ильинская*	Московская	2011	2x200 МВА		400																			0	400	0	769,3	469,3							469,3	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей района Ильинская Пойма
107	заход двухцепной ВЛ 220 кВ Красногорская-Герцево в кабельном исполнении*	Московская	2011	4x1,5 км	6																				6	0	0	1204,9	1204,9							1204,9	ОАО "МОЭСК"		Для усиления транзита 220 кв Очаково - Красногорск - Герцево - Западная
108	ПС 220/10 кВ Стекольная с заходом ВЛ 220 кВ Пахра - Мячково*	Московская	2012	2x25 МВА					50																0	50	0	675,5	200	475,5						675,5			Для электроснабжения потребителей
				2x1,0 км				2																	2	0	0												
109	ПС 220 кВ Болдино с заходом КВЛ 220 кВ ТЭЦ-23 Трубино*	Московская	2015	2x250 МВА													500								0	500	0	928,2				300	628,2			928,2	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей.
110	ПС 220 кВ Девятская с заходами ВЛ 220 кВ Пахра - Лосная и Лосная – Образцово*	Московская	2016	2x200 МВА																	400				0	400	0	1336,4					600	736,4		1336,4	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей.
111	ПС 220/110/6 Машзавод с заходами ВЛ 220 кВ Ногинск - ГРЭС-3 и ВЛ 220 кВ Ногинск - ГРЭС-5	Московская	2 017	2x250 МВА 4x2 км																			8	500	8	500	0	1474,8						700	774,8	1474,8	ОАО "ФСК"		Для электроснабжения потребителей Московской области
112	ПС 220 кВ Лазарево заходом ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Ока - 1, 2*	Московская	2015	2x250 МВА													500								0	500	0	1396,9				600	796,9			1396,9	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей (Протокол совещания от 07.08.09)
113	ПС 220 кВ Меткино с заходом ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Пахра и ВЛ 220 кВ Пахра – Меткино - 1, 2*	Московская	2015	2x250 МВА													500								0	500	0	1396,9				600	796,9			1396,9	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей.
114	ПС 220 кВ Омелино (Ивантеевка) с ВЛ 220 кВ Трубино – Омелино - 1, 2*	Московская	2015	2x250 МВА													500								0	500	0	798,6				300	498,6			798,6	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей.
115	ПС 220 кВ Орешково с заходом ВЛ 220 кВ Борисовская I и ВЛ 220 кВ Чагинская*	Московская	2014	2x250 МВА 2x80 МВА											660										0	660	0	3264,7			1400	1864,7				3264,7	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей (Протокол совещания от 07.08.09)
116	ПС 220 кВ Подъячево с заходом ВЛ 220 кВ Радищево - Шуколово*	Московская	2013-2015	2x250 МВА								250					250								0	500	0	928,2			500	100	328,2			928,2	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей (Протокол совещания от 07.08.09)
117	ПС 220 кВ Сигма (перевод на 220 кВ) с заходами ВЛ 220 кВ Омега – Радищево 1, 2*	Московская	2015	2x250 МВА													500								0	500	0	1256,3				550	706,3			1256,3	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей (Протокол совещания от 07.08.09)
118	ПС 220 кВ Сирена с заходами ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Пески*	Московская	2015	2x125 МВА													250								0	250	0	792,6				300	492,6			792,6	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей (Протокол совещания от 07.08.09)
119	ПС 220 кВ Чешелево с заходом ВЛ 220 кВ Бутры Ока 1, 2*	Московская	2016	2x250 МВА																	500				0	500	0	1396,9					600	796,9		1396,9	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей (Протокол совещания от 07.08.09)
120	ПС 220 кВ Тютчево с заходом ВЛ 220 кВ Новософрино – Уча*	Московская	2015	2x250 МВА													500								0	500	0	928,2				400	528,2			928,2	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей (Протокол совещания от 07.08.09)

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
121	ПС 220/20 кВ Мещанская с КЛ 220 кВ Бутырская - Мещанская и КЛ Мещанская - Красносельская	Московская	2012	3х100 МВА 2х1,5 км 2х5 км				13	300																	13	300	0	5790,5	2500	3290,5						5790,5	ОАО"Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г.Москвы
122	ПС 220/20 кВ Горьковская (Курская) с сооружением КЛ 220 кВ Горьковская - Цимлянская и сооружением КЛ 220 кВ Горьковская - Абрамово	Московская	2012	3х100 МВА 2х10 км 2х16 км				52	300																	52	300	0	12383,8	5000	7383,8						12383,8	ОАО"Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г.Москвы
123	ПС 220/20/10 кВ Кожевническая с КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 - Кожевническая	Московская	2014	2х200 МВА 2х5 км										10	400											10	400	0	3085			1400	1685				3085	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г.Москвы
124	ПС 220 кВ Автозаводская (перевод) и двухцепные КЛ 220 кВ Южная - Автозаводская	Московская	2014	2х80 МВА 2х10,5 км										21	160											21	160	0	5076,8			2000	3076,8				5076,8	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г.Москвы
125	ПС 220/10 кВ Романово с заходом ВЛ 220 кВ Чагино-Жулебино	Московская	2017	2х63 МВА 2х7 км																			14	126		14	126	0	1155,1						550	605,1	1155,1	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей ЮВАО г. Москвы
126	ПС 220/110 кВ Н. Марьино с двумя ВЛ 220 кВ Лосиная - Марьино	Московская	2015	2х250 МВА 2х10 км													20	500								20	500	0	1123				550	573			1123	ЗАО «ОблСтройИнвестЭнерго»		Для электроснабжения потребителей района Марьино
127	ПС 220/10 кВ Ольгино с заходом ВЛ 220 кВ Ногинск - Каскадная	Московская	2016	2х80 МВА 2х0,5 км															1	160						1	160	0	679					300	379		679	ОАО "Энергоцентр"		Для повышения надежности электроснабжения восточной части Московской области
128	ПС 220/110/10 кВ Барвиха (Романково) с КЛ заходами двухцепной ВЛ Очаково-Красногорская	Московская	2016	2х250 МВА 4х2 км															8	500						8	500	0	3112,2					1400	1712,2		3112,2	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей Одинцовского района Московской обл.
129	ПС 220/10 кВ Савинская с с заходами 2 ВЛ 220 кВ Слобода - Дорохово	Московская	2016	2х250 МВА 4х0,2 км															0,8	500						0,8	500	0	1325,8					600	725,8		1325,8	ОАО "Энергоцентр"		Для электроснабжения потребителей г. Звенигорода Московской обл.
130	Заходы ВЛ 220 кВ Радуга - Ярцево на ПС 220 кВ Дмитров	Московская	2016	2х15 км															30							30	0	0	496,1						496,1		496,1	ОАО ФСК ЕЭС"		Для повышения надёжности электроснабжения Московской энергосистемы
131	ПС 220/110 Взлетная (перевод) и вооружение заходов и ВЛ 220 кВ Пахра - Взлетная 1,2	Московская	2016	2х250 МВА 2х10 км															20	500						20	500	0	1036,2					400	636,2		1036,2	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения аэропорта "Домодедово"
132	ПС 220/10 кВ Ступино с заходом ВЛ 220 кВ ГРЭС-4 - Образцово	Московская	2013	2х80 МВА 2х6 км							12	160														12	160	0	786,1		300	486,1					786,1			Для электроснабжения потребителей г. Ступино
133	ПС 220/110/10 кВ Физтино (Н.Шереметьево) с заходом двухцепной ВЛ 220 Б.Раст - Западная	Московская	2017	2х100 МВА 4х0,5 км																			2	200		2	200	0	1164						500	664	1164	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения аэропорта "Шереметьево"
	Итого по 750 кВ				0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0												
	Итого по 500 кВ				*0*	*2169*	*0*	*0*	*501*	*0*	*0*	*3000*	*0*	*70,2*	*1751*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*2084*	*0*	*30*	*0*	*0*	*100,2*	*9425*	*0*		*5517,05*	*6950*	*12164,7*	*11262,7*	*3800*	*4856,7*	*1940,2*	*46491,35*			
	Итого по 330 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*115*	*750*	*0*	*0*	*400*	*0*	*0*	*0*	*0*	*40*	*200*	*0*	*155*	*1350*	*0*		*0*	*500*	*1200*	*1850,8*	*349,6*	*630*	*1538,9*	*6069,3*			
	Итого по 220 кВ				*305*	*4548*	*0*	*311,1*	*2676*	*0*	*146*	*3472*	*0*	*143*	*2320*	*0*	*143*	*4560*	*0*	*291,7*	*3760*	*200*	*124*	*826*	*0*	*1464*	*22162*	*200*		*35351,3*	*36956,8*	*16674,1*	*16150,2*	*16880,9*	*8677,6*	*2719,3*	*133410,5*			
	Объекты реновации																																							
	330 кВ																																							
134	ПС 330 кВ Новая	Тверская	2016	2х200 (*)																400						0	400	0	1770	10	20	400	500	440	400		1770	ОАО ФСК ЕЭС"		
	220 кВ																																							
135	ПС 220 кВ Северная (Липецк)	Липецкая	2011	2х250 МВА		500																				0	500	0	1797,57	119,14							119,14	ОАО ФСК ЕЭС"		
136	ПС 220 кВ Правобережная		2012	4х150 МВА					600																	0	600	0	2108,59	500	541,15						1041,15	ОАО ФСК ЕЭС"		
137	ПС 220 кВ Вологда-Южная	Вологодская	2013	новая 2х150+2х150+ 2х40 МВА								680														0	680	0	4632,94	1250	1074,24	150					2474,24	ОАО ФСК ЕЭС"		
138	ПС 220 кВ Ямская	Рязанская	2012	2х25012х40					580																	0	580	0	3169,15	800	614,05						1414,05	ОАО ФСК ЕЭС"		
139	ПС 220 кВ Спутник	Калужская	2012	4х125 (3х125) МВА		500																				0	500	0	2104,58	350	596,59	200					1146,59	ОАО ФСК ЕЭС"		

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
140	ПС 220 кВ Мирная	Калужская	2012	2x200 МВА					400																0	400	0	1947,42	750	646,47						1396,47	ОАО ФСК ЕЭС"		
141	ПС 220 кВ Луч	Московская	2014	2x200+2x80 МВА											560										0	560	0	2320	50	600	700	233,14				1583,14	ОАО ФСК ЕЭС"		
142	ПС 220 кВ Точпы	Московская	2013	2x200+2x40 МВА								480													0	480	0	2456,5	630	900	764	120				2434	ОАО ФСК ЕЭС"		
143	ПС 220 кВ Ока	Московская	2014	2x200+ 2x63 МВА											526										0	526	0	2582,49	50	600	600	437,66				1687,66	ОАО ФСК ЕЭС"		
144	ПС 220 кВ Орбита	Калужская	2015	2x200 (*) МВА													400								0	400	0	1700	10	20	450	650	570			1700	ОАО ФСК ЕЭС"		
145	ПС 220 кВ Брянская	Брянская	2015	2x250 МВА													500								0	500	0	2206,03		300	800	800	278,13			2178,13	ОАО ФСК ЕЭС"	П	
146	ПС 220 кВ Костроми-2	Костромская	2015	2x125+4x40 МВА													410								0	410	0	2013	10	450	520	650	382,5			2012,5	ОАО ФСК ЕЭС"		
147	ПС 220 кВ Тамбов-4 (СМР)	Тамбовская	2016	2x250 МВА																500					0	500	0	2800	26		600	950	950	241,67		2767,67	ОАО ФСК ЕЭС"		
	Итого по 330 кВ				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	0	0	0	0	0	400	0		*10*	*20*	*400*	*500*	*440*	*400*	*0*	1770			
	Итого по 220 кВ				0	1000	0	0	1580	0	0	1160	0	0	1086	0	0	1310	0	0	500	0	0	0	0	0	6636	0		*4565,14*	*6342,5*	*4784*	*3840,8*	*2180,63*	*241,67*	*0*	21954,74			

	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010										
	2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого		
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб	млн. руб	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
ВСЕГО, в т.ч.	860	14374	660	758,5	7410	180	236	7632	0	434,2	5907	0	607,2	6771	180	291,7	6664	200	194	1026	0	3382	49784	1220		69703,49	68233,8	39496,4	42999,2	34035,33	14805,97	6198,4	275472,6			
по 750 кВ	275	3753	660	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	285	3753	660		10200	3382,2	0	0	0	0	0	13582,2			
по 500 кВ	70	4173	0	274,6	2004	180	90	3000	0	70,2	1751	0	362	501	180	0	2004	0	30	0	0	896,8	13433	360		14037,05	16249,3	16338	15662,7	12762,5	4856,7	1940,2	81846,35			
по 330 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115	750	0	0	400	0	0	400	0	40	200	0	155	1750	0		10	520	1600	2350,8	789,6	1030	1538,9	7839,3			
по 220 кВ	515	6448	0	483,9	5406	0	146	4632	0	239	3406	0	245,2	5870	0	291,7	4260	200	124	826	0	2045	30848	200		45456,44	48082,4	21558,4	24985,7	20483,23	8919,27	2719,3	172204,7			

Примечания:

* - Сроки ввода и технические параметры могут быть изменены после выполнения работы по схеме выдачи мощности или проекта

** - Технические решения могут быть изменены, т. к. в ближайшее время планируется разработка схемы выдачи ПГУ мощностью порядка 500 МВт на территории ОЭЗ "Липецк"

*** - техническое решение по реализации мероприятия принимается после выполнения проекта

Капиталовложения в электросетевые объекты приведены без учета НДС

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ С УЧЕТОМ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РЕГУЛИРОВАНИЯ (КОМПЕНСАЦИИ) РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЗА 2011 - 2017 ГОДЫ ПО ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей 2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого			Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010 2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого	Организация ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	42
	Объекты для выдачи мощности электростанций																																							
	АЭС																																							
1	ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС - Центральная (3 цепь)	Саратовская	2013	26 км							26															26	0	0	322,9	13,5	210	99,4					322,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Приведение схемы выдачи мощности энергоблока № 1 к Нормам технологического проектирования атомных электростанций
	ТЭС																																							
2	ВЛ 220 кВ Автозаводская ТЭЦ - Дизель *	Нижегородская	2014	3.5 км										3,5												3,5	0	0	1255,3			255,3	1000				1255,3	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для выдачи мощности ПГУ-400 МВт Автозаводской ТЭЦ
	с заходами ВЛ 220 кВ Заречная - Нижегородская и Луч-Нагорная на ПС 220 кВ Дизель *			4х0.5 км										2												2	0	0									0			
3	Заходы ВЛ 220 кВ Нижегородская - Борская и Нагорная - Борская на Нижегородскую ТЭЦ *	Нижегородская	2013	4х1 км							4															4	0	0	57,4			57,4					57,4	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для выдачи мощности ПГУ-450 МВт Нижегородской ТЭЦ
4	Заходы ВЛ 220 кВ Нагорная - Кудьма на Нижегородскую ТЭЦ *		2013	" 2х0.5 км							1															1	0	0	14,3			14,3					14,3			
5	ВЛ 220 кВ Нижегородская ТЭЦ-Нагорная *	Нижегородская	2016	10 км																10						10	0	0	236,1						236,1		236,1	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для выдачи мощности ПГУ-450 МВт Нижегородской ТЭЦ
	Итого по 220 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*31*	*0*	*0*	*5,5*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*10*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*46,5*	*0*	*0*		*13,5*	*210*	*426,4*	*1000*	*0*	*236,1*	*0*	*1886*			
	Объекты нового строительства																																							
	500 кВ																																							
6	ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС - Курдюм с расширением ПС Курдюм	Саратовская	2011	206,2 км	206																					206,2	0	0	4647,9	1569,5							1569,5	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Для надежного электроснабжения потребителей правобережной части Саратовской энергосистемы и г. Саратов
				2хШР-180			360																			0	0	360										0			
7	ПС 500 кВ Радуга, установка ШР-180	Нижегородская	2012	ШР-180						180																0	0	180	414,7		414,7						414,7	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для нормализаций уровней напряжения в сети 500 кВ
8	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС- Нижегородская	Костромская, Нижегородская	2013	282 км 1хШР-180							282		180													282	0	180	6000	1580,7	1800	1515,5					4896,2	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла и г. Нижний Новгород
9	ВЛ 500 кВ Помары -Удмуртская	Марийская, Удмуртская	2013	340/240 км							340															340	0	0	9229	2200	2200	2426,7					6826,7	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	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
				ШР-180, УШР-180									360													0	0	360										0			
10	ПС 500 кВ Луч, установка АТ 500/110 кВ	Нижегородская	2013	250 МВА								250														0	250	0	347,1			347,1					347,1	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла
11	ПС 500 кВ Елабуга (Кама) с заходами ВЛ 500 кВ Нижнекамская ГЭС - Удмуртская	Татарская	2013-2014	501+167 МВА											668											0	668	0	3695	695	1300	1300	400				3695	ОАО "Сетевая компания"	П	Для электроснабжения развивающейся свободной экономической зоны Татарской энергосистемы в районе г. Елабуга, а также для электроснабжения промышленных потребителей в районе г. Нижнекамск
				2х250 МВА								500														0	500	0									0			
				2х2,7 км							5,4															5,4	0	0									0			
12	ВЛ 500 кВ Газовая-Красноармейская	Оренбургская, Самарская	2014	390 км										390												390	0	0	14258,8	3 000	3 000	3 000	3 020,5				12020,5	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Для усиления межсистемного сечения Запад - Урал (Средняя Волга, Центр - Урал) и повышения надежности электроснабжения потребителей Оренбургской области
				2хШР-180												360										0	0	360									0			
13	ПС 500 кВ Радуга-2 с заходами одной из ВЛ 500 кВ Владимирская - Радуга (с возможным расширением ПС 500 кВ Радуга)	Нижегородская	2014-2016	3х250 МВА, 2х,5 км											250		1	250			250					1	750	0	3025,7	125,7	1000	1000	900				3025,7			Обеспечение возможности присоединения новых потребителей в Выксунском энергоузле Нижегородской энергосистемы. Для электроснабжения потребителей ОАО «ВМЗ».
14	ПС 500 кВ Пенза-II, установка второй АТ 500/220 кВ	Пензенская	2015	501 МВА														501								0	501	0	721,9				600	121,9			721,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Пензенского энергоузла, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
15	ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики (вторая ВЛ)	Саратовская, Ульяновская	2015	160 км, ШР-180, УШР-180													160		360							160	0	360	4481,4		25	250	3000	1206,4			4481,4	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для исключения перегрузки существующей ВЛ 500 кВ БАЭС-Ключики в послеаварийных и ремонтных схемах, выдачи мощности Саратовской ГЭС и Балаковской АЭС в ремонтных и аварийных схемах.
16	ВЛ 500 кВ Ключики - Пенза-II с расширением ПС Ключики	Ульяновская, Пензенская	2016	200 км, УШР-180																200		180				200	0	180	5878,9		25	150	2000	2000	1703,9		5878,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Усиление связи ОЭС Центра с ОЭС Средней Волги. Выдача мощности избыточного Балаково-Саратовского узла

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
17	ПС 500 кВ Красноармейская (установка второй АТГ) с заходами ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС - Куйбышевская (вторая цепь)	Самарская	2016	2х0,5 км 801 МВА															1	801					1	801	0	892,8					92,8	800		892,8	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Самарского энергоузла, обеспечение возможности подключения новых потребителей
18	ВЛ 500 кВ Курдюм - Фроловская с расширением ПС 500 кВ Курдюм и ПС 500 кВ Фроловская	Саратовская, Волгоградская	2017	280 км, 2 ШР-180																		280		360	280	0	360	8158,2				158,2	3000	3000	2000	8158,2	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Усиление связей ОЭС Юга и ОЭС Средней Волги, выдача мощности избыточного Балаково-Саратовского энергоузла
19	ПС 500 кВ Казань с заходами ВЛ 500 кВ Помары - Удмуртская *	Татарская	2016-2018	501+167																			668		0	668	0	3051,5						51,5	1500	1551,5	ОАО "Сетевая компания"		Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Казанского энергоузла, обеспечение возможности подключения новых потребителей
				2х40																		80			80	0	0									0			
	Итого по 500 кВ				##	0	360	0	0	180	627	750	540	390	918	360	161	751	360	201	1051	180	360	668	360	1946	4138	2340		9170,9	9764,7	9989,3	10078,7	6421,1	5555,4	3500	54480,1			
	220 кВ																																							
20	ВЛ 220 кВ Узловая - ГПП НП и НХЗ	Татарская	2011	108,3 км	108																				108,3	0	0	1144,2	1144,2								1144,2	ОАО "Танеко"	С	Для внешнего электроснабжения промышленного комплекса НП и НХЗ ОАО "Танеко", г. Нижнекамск
21	ВЛ 220 кВ Заводская - ГПП НП и НХЗ	Татарская	2011	57 км	57																				57	0	0	690,1	690,1								690,1	ОАО "Танеко"	С	Для внешнего электроснабжения промышленного комплекса НП и НХЗ ОАО "Танеко", г. Нижнекамск
22	две ВЛ 220 кВ Новая Письмянка - ГПП Татсталь	Татарская	2012	2х13 км				26																	26	0	0	601	101	500							601	ОАО "Татсталь"		Для внешнего электроснабжения металлургического завода ОАО "Татсталь", г. Лениногорск
23	Заходы ВЛ 220 кВ Бугульма - Узловая на ПС 220 кВ Новая Письмянка	Татарская	2013	2х10 км							20														20	0	0	362,4		62,4	300						362,4	ОАО "Татсталь"		Для повышения надежности внешнего электроснабжения металлургического завода ОАО "Татсталь", г. Лениногорск
24	Ликвидация тройника на ВЛ 220 кВ Киндери - К. Букаш Центральная, с образованием двухцепной ВЛ 220 кВ ПС Центральная - ПС 500 кВ Киндери, и ВЛ 220 кВ ПС К. Букаш - ПС Центральная	Татарская	2013	25 км							25														25	0	0	314		14	300						314	ОАО "Сетевая компания"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Казанского энергоузла, обеспечение возможности подключения объектов Универсиады 2013 г. в г. Казань
25	ВЛ 220 кВ Елабуга (Кама) - ГПП НП и НХЗ	Татарская	2014	50 км										50											50	0	0	628,1		328,1	300						628,1	ОАО "Танеко"		Для внешнего электроснабжения промышленного комплекса НП и НХЗ ОАО "Танеко", г. Нижнекамск
26	ВЛ 220 кВ Елабуга (Кама) - Центральная	Татарская	2014-2016	2х200* км										200						200					400	0	0	3285,8		540	1000	1000		745,5		3285,5	ОАО "Сетевая компания"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Нижнекамского и Казанского энергоузлов
27	Двухцепная ВЛ 220 кВ Нижегородская - Борская с заходом одной цепи на ПС 220 кВ Нагорная	Нижегородская	2011	2х42,5 км 2х4 км	93																				93	0	0	1103,9	129,6								129,6	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение электроснабжения потребителей г. Нижний Новгород, Борского и Семеновского энергоузлов (в 2010 г. - ввод I цепи ВЛ 220 кВ Нижегородская Нагорная, 2011 г. - ввод в полном объеме)
28	ПП 220 кВ ООО "РусВинил" с ВЛ 220 кВ Нижегородская - ГПП РусВинил и ВЛ 220 кВ Кудьма - ГПП РусВинил	Нижегородская	2013	17 км, 6 км							23														23	0	0	574,5	100	100	374,5						574,5	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для электроснабжения комплекса по производству поливинилхлорида (ООО "РусВинил")
29	ПС 220 кВ Кудьма, установка второго АТ 220/110 кВ с изменением схемы РУ 220 кВ	Нижегородская	2013	125 МВА								125													0	125	0	188,7		28,8	160						188,8	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности присоединения новых потребителей, повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Нижегородской области
30	ВЛ 220 кВ Семеновская - Борская (второй)	Нижегородская	2014	62 км										62											62	0	0	734,3		34,3	350	350					734,3	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электоснабжения потребителей Борско-Семеновского энергоузла Нижегородской области
31	ВЛ 220 кВ Семеновская - Узловая с расширением ПС 220 кВ Семеновская	Нижегородская	2014	170 км										170											170	0	0	1690,5		90,5	600	1000					1690,5	ОАО "ФСК ЕЭС"		Надежность электоснабжения Семеновского энергоузла, обеспечение в сети 110 кВ уровней напряжения соотв. ГОСТу

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
32	ВЛ 220 кВ Рыжковская (Мантурово) -Узловая * (вариант замыкания кольца 220 кВ Семеновская-Узловая-Мантурово определяется по итогам ПИР)	Нижегородская	2014	130 км										130												130	0	0	1614,5		14,5	600	1000				1614,5	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Семеновского энергоузла
33	ПС 220 кВ Сенная (закрытая) с кабельными заходами ВЛ 220 кВ: Нижегородская ТЭЦ - Борская, Нагорная - Борская	Нижегородская	2016	2х200 МВА, 2х2 км, 2х2 км																8	400					8	400	0	4317,5				317,5	2000	2000		4317,5	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности подключения новых потребителей в нагорной части г.Нижний Новгород
34	ПС 220 кВ Новая с заходами ВЛ 220 кВ Нижегородская-Заречная и ВЛ 220 кВ Нагорная-Луч	Нижегородская	2017	2х200 МВА, 4х1 км																			4	400		4	400	0	4317,5					317,5	2000	2000	4317,5			Обеспечение возможности присоединения новых потребителей в нагорной части г.Нижний Новгород
35	ПС 220 кВ Павлово с двухцепной ВЛ 220 кВ Нижегородская -Павлово	Нижегородская	2017	125 МВА, 2х62 км																			124	125		124	125	0	1058,4					58,4	800	1000	1858,4			Обеспечение возможности подключения новых потребителей в районе г.Павлово Нижегородской области
36	Заходы ВЛ 220 кВ Томылово - Проспект на ПС 500 кВ Красноармейская	Самарская	2011	2х50	100																					100	0	0	1059,6	883,5							883,5	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Присоединение ПС 500 кВ Красноармейская к сети 220 кВ - первый этап
37	вторая ВЛ 220 кВ Бузулук-Куйбышевская (объемы учтены в ОЭС Урала)	Самарская, Оренбургская	2014	142 км																						0	0	0	1568,6								0	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Бузулукского района Оренбургской энергосистемы
38	ВЛ 220 кВ Красноармейская - Новокуйбышевская, разрезание ВЛ 220 кВ Орловская - Томыловская и достройка участков ВЛ Красноармейская - Орловская и ВЛ 200 кВ Томыловская - Новокуйбышевская	Самарская	2016	2х56 км																112						112	0	0	1269,7				69,7	600	600		1269,7	ОАО "ФСК ЕЭС"		Присоединение ПС 500 кВ Красноармейская к сети 220 кВ
39	Две ВЛ 220 кВ РП Центральная - Метзавод	Саратовская	2013	2х7 км							14															14	0	0	494,8		94,8	400					494,8	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для обеспечения внешнего электроснабжения металлургического завода ОАО "Северсталь"
40	вторая ВЛ 220 кВ Курдюм - Саратовская	Саратовская	2016	20 км																20						20	0	0	362,4					62,4	300		362,4	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Саратовской энергосистемы и г. Саратов
41	Вторая ВЛ 220 кВ Пенза-I - Пенза-II	Пензенская	2016	50 км																50						50	0	0	628,1					128,1	500		628,1	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Пензенской энергосистемы и г. Пенза
42	ПС 220 кВ в районе г. Сурск с заходами ВЛ 220 кВ Ключики - Ленад-I	Пензенская	2016	125 МВА, 2х0,5 км																1	125					1	125	0	382,9					82,9	300		382,9	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надёжности электроснабжения потребителей г. Сурск, а также прилегающего района Пензенской области
43	ПС 220 кВ 1М, установка АТ 220/110 кВ взамен вышедшего из строя	Ульяновская	2012	125 МВА					125																	0	125	0	96		96						96	НИИАР		Повышение надежности электроснабжения потребителей Димитровградского района Ульяновской области
44	Достройка двухцепной ВЛ 220 кВ от Ульяновской ТЭЦ и врезка ее в ВЛ 220 кВ Ульяновская - Кременки	Ульяновская	2016	2х8,7 км																17,4						17,4	0	0	942,1						942,1		942,1	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Ульяновска
45	Установка второго АТ 220/110 кВ на ПС Комсомольская и сооружение ВЛ 220 кВ Осиновка-Комсомольская	Мордовская	2016	125 МВА, 95 км																95	125					95	125	0	1215,1				15,1	600	600		1215,1	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей восточной части Мордовской области, обеспечение возможности подключения новых потребителей
46	ПС 220 кВ Катраси с заходами ВЛ 220 кВ ЧеГЭС-Венец	Чувашская	2017	125 МВА, 2х1 км																			2	125		2	125	0	382,9						82,9	300	382,9	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности подключения новых потребителей в районе г.Чебоксары, повышение надежности электроснабжения существующих потребителей
47	ВЛ 220 кВ Дубники-Лобяжье (объемы учтены в ОЭС Урала)	Марийская	2016	60 км																						0	0	0	850,5								0	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей северных районов Марийской области и южных районов Кировской области
	Итого по 220 кВ				##	0	0	26	125	0	82	125	0	612	0	0	0	0	0	503	650	0	130	650	0	1712	1550	0		3048,4	1575,3	4412,6	4052,3	3849,3	8870,5	3300	29108,4			
	Объекты реновации																																							
	220 кВ																																							
48	Реконструкция ПС 220 кВ Центральная (замена 2хАТ 220/110 кВ 125 МВА на 2х200 МВА)	Татарская	2013	2х200 МВА								500														0	500	0	393,2		93,2	300					393,2	ОАО «Сетевая компания»		Повышение надежности электроснабжения потребителей Казанского энергоузла, обеспечение возможности подключения объектов Универсиады 2013 г. в г. Казань
49	Реконструкция ПС 220 кВ Саратовская (замена двух АТ 220/110 кВ 180 и 240 МВА на 2х250 МВА)	Саратовская	2013	2х250 МВА								500														0	500	0	2013,88	358,4	379,1	483,1					1220,6	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей Саратовского энергоузла
50	ПС 220 кВ Пенза-I (реконструкция с увеличением мощности, замена АТ 220/110 кВ 3х125 на 2х200 МВА)	Пензенская	2012	2х200 МВА					400																	0	400	0	2121,93	366,9	241,5	70,0					678,4	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей Пензенского энергоузла

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
51	ПС 220 кВ Левобережная (реконструкция с увеличением мощности, замена АТ 220/110 кВ 2х240 на 2х250 МВА)	Самарская	2011	2х250 МВА		500																			0	500	0	2563,74	1 035,2	400						1435,2	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей Тольяттинского энергоузла Самарской энергосистемы
52	ПС 220 кВ Солнечная (реконструкция с увеличением мощности, замена АТ 220/110 кВ 2х125 на 2х200 МВА)	Самарская	2015	2х200 МВА													400								0	400	0	393,2				93,2	300			393,2	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности подключения новых потребителей в Советском и Промышленном районах г. Самары
53	ПС 220 кВ Кинельская (реконструкция с увеличением мощности, замена АТ 220/110 кВ 2х180 на 2х200 МВА)	Самарская	2016	2х200 МВА																400					0	400	0	2451,3	27,70	401,75	400,00	450,00	500,00	671,82		2451,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Реновация основных фондов
54	ПС 220 кВ Читашево (реконструкция с увеличением мощности, замена АТ 220/110 кВ 2х125 на 2х200 МВА)	Чувашская	2012	2х200 МВА					400																0	400	0	2107,6	529,37	490,61	40,04					1060,0	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
55	ПС 220 кВ Заречная (реконструкция с увеличением мощности, замена АТ 220/110 кВ 120 МВА и 200 МВА на 2х200 МВА)	Нижегородская	2013	2х200 МВА								400													0	400	0	2150	650	700	200					1550	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей заречной части г.Нижний Новгород
	Итого на 220 кВ				*0*	*500*	*0*	*0*	*800*	*0*	*0*	*1400*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*400*	*0*	*0*	*400*	*0*	*0*	*0*	*0*	*3500*	*0*		*2967,6*	*2706,1*	*1493,2*	*543,2*	*800,0*	*671,8*	*0,0*	*9181,9*			

	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010										
	2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
ВСЕГО, в т.ч.																										15200,4	14256,1	16321,5	15674,2	11070,4	15333,8	6800,0	94656,4			
по 500 кВ	206	0	360	0	0	180	627,4	750	540	390	918	360	161	751	360	201	1051	180	360	668	360	1946	4138	2340		9170,9	9764,7	9989,3	10078,7	6421,1	5555,4	3500,0	54480,1			
по 220 кВ	358	500	0	26	925	0	113	1525	0	617,5	0	0	0	400	0	513,4	1050	0	130	650	0	1758	5050	0		6029,5	4491,4	6332,2	5595,5	4649,3	9778,4	3300,0	40176,3			

Примечания:

* сроки и технические решения могут быть скорректированы

Капиталовложения в электросетевые объекты приведены без учета НДС

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ С УЧЕТОМ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РЕГУЛИРОВАНИЯ (КОМПЕНСАЦИИ) РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЗА 2011 - 2017 ГОДЫ ПО ОЭС ЮГА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на									Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ЛЭП, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	42
	Объекты для выдачи мощности электростанций																																							
	АЭС																																							
1	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Тихорецк (2-ая ВЛ)	Ростовская, Кубанская	2014	350 км 2хШР-180										350		360										**350**	**0**	**360**	9631,1	400	500	4000	4639,1				**9539,1**	ОАО ""ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности блока № 3 (1100 МВт) Ростовской АЭС.
2	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Ростовская	Ростовская	2017	280 км 2хШР-180																			280		360	**280**	**0**	**360**	7550	25	125	660,6	3500	1000	1000	1239,4	**7550**	ОАО ""ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности блока № 4 (1100 МВт) Ростовской АЭС.
	ГЭС																																							
3	Заходы ВЛ 330 кВ Нальчик - Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС-1	Северокавказская	2013	2х30 км							60															**60**	**0**	**0**	900	60	315	516,8					**891,8**	ОАО ""ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности Зарамагской ГЭС 1 (2х171 МВт)
4	ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГЭС-ГАЭС - Черкесск с расширением ПС 330 кВ Черкесск *	Карачаево-Черкесская	2013	45 км							45															**45**	**0**	**0**	1102,1	85	432,1	570					**1087,1**	ОАО ""ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности Зеленчукской ГЭС-ГАЭС (каскад Зеленчукский), 2х70 МВт.
	ТЭС																																							
5	ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС - ПС 500 кВ Невинномысск*	Ставропольская	2016	110 км 180 Мвар																110		180				**110**	**0**	**180**	3000	0	0	25	500	1000	1475		**3000**	ОАО ""ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности блока Ставропольской ГРЭС (вводится блок № 9 ПГУ-420).
6	Воздушные линии (220 кВ) для выдачи мощности Адлерской ТЭС	Кубанская	2012	2х8.5 км				17																		**17**	**0**	**0**	261,4	240	16,4						**256,4**	ОАО ""ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности Адлерской ТЭС, 2хПГУ-180(Т).
7	Воздушные линии для выдачи мощности Кудепстинской ТЭС (заходы ВЛ 220 кВ Сочинская ТЭС - Пооу)	Кубанская	2013	2х4 км							8															**8**	**0**	**0**	845,7	200	300	345,7					**845,7**	ОАО ""ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности Кудепстинской (Олимпийской) ТЭС, 2хГТ-160 + ГТ-40
8	ВЛ 220 кВ Кудепстинская ТЭС - РП Черноморская	Кубанская	2013	13 км							13															**13**	**0**	**0**	1375	300	500	575					**1375**	ОАО ""ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности Кудепстинской (Олимпийской) ТЭС, 2хГТ-160 + ГТ-40
9	Заходы ВЛ 220 кВ Астрахань - Рассвет на Центральную котельную в г.Астрахань	Астраханская	2013	26 км 26,3 км							52,3															**52,3**	**0**	**0**	709	150	405	154					**709**	ОАО ""ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности Центральной котельной в г. Астрахань ПГУ-120 (Т) + ПГУ (Т) мощностью 115 МВт.
10	ВЛ 220 кВ Джубгинская (Туапсинская) ТЭС - Горячий ключ	Кубанская	2014	50 км										50												**50**	**0**	**0**	1846,2	150	150	200	310				**810**	ОАО ""ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности Туапсинской (Джубгинской) ТЭС, 2хГТ КЭС по 90 МВт.
11	ВЛ 220 кВ Джубгинская (Туапсинская) ТЭС - Шепси	Кубанская	2014	64 км										64												**64**	**0**	**0**		200	200	300	336,2				**1036,2**	ОАО ""ФСК ЕЭС"	П	
12	Заходы ВЛ 500 кВ Ростовская - Шахты на Новочеркасскую ТЭС	Ростовская	2014	2х31 км										62												**62**	**0**	**0**	1494,2	250	350	444,2	450				**1494,2**	ОАО ""ФСК ЕЭС"		Выдача мощности блока № 2 Новочеркасской ТЭС (К-330 МВт).
13	Заходы ВЛ 220 кВ Б-10 - Погорелово и Цимлянская ГЭС - Ш-30 на Новочеркасскую ТЭС для выдачи мощности Новочеркасской ТЭС	Ростовская	2014	46,3 км 5 км										51,3												**51,3**	**0**	**0**	456,6	50	100	150	156,6				**456,6**	ОАО ""ФСК ЕЭС"		Выдача мощности блока № 1 Новочеркасской ТЭС (К-330 МВт).
	Итого для выдачи мощности электростанций				*0*	*0*	*0*	*17*	*0*	*0*	*178,3*	*0*	*0*	*577,3*	*0*	*360*	*0*	*0*	*0*	*110*	*0*	*180*	*280*	*0*	*360*	*1163*	*0*	*900*	*29171,3*	*2110*	*3393,5*	*7941,3*	*9891,9*	*2000*	*2475*	*1239,4*	*29051,1*			
	Итого по 500 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*412*	*0*	*360*	*0*	*0*	*0*	*110*	*0*	*180*	*280*	*0*	*360*	*802*	*0*	*900*	*21675,3*	*675*	*975*	*5129,8*	*9089,1*	*2000*	*2475*	*1239,4*	*21583,3*			
	Итого по 330 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*105*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*105*	*0*	*0*	*2002,1*	*145*	*747,1*	*1086,8*	*0*	*0*	*0*	*0*	*1978,9*			
	Итого по 220 кВ				*0*	*0*	*0*	*17*	*0*	*0*	*73,3*	*0*	*0*	*165,3*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*255,6*	*0*	*0*	*5493,9*	*1290*	*1671,4*	*1724,7*	*802,8*	*0*	*0*	*0*	*5488,9*			
	Объекты нового строительства																																							
	500 кВ																																							
14	ВЛ 500 кВ Фроловская-Шахты-Ростовская с ПС 500 кВ Ростовская и расширением ПС 500 кВ Шахты (участок МЭС Центра)	Волгоградская Ростовская	2011	ВЛ 500 кВ - 337,8 км	337,8																					**337,8**			5200	836,6							**836,6**			
15	ВЛ 500 кВ Фроловская-Шахты-Ростовская с ПС 500 кВ Ростовская и расширением ПС 500 кВ Шахты (участок МЭС Юга)	Волгоградская Ростовская	2011	ВЛ 500 кВ - 106 км	106																					*106*			6020,4	219,8							*219,8*			Увеличение пропускной способности межсистемных связей в сечении Украина, Волгоградская энергосистема - центральная и южная части ОЭС Юга
				500/220 кВ 501+167 МВА		668																					*668*														
				330/220 кВ 4х133 МВА		532																					*532*														
				ВЛ 330 кВ - 2х2 км	4																					*4*														
				2хШР-180			360																					*360*												
				ВЛ 220 кВ - 46 км	46																					*46*														
16	ВЛ 500 кВ Ростовская - Шахты с расширением ПС 500 кВ Ростовская (2-ой АТ)	Ростовская	2015	87,8 км 2х167 МВА													87,8	334								**87,8**	**334**	**0**	2685,3	0	35	100	1200	1318,9			**2653,9**	ОАО ""ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Ростовской энергосистемы.
17	ВЛ 500 кВ Ростовская - Андреевская с ПС 500 кВ Андреевская и заходами ВЛ 500 кВ Тихорецк - Кубанская и заходами ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат-Бриховецкая и Витаминкомбинат - Славянская	Ростовская, Кубанская	2016	ВЛ 500 кВ -290 км 2х15 км																320						**320**	**0**	**0**	8097,6	100	800	1000	1000	2000	3079,6		**7979,6**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение пропускной способности сети между Ростовской и Кубанской энергосистемами Усиление сети 220 кВ, питающей район г. Краснодар.
				ВЛ 220 кВ - 2х10 км 2х30 км																80						**80**	**0**	**0**	580,8	0	0	2	80	160	338,8		**580,8**			
				668 МВА																	668					**0**	**668**	**0**	4006	0	0	16	640	1280	2070		**4006**			

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на									Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.				
				2хУШР-180																	360				0	0	360													
18	ВЛ 500 кВ Невинномысск - Моздок с ПС 500 кВ Моздок	Ставро - польская, Северокавказская	2014	265 км 668 МВА УШР-180									265	668	180										265	668	180	12361,2	1500	2500	3500	4787,7				12287,7	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Усиление электрической сети ОЭС Юга в направлении Дагестана и Северокавказской энергосистемы.
19	ВЛ 500 кВ Кубанская - Центральная с расширением ПС 500 кВ Кубанская и расширением ПС 500 кВ Центральная	Кубанская	2011	145 км ШР 180	145		180																		145	0	180	4936,4	4073,9							4073,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надёжности электроснабжения юго-западного района Краснодарской энергосистемы.
20	ПС 500 кВ Кубанская Установка 2- го АТ	Кубанская	2011	501 МВА		501																			0	501	0	374	374							374	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение электроснабжения АМЗ и юго-западного района Краснодарского края.
21	ПС 500 кВ Анапа (Бужора) с ВЛ 500 кВ Кубанская - Анапа и заходами ВЛ 220 кВ	Кубанская	2014	501 МВА, 76 км									76	501											76	501	0	5052,3	500	1000	1500	2052,3				5052,3	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение присоединения новых потребителей в юго-западном районе Кубанской энергосистемы
22	ПС 500 кВ Вардане (с выделением первого пускового комплекса (ПК) - РП 220 кВ Вардане с заходами ВЛ 220 кВ в 2012 году)	Кубанская	2015	501 МВА													501								0	501	0	4508,5	200	380	600	1100	1999,8			4279,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности электроснабжения потребителей Сочинского энергорайона, обеспечение роста электропотребления, присоединение новых потребителей
23	ВЛ 500 кВ Анапа (Бужора)-Андреевская	Кубанская	2016	170 км ШР 180															170						170	0	0	5094,4	500	500	900	900	1000	1294,4		5094,4	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надёжности электроснабжения потребителей юго-западного района Кубанской энергосистемы
24	РП 220 кВ Черноморская	Кубанская	2013																						0	0	0	2319,4	600	600	850,3					2050,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности электроснабжения потребителей ОЭС Юга, Сочинского энергорайона.
25	ВЛ 500 кВ Вардане - Новосвободная с РП 500 кВ Новосвободная (по результатам ПИР возможно изменение схемных решений)	Кубанская	2015	160 км ШР-180												160		180							160	0	180	8490	300	900	1200	2700	3312,6			8412,6			
26	ВЛ 500 кВ Новосвободная - Черноморская с ПС 500 кВ Черноморская	Кубанская	2016	180 км, 501 МВА ШР-180															180	501	180				180	501	180	9201,1	200	600	1000	2104	2297,1	3000		9201,1			
27	ВЛ 500 кВ Невинномысск - Новосвободная	Ставропольская, Кубанская	2016	169 км УШР-180															169		180				169	0	180	5733,9	560	500	600	1000	1500	1573,9		5733,9			
28	ВЛ 500 кВ Курдюм - Фроловская (учитывается в списках ОЭС Средней Волги)	Саратовская - Волгоградская	2017	278,7 км 2хШР-180																					0	0	0									0	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности электроснабжения потребителей Саратовской и Волгоградской энергосистем и усиление межсистемного сечения Центр, ЮГ - Средняя Волга.
	330 кВ																																							
29	ВЛ 330 кВ Моздок - Артём с ПС 330 кВ Артём и заходами ВЛ 330 кВ Чирюрт - Махачкала	Северокавказская, Дагестанская	первый этап - 2011, второй этап - 2014	(274+2х3) км	280																				280	0	0	8792	2000	100	298,3	300				2698,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение пропускной способности сети 330 кВ между Дагестанской энергосистемой и остальной частью ОЭС Юга. Присоединение ПС 330 кВ Артём к энергосистеме, повышение надёжности экспорта электроэнергии в Азербайджан
				2х125 МВА		125									125										0	250	0													
				УШР-100			100																		0	0	100													
				БСК-2х52			104																		0	0	104													
				ШР-180 (на 330 кВ)			180																		0	0	180													
30	ВЛ 330 кВ Нальчик-Владикавказ-2 с расширением ПС 330 кВ Владикавказ-2	Кабардино-Балкарская, Северокавказская	2013	143,63 км							143,63														143,6	0	0	5471,5	700	1800	2456,2					4956,2	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Усиление сети 330 кВ в направлении Северокавказской и Дагестанской энергосистем.
31	ПС 330 кВ в Чеченской Республике с заходами ВЛ 330 кВ	Чеченская	2015	2х90 км 2х125 МВА												180	250								180	250	0	5101	250	700	700	1200	2251			5101	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности электроснабжения потребителей Чеченской энергосистемы и подключение новых потребителей
32	ПС 330 кВ Кисловодск с заходами ВЛ 330 кВ Черкесск - Баксан	Ставро-польская	2013-2015	2х1 км (I этап) 125 МВА - 2013, (II этап) 125 МВА - 2015							2	125					125								2	250	0	1802,3	100	200	853,3	290,5	344,2			1787,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности электроснабжения потребителей курортной зоны г. Кисловодск
33	ПС 330 кВ Кизляр с заходами ВЛ 330 кВ Буденновск - Чирюрт	Дагестанская	2015-I этап, 2017-II этап	2х125 МВА													125						125		0	250	0	2500	150	150	200	400	850	200	550	2500	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности электроснабжения потребителей г. Кизляр.
34	ПС 330 кВ Кропоткин, установка 2-го АТ	Кубанская	2015	200 МВА													200								0	200	0	308	0	14	80	106	108			308	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение потребителей г. Кропоткин Краснодарского края
35	ПС 330 кВ Благодарная, установка 2-го АТ	Ставро-польская	2013	125 МВА								125													0	125	0	281	5	60	100	104,7	5			274,7	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности электроснабжения потребителей г. Благодарный Ставропольского края.
36	ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС - Чирюрт	Дагестанская	2013	73,8 км							73,8														73,8	0	0	1350	115	200	900	135				1350	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности работы основной сети 330 кВ Дагэнерго и надёжности выдачи мощности Ирганайской ГЭС.
37	ВЛ 330 кВ Артём - Дербент с расширением ОРУ 330 кВ ПС Дербент	Дагестанская	2014	175 км									175												175	0	0	3059,6	150	500	1000	1055,9				2705,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение пропускной способности связей с Азербайджаном для обеспечения экспорта

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на момент	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого														
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
38	ПС 330 кВ Алагир с заходами ВЛ 330 кВ (Нальчик - Владикавказ-2)	Северокавказская	2014	2x125 МВА											250											0	250	0	2500	100	400	600	1530	70			2500	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Северокавказской энергосистемы.
	220 кВ																																							
39	Подстанция "Поселковая" (220 кВ) с линиями электропередачи (220 кВ) до подстанции "Поозу" (проектные и изыскательские работы, строительство)	Кубанская	2011	11 км 1x40 МВА, 2x125 МВА	11	290																				11	290	0	781,1	423,3	310,5						733,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение олимпийских объектов, расположенных в районе поселка Красная Поляна.
40	ВЛ 220 кВ Тихорецкая - Витаминкомбинат	Кубанская	2011	150 км	150																					150	0	0	1063,6	661							661	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Подключение новых потребителей, повышение надежности электроснабжения
41	ПС 220 кВ Крымская, установка третьего АТ	Кубанская	2012	125 МВА					125																	0	125	0	931,25	895,64							895,64	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности подключения новых потребителей, повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Кубанской энергосистемы
42	ПС 220 кВ Крыловская, установка второго АТ	Кубанская	2016	125 МВА																	125					0	125	0	207,6	0	0	35	140	20	12,6		207,6	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей в районе станицы Крыловская Кубанской энергосистемы.
43	ПС 220 кВ Курганная с двухцепными заходами ВЛ 220 кВ Центральная - Армавир	Кубанская	2016	2x2x2,5 км 2x125 МВА																10	250					10	250	0	2500	0	0	30	1000	700	770		2500	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения и присоединение новых потребителей Курганинского, Лабинского и Мостовского районов Краснодарского края.
44	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 Краснов	Волгоградская	2016	3,8 км																3,8						3,8	0	0	326,5	0	0	0	10	150	166,5		326,5	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности работы сети 220 кВ в юго-восточной зоне Волгоградской энергосистемы.
45	Строительство участка ВЛ 220 кВ РП Волгодонск - ГОК с расширением ОРУ 220 кВ РП Волгодонск на линейную ячейку 220 кВ	Ростовская, Волгоградская	2012	90 км				90																		90	0	0	1493,8	550	825	118,8					1493,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для обеспечения присоединения ООО"ЕвроХим-ВолгаКалий".
46	Реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Заливская для присоединения ВЛ 220 кВ Заливская - ГОК	Волгоградская	2012																							0	0	0	принято по перечню инвестиционных проектов	60	65,8						125,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для обеспечения присоединения ООО"ЕвроХим-ВолгаКалий".
45	Сооружение ОРУ 220 кВ ПС ГОК с переводом ВЛ Заливская - ГОК на напряжение 220 кВ	Волгоградская	2012																							0	0	0	713,8	300	413,8						713,8	ООО"ЕвроХим-ВолгаКалий"	П	Для обеспечения присоединения ООО"ЕвроХим-ВолгаКалий"
46	ПС 220 кВ Мостовская с заходами ВЛ 220 кВ * (схему привязки ПС к сети определить в проекте)	Кубанская	2016	100 км 2x125 МВА																100	250					100	250	0	2600	100	250	250	500	500	1000		2600	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Мостовского района Краснодарского края.
47	ПС 220 кВ Игорная зона с ВЛ 220 кВ Игорная зона - Ростовская и ВЛ 220 кВ Игорная зона - Староминская *	Ростовская, Кубанская	2016	127 км 50 км 2x125 МВА																177	250					177	250	0	3070	200	250	500	500	620	1000		3070	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение Игорной зоны "Азов-сити" (возможно изменение технических решений в связи с изменением местоположения игорной зоны)
48	Строительство ПС 220 кВ Восточная промзона с заходами 2-х ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ - Витаминкомбинат и 110 кВ	Кубанская	2012	4x4 км 2x125 МВА				16	250																	16	250	0	1997	500	1490						1990	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение присоединения новых потребителей (Договор технологического присоединения № 358/ТП).
49	ПС 220 кВ Бужора с заходами ВЛ 220 кВ Кубанская - Вышестеблиевская	Кубанская	2012	2x10 км 2x125 МВА				20	250																	20	250	0	2175,1	223	447						670	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение присоединения новых потребителей (Договор технологического присоединения№ 383/ТП).
																														582,5	505						1087,5			
50	КЛ 220 кВ Т-10 - Т-20 Пешная к ОРУ 220 кВ Т-10	Ростовская	2013	3,445 км							3,445															3,445	0	0	656		75	581					656			Для электроснабжения ОАО "Тагмет" Договор ТП №240/ТП от 22.03.2007 (Доп. Соглашение не подписано)
51	2-ая ВЛ 220 кВ Р-20 - Т-10 с расширением ОРУ 220 кВ Р-20 и реконструкцией ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Т-10	Ростовская	2013	49,804 км							49,804															49,8	0	0	94,67	20	30	42,87					92,87	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для электроснабжения ОАО "Тагмет" Договор ТП №240/ТП от 22.03.2007 (Доп. Соглашение не подписано)
52	2-х цепная ВЛ 220 кВ Кубанская - АЭМЗ к ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Кубанская	Кубанская	2010-2011	(2x2,8 км) (одна цепь введена в 2010 году)	2,8																					2,8	0	0	216,1	216,1							216,1	АЭМЗ		Для электроснабжения ООО "Абинский электрометаллургический завод" Договор ТП от 05.08.2008 № 385/ТП
53	ПС 220 кВ Цементная с ВЛ 220 кВ Цементная - Кирилловская и ВЛ 220 кВ Кубанская - Цементная	Кубанская	2016	17 км 43 км 2x63 МВА																60	126					60	126	0	1840,3				200	700	940,3		1840,3			Внешнее электроснабжение Верхнебаканского цементного завода

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на									Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб	млн. руб.			
54	ПС 220 кВ НПС-7 с заходами ВЛ 220 кВ Брюховецкая - Витаминкомбинат	Кубанская	2013	2х0,3 км 2х40 МВА							0,6	80													0,6	80	0	1120,1	125	400	595,1					1120,1			Для электроснабжения ЗАО "Каспийский трубопроводный консорциум-Р" Договор ТП от 29.01 2009 № 431/ТП. Информация отсутствует. Доп. Соглашение на согласовании в МЭС Юга
55	Тяговая подстанция 220 кВ Ея с заходами ВЛ 220 кВ Тихорецк - Песчанокопская	Кубанская	2012	2х5 км 2х40 МВА				10	80																10	80	0	896,3	400	496,3						896,3	ОАО "РЖД"		Электрификация железнодорожных линий
56	Кирилловская, установка третьего АТ 220/110 кВ	Кубанская	2015	200 МВА													200								0	200	0	1026,0	289,6	250	125,99	60	76,01			801,6	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности присоединения новых потребителей в Краснодарской области
57	ПС 220 кВ Западный обход с ВЛ 220 кВ Андреевская - Западный обход и Афипская - Западный обход	Кубанская	2017	48 км 40 км 2х125 МВА																			88	125	88	125	0	2124,4					235	800	1089,4	2124,4	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надёжности электроснабжения потребителей, центр питания сети 110 кВ. Разгрузка ПС 220 кВ Яблоновская и Витаминкомбинат, исключение перегрузки ВЛ 110 кВ Яблоновская - Набережная в послеаварийном режиме.
58	ВЛ 220 кВ Донецк - Промзона (Миллерово)	Ростовская	2017	90 км																			90		90	0	0	905,4					100	350	455,4	905,4	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение энергобезопасности района. При раздельной работе с Украиной в аварийном режиме напряжение в сети 110 кВ падает ниже допустимого
59	ВЛ 220 кВ Ростовская 500 - Р-4	Ростовская	2017	50 км																			50		50	0	0	580,4						100	480,4	580,4	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надёжности электроснабжения потребителей Ростовской энергосистемы. (Отключение двухцепной ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС - Р-4 при параллельной работе с Украиной ведёт к ограничению нагрузки на 60-80 МВт, при раздельной работе - 270 МВт)
60	ВЛ 220 кВ Г-20 - Донецк	Ростовская	2017	41,9 км																			41,9		41,9	0	0	516,4						100	416,4	516,4	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надёжности электроснабжения потребителей северо-западной части Ростовской энергосистемы, второе питание ПС 220 кВ Донецк.
61	ВЛ 110 кВ Зарамаг - Квайса (до госграницы) (срок ввода должен быть синхронизован с окончанием строительства данной ВЛ со стороны Южной Осетии)	Северокавказкая, Респ. Южная Осетия	2014	45 км									45												45	0	0	486,2			80	406,2				486,2	ОАО "ФСК ЕЭС"		Межгосударственная линия РФ-Северная Осетия
	Итого иное строительство				*1083*	*2116*	*564*	*136*	*705*	*0*	*273,279*	*330*	*0*	*561*	*1544*	*180*	*427,8*	*1735*	*180*	*1270*	*2170*	*720*	*269,9*	*250*	*0*	*4020*	*8850*	*1644*	*144148,71*	*19080,44*	*17747,4*	*20814,86*	*25302,1*	*21597,61*	*16796,1*	*2991,6*	*124330,1*			
	Итого по 500 кВ				*588,8*	*1169*	*180*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*341*	*1169*	*180*	*247,8*	*835*	*180*	*839*	*1169*	*720*	*0*	*0*	*0*	*2017*	*4342*	*1260*	*81761,1*	*9364,3*	*7215*	*10416*	*17484*	*14708,4*	*11017,9*	*0*	*70205,6*			
	Итого по 330 кВ				*284*	*657*	*384*	*0*	*0*	*0*	*219,43*	*250*	*0*	*175*	*375*	*0*	*180*	*700*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*125*	*0*	*858,4*	*2107*	*384*	*31165,4*	*3570*	*4124*	*7187,8*	*4921,9*	*3628,2*	*200*	*550*	*24181,9*			
	Итого по 220 кВ				*209,8*	*290*	*0*	*136*	*705*	*0*	*53,849*	*80*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*200*	*0*	*430,8*	*1091*	*0*	*269,9*	*125*	*0*	*1100*	*2401*	*0*	*30736,01*	*6146,14*	*6408,4*	*3131,06*	*2490*	*3267,01*	*5578,2*	*2441,6*	*29456,41*			
	Итого по 110 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*45*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*45*	*0*	*0*	*486,2*	*0*	*0*	*80*	*406,2*	*0*	*0*	*0*	*486,2*			
	Объекты реновации																																							
	500 кВ																																							
62	ПС 500 кВ Тихорецкая	Кубанская	2017	500/220 кВ 2х501 МВА 330/220 кВ 3х200 МВА 2х240 МВА 220/110 кВ 63 МВА																			1002 1080 63		0 0 0	1002 1080 63	0 0 0	6776,5	2,4	1600	600	1300	1700	1473,16		6675,56	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей (вкл. в программу развития сетей Сочинского региона).
	330 кВ																																							
63	ПС 330 кВ Махачкала	Дагестанская	2012	замена АТ 125 МВА на 200 МВА					200																0	200	0	501,06	30,46	347,23	98,4	24,97				501,06	ОАО "ФСК ЕЭС"		Надёжность электроснабжения потребителей северной части Республики Дагестан.
64	Реконструкция ПС 330 кВ Грозный с увеличением мощности (установка 3-го АТ 125 МВА - уточняется Проектом)	Чеченская	2011	125 МВА		125																			0	125	0	540	350	116							466	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения, обеспечение роста электропотребления, присоединение новых потребителей
	220 кВ																																							
65	ПС 220 кВ Шепси (установка 2-го АТ, замена АТ-1, реконструкция ОРУ-220, 110 кВ)	Кубанская	2013	2х125 МВА					125																0	125	0	890,39	299,68	400	185,17					884,85	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Кубанской области
66	ПС 220 кВ Старомінская	Кубанская	2011	замена 2х63 МВА на 2х125 МВА 2х25 МВА (110 кВ) БСК 52 Мвар		250	52																		0	250	52	1716,07	219,55								219,55	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение роста электропотребления северной части Кубанской энергосистемы

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого														
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
67	ПС 220 кВ Витаминкомбинат	Кубанская	2011 (выполнено в 2010 г.)	замена 2х125 МВА на 2х200 МВА 2х40 МВА (110 кВ)																					0	0	0	2728,89	667,3							667,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение присоединения новых потребителей
68	ПС 220 кВ Дагомыс	Кубанская	2011	замена 2х125 МВА на 2х200 МВА		200																			0	200	0	2501,4	673,9							673,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения Сочинского энергоузла (вкл. в программу развития сетей Сочинского региона).
69	ПС 220 кВ Р-4	Ростовская	2013	2х250 (новые АТ) + 250 МВА (модернизируется)					250			250													0	500	0	2489,59	350	422	272,38					1044,38	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей в Ростовском энергоузле.
70	ПС 220 кВ Койсуг	Ростовская	2014	2х250 МВА (замена сущ. 120+125 МВА)		250						250													0	500	0	1542,67	348	450	382,7	307,91				1488,61	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей в Ростовском энергоузле.
71	ПС 220 кВ Брюховецкая, замена (30+60) МВА на 125 МВА	Кубанская	2014	2х125 МВА замена сущ. АТ (63+30) МВА и АТ 125 МВА											125										0	125	0	795,3	15,9	365,0	340,0	74,4				795,3	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности присоединения новых потребителей.
72	ПС 220 кВ Усть-Лабинск	Кубанская	2014	2х125 МВА (замена 2х63 МВА)					250																0	250	0	625,9	15	309,3	240,2	61,4				625,9	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности присоединения новых потребителей.
73	ПС 220 кВ Владимировка (замена АТ 2х63 МВА на 2х125 МВА)	Астраханская	2013	2х125 МВА +2х40 + БСК-26 Мвар								250													0	250	0	2515	300	300	519					1119	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Электроснабжение потребителей Астраханской и Волгоградской области.
74	ПС 220 кВ Алюминиевая	Волгоградская	2016	новая площадка 2х250+63 старая площадка 4х200 МВА																1363					0	1363	0	3570	25	125	600	700	550	396,53		2396,53	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Электроснабжение потребителей Волгоградской области.
75	ПС 220 кВ Кировская	Волгоградская	2016	2х200 МВА + 2х80 МВА																400					0	400	0	2210	25	125	500	350	350	123,4		1473,4	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Электроснабжение потребителей Волгоградской области.
76	ПС 220 кВ Газонак	Астраханская	2011	2х125 МВА +2х25 Мвар		250	50																		0	250	50	1855,97	643,79							643,79	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Электроснабжение потребителей Астраханской области.
77	ПС 220 кВ Гумрак	Волгоградская	2015	2х250 МВА 2х40 МВА													500								0	500	0	2230	15	500	600	600	495			2210	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение потребителей Волгоградской области
78	ПС 220 кВ Волжская	Волгоградская	2017	2х200 + 2х63 + 2х40 МВА																			526		0	526	0	3530	15	30		750	900	1000	835	3530	ОАО "ФСК ЕЭС"		Электроснабжение потребителей Волгоградской области.
	Итого реновация				*0*	*1075*	*102*	*0*	*825*	*0*	*0*	*750*	*0*	*0*	*125*	*0*	*0*	*500*	*0*	*0*	*1763*	*0*	*0*	*2671*	*0*	*0*	*7709*	*102*	*37018,74*	*3995,98*	*5089,53*	*4337,85*	*4168,68*	*3995*	*2993,09*	*835*	*25415,13*			
	Итого по 500 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*2145*	*0*	*0*	*2145*	*0*	*6776,5*	*2,4*	*1600*	*600*	*1300*	*1700*	*1473,16*	*0*	*6675,56*			
	Итого по 330 кВ				*0*	*125*	*0*	*0*	*200*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*325*	*0*	*1041,06*	*380,46*	*463,23*	*98,4*	*24,97*	*0*	*0*	*0*	*967,06*			
	Итого по 220 кВ				*0*	*950*	*102*	*0*	*625*	*0*	*0*	*750*	*0*	*0*	*125*	*0*	*0*	*500*	*0*	*0*	*1763*	*0*	*0*	*526*	*0*	*0*	*5239*	*102*	*29201,18*	*3613,12*	*3026,3*	*3639,45*	*2443,71*	*2295*	*1519,93*	*835*	*17772,51*			

	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в	Объем финансирования на 01.10.2010									
	2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого		
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб	млн. руб.			
ВСЕГО, в т.ч.	1083	3191	666	153	1530	0	451,579	1080	0	1093	1669	540	427,8	2235	180	1380	3933	900	549,9	2921	360	5138	16559	2646	209851,55	25186,42	26230,43	33014,01	38956,48	27592,61	22264,19	5066	178310,1		
по 500 кВ	588,8	1169	180	0	0	0	0	0	0	753	1169	540	247,8	835	180	949	1169	900	280	2145	360	2819	6487	2160	110212,9	10041,7	9790	16145,8	27873,1	18408,4	14966,06	1239,4	98464,46		
по 330 кВ	284	782	384	0	200	0	324,43	250	0	175	375	0	180	700	0	0	0	0	0	125	0	963,4	2432	384	34208,56	4095,46	5334,33	8373	4946,87	3628,2	200	550	27127,86		
по 220 кВ	209,8	1240	102	153	1330	0	127,149	830	0	165,3	125	0	0	700	0	430,8	2764	0	269,9	651	0	1356	7640	102	65431,09	11049,26	11106,1	8495,21	6136,51	5556,01	7098,13	3276,6	52717,82		

Примечания:

* сроки и технические решения могут быть скорректированы

Капиталовложения в электросетевые объекты приведены без учета НДС

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ С УЧЕТОМ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РЕГУЛИРОВАНИЯ (КОМПЕНСАЦИИ) РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЗА 2011 - 2017 ГОДЫ ПО ОЭС УРАЛА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб	млн. руб.	млн. руб	млн. руб.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	42
	Объекты для выдачи мощности электростанций																																							
	АЭС																																							
1	Заходы ВЛ 500 кВ Южная-Шагол на Белоярскую АЭС-2	Свердловская	2013	2х75 км ШР-180							150		180													150	0	180	5165	119,6	1200	2600	1219,2				5138,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности энергоблока №4 880 МВт Белоярской АЭС-2
2	ПС 500 кВ Исеть с заходами ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС-Козырево (надстройка ОРУ 500 кВ на ПС 220 кВ Каменская)	Свердловская	2013	4х167 МВА 2х25 км ШР -180							50	668	180													50	668	180	3943,2	300	1000	1600	1043,2				3943,2	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
3	ВЛ 500 кВ Белоярская АЭС-2 -Исеть	Свердловская	2013	90 км							90															90	0	0	3195,7		1597,8	1597,9					3195,7	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
4	Заходы ВЛ 220 кВ БАЭС-Окуневская на Белоярскую АЭС-2	Свердловская	2011	2х4 км	8																					8	0	0	344	316,8	26						342,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
5	Заходы одной цепи ВЛ 220 кВ БАЭС-Каменская на Белоярскую АЭС-2	Свердловская	2013	2х5 км							10															10	0	0	367	12	100	150	104,9				366,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
	ТЭС																																							
6	Двухцепная ВЛ 220 кВ Яйвинская ГРЭС - Северная 3,4 цепь	Пермская	2011	2х13,3 км	26,6																					26,6	0	0	590	590							590	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности энергоблока №5 ПГУ КЭС 422 МВт Яйвинской ГРЭС
7	Заходы ВЛ 220 кВ Бекетово-Затон на Уфимскую ТЭЦ-5 с образованием ВЛ 220 кВ Уфимская ТЭЦ-5 - Бекетово и Уфимская ТЭЦ-5 - Затон	Башкирская	2012	2х0,5 км				1																		1	0	0	8,7		8,7						8,7			Выдача мощности блока №1 ПГУ-220(Т) Уфимской ТЭЦ-5
8	Сооружение участка ВЛ 220 кВ от Уфимской ТЭЦ-5 до места врезки в ВЛ 220 кВ Затон -НПЗ с образованием ВЛ 220 кВ Уфимская ТЭЦ-5 - НПЗ с отпайкой на ПС Затон	Башкирская	2013	0,5 км							0,5															0,5	0	0	4,4			4,4					4,4			Выдача мощности блока №2 ПГУ-220(Т) Уфимской ТЭЦ-5
9	Заходы ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС - КС-19 и ВЛ 220 КВ Южноуральская ГРЭС - Шагол с ответвлением на ПС Исаково (заходы в РУ 220 кВ ЮГРЭС-2)	Челябинская	2013	2х1 км, 2х1 км							4															4	0	0	79,2	26,3	26,4	26,4					79,1	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности блока №1 ПГУ-400 МВт Южно-Уральской ГРЭС-2
10	Шлейфовый заход ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Шагол на РУ ЮУГРЭС-2	Челябинская	2014	2х1 км									2													2	0	0	64,7			15	49,7				64,7	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности блока №2 и №3 ПГУ-400 МВт ЮУГРЭС-2
11	Заходы ВЛ 220 кВ Сосьва - Краснотурьинск на Серовскую ГРЭС	Свердловская	2014	2х18 км									36													36	0	0	506,7	30	170	306,7					506,7	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности блока №9 Серовской ГРЭС ПГУ-420 МВт
12	ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС-Приваловская	Челябинская	2014	240 км ШР-180									240		180											240	0	180	11741	633,5	1900	3045	3045	3045			11668,5	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Кропочево-Златоустовского энергоузла. Выдача мощности блока №10 К-660 МВт Троицкой ГРЭС
13	Две ВЛ 220 кВ Ново-Богословская ТЭЦ - БАЗ*	Свердловская	2015	2х10 км												20										20	0	0	233,6				33,6	200			233,6	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности блоков №1 Ново-Богословской ТЭЦ ПГУ-231 (Т)
14	Заходы ВЛ 220 кВ Северная-Космос на Ново-Березниковскую ТЭЦ*	Пермская	2015	2х10 км												20										20	0	0	213,6					213,6			213,6	ОАО "ФСК ЕЭС"		Выдача мощности блоков №1,2 2хПГУ-120(Т) Ново-Березниковской ТЭЦ
15	ВЛ 220 кВ Ново-Березниковская ТЭЦ - Космос*	Пермская	2015	10 км												10										10	0	0	218					218			218	ОАО "ФСК ЕЭС"		
16	Заход ВЛ 220 кВ Аникадар-Сагаровка на Н.Салаватскую ТЭЦ	Башкирская	2013	2х23 км							46															46	0	0	450,4			450,4					450,4			Выдача мощности блоков №8 ПГУ (Т) -420 МВт
17	ВЛ 220 кВ Н.Салаватская ТЭЦ-Ашкадар	Башкирская	2017	37,5 км																			37,5			37,5	0	0	469,1							469,1	469,1			Выдача мощности блоков №9 ПГУ (Т) -240 МВт
	ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ																																					0			
18	Заходы ВЛ 500 кВ Ильково-Лукоян в ОРУ 500 кВ Нягаской ТЭС	Тюменская	2012	2х19 км				38																		38	0	0	1000	564,6	200						764,6	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности блока №1 ПГУ-418 МВт Няганьской ТЭС
19	Заходы ВЛ 220 кВ Краснолениский ГПЗ-Ильково на Няганьскую ГРЭС	Тюменская	2012	2х19 км 1х22 км				60																		60	0	0	1200	780	295,5						1075,5	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности блока №1, №2 2хПГУ-418 МВт Няганьской ТЭС
20	Реконструкция ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Тарко-Сале - Уренгой с увеличением сечения провода на концевом участке ВЛ со стороны ПС 220 кВ Уренгой	Тюменская	2012	0,42 км				0,42																		0,42	0	0	20		20						20	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности блока №3 ПГУ-450 МВт Уренгойской ГРЭС и повышение надежности электроснабжения Северного и Ноябрьского энергорайонов
21	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ, отходящих от Уренгойской ГРЭС, с подключением к ВЛ 220 кВ Тарко-Сале - Уренгой и образованием ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС-Тарко-Сале и ВЛ 220 кВ в габаритах 500 кВ Уренгойская ГРЭС - Уренгой	Тюменская	2012	2х76 км				152																		152	0	0	3615,4	1000	1500	1110,9					3610,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
22	Двухцепная ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС-Уренгой с использованием участка ВЛ 110 кВ (в габаритах 220 кВ) Уренгой - Мужгинто-1 2	Тюменская	2012	2х76 км				152																		152	0	0	3310,1	1000	1363	946					3309	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
23	Замена провода ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Муравленковская-Надым на головных участках со стороны ПС Муравленковская и ПС Надым	Тюменская	2012	8,37 км				8,37																	8,37	0	0	66,14	4,62	61,52						66,14	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
24	Двухцепная ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-1 - Тюмень*	Тюменская	2014	22 км										22											22	0	0	380				380				380			Выдача мощности блока №3,4 2хПГУ 225 МВт Тюменской ТЭЦ-1
25	ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-1-Ожогино*	Тюменская	2014	13 км										13											13	0	0	312,7				312,7				312,7			
26	ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Магистральная	Тюменская	2011	157 км	157																				157	0	0	4642,6	1051,5							1051,5	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Выдача мощности блока №7,8 2хПГУ-396,9 МВт Сургутская ГРЭС-2 и повышения надежности электроснабжения Сургутского
27	Реконструкция ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Сибирская	Тюменская	2012	2х0,5				1																	1	0	0	348,5	210	134,9						344,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
28	Вторая цепь ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС-Белоярская	Тюменская	2013	35,3 км							35,3														35,3	0	0	899,3	66	200	400	233,3				899,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Выдача мощности блока №3 ПГУ-410 МВт Нижневартовской ГРЭС
29	ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС-Космос и Нижневартовская ГРЭС-Мираж (с использованием существующих ВЛ 220 кВ НГРЭС-Космос-Мираж и НГРЭС-Мираж	Тюменская	2013	30 км							30														30	0	0	507	60,4	100	310	36,2				506,6	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
30	Заходы двухцепной ВЛ 220 кВ Тарко-Сале - Арсенал на НГУ в Тарко-Сале; заходы ВЛ 220 кВ Тарко-Сале - Муравленковская на ПГУ в Тарко-Сале	Тюменская	2015	4х5 км, 2х10 км													40								40	0	0	550,8					550,8			550,8	ОАО "ФСК ЕЭС"		Выдача мощности блоков №1,2 2хПГУ-300 МВт ПГУ в Тарко-Сале
	Итого по 500 кВ				*157*	*0*	*0*	*47,79*	*0*	*0*	*325,3*	*668*	*360*	*242*	*0*	*180*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*772,1*	*668*	*540*	*31086,14*	*2949,82*	*6314,22*	*9257,9*	*5590,4*	*3045*	*0*	*0*	*27157,34*			
	Итого по 220 кВ				*34,6*	*0*	*0*	*365*	*0*	*0*	*90,5*	*0*	*0*	*71*	*0*	*0*	*90*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*37,5*	*0*	*0*	*688,6*	*0*	*0*	*13360,7*	*3815,5*	*3589,6*	*3304,8*	*867,4*	*1182,4*	*0*	*469,1*	*13228,8*			
	Объекты нового строительства																																							
	500 кВ																																							
31	ВЛ 500 кВ Северная - БАЗ с расширением ПС БАЗ	Свердловская	2011	199 км 501 МВА	199	501																			199	501	0	8348,3	3412,7							3412,7	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей Серово-Богословского энергоузла Свердловской энергосистемы
32	ВЛ 500 кВ Курган-Инским (Витязь)	Курганская, Тюменская	2012	250 км				250																	250	0	0	8132,1	1200	3600	2164					6964	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Повышение надежности электроснабжения потребителей Курганской энергосистемы. Усиление межсистемной связи ОЭС Урала и Сибири по территории России.
33	ОРУ 500 кВ Пермской ГРЭС АТ №2 500/220 кВ с секционированием ОРУ 220 кВ	Пермская	2012	801 МВА					801																0	801	0	980		980						980	ОАО "ОГК-1"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Пермской энергосистемы. Обеспечение выдачи мощности существующего блока № 1 Пермской ГРЭС.
34	ПС 500 кВ Приваловская -установка 2-го АТ 500/110 кВ (альтернативный вариант ПС Приваловская АТГ 500/220 кВ)	Челябинская	2013-2014	250 МВА (501 МВА)										250											250	0	0	272,6			20	252,6				272,6	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Повышение надежности электроснабжения потребителей Саткинско-Златоустовского энергоузла Челябинской энергосистемы
35	ВЛ 500 кВ Удмуртская-Помары (заходы и капиталовложения учтены в списках ОЭС Средней Волги)	Удмуртская, Марийская	2013	340/100 км ШР-180 УШР-180																					0	0	0	9229								0	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Усиление межсистемного сечения Урал-Средняя Волга. Центр, повышение надежности электроснабжения Удмуртской энергосистемы
36	ПС 500 кВ Магнитогорская (установка УШР 500 кВ)	Челябинская	2014	УШР-180 Мвар												180									0	0	180	620	10	197	315	98				620	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Повышение надежности электроснабжения потребителей Магнитогорского энергоузла
37	ПС 500 кВ Газовая (2-й АТ)	Оренбургская	2014	501 МВА											501										0	501	0	480			20	460				480	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Повышение надежности электроснабжения потребителей центрального энергоузла Оренбургской энергосистемы и г. Оренбург
38	ВЛ 500 кВ Газовая-Красноармейская (заходы учтены в списках ОЭС Средней Волги)	Оренбургская, Самарская	2014	390/280 км 2ШР-180																					0	0	0	14258,8								0	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Усиление межсистемного сечения Урал-Средняя Волга, Центр
39	ПС 500 кВ Преображенская с заходами ВЛ 500 кВ Газовая-Красноармейская*	Оренбургская	2016	501 МВА, 2х6 км															12	501					12	501	0	3908,4				1500	1500	908,4		3908,4	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Западного энергорайона Оренбургской области
40	ПС 500 кВ Сосьва с заходами ВЛ 500 кВ Татиз-БАЗ	Свердловская	2017	2х501 МВА 2х1 км																		2	1002		2	1002	0	1941						970,5	970,5	1941	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Серово-Богословского и Татищевского энергоузлов Свердловской энергосистемы
	ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ																								0	0	0													
41	ВЛ 500 кВ Трачуковская-Кириллловская	Тюменская	2011	140,6 км	140,6																				140,6	0	0	3489,4	1279,1							1279,1	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей Когалымского и Нюрбрьского энергоузлов
42	ПС 500 кВ Кирилловская с заходами ВЛ 500 кВ СГРЭС-2 - Холмогорская и ВЛ 220 кВ В.Моховая-Когалым	Тюменская	2011	2х501 МВА 2х22 км (500 кВ)	44	1002																			44	1002	0	4871,9	900	224						1124	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения Когалымского энергоузла, усиление транзита Сургут-Северные районы Тюменской области
				125 МВА 2х37 км (220 кВ)	74	125																			74	125	0									0			

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
43	ПС 500 кВ Ильково (установка ШР 500 кВ) и ПС 500 кВ Луговая (установка УШР 500 кВ)	Тюменская	2011	2х180 Мвар			360																		0	0	360	2600	900	352	118,1					1370,1	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей Уайско-Нягванского энергорайона Тюменской области. Повышение надежности транзита Урал-тюмень-Сургут-северные районы Тюменской области
44	ПС 500 кВ Ишим (Заря) с последующим переименованием в ПС Витязь (сооружение крыла 500 кВ)	Тюменская	2012	501 МВА					501																0	501	0	4451	1286,7	1286,8	1286,8					3860,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Ишимского энергоузла, создание межсистемной связи Урал-Сибирь
45	ВЛ 500 кВ Ишим (Витязь)-Восход с ПС 500 кВ Восход (вводы и капиталовложения учтены в списках ОЭС Сибири)	Тюменская, Омская	2012	310/80 км																					0	0	0	12522								0	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Создание прямой межсистемной связи Урал-Сибирь
46	Реконструкция ВЛ 500 кВ Холмогорская-Тарко-Сале от опоры №9 до ПС Тарко-Сале	Тюменская	2013	185,3 км							185,3														185,3	0	0	5600	700	800	2038,6	433,2				3971,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей северных районов Тюменской области
47	ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС-Советско-Сосипская (включение на напряжение 220 кВ в 2013г, вводы и капиталовложения учтены в списках ОЭС Сибири)	Тюменская, Томская	2013	35/10 км																					0	0	0	6410								0	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Межсистемная связь Сибирь - Урал
48	ПС 500 кВ Муравленковская АТГ №2 500/220 кВ	Тюменская	2015	3х167 МВА													501								0	501	0	700			50	250	400			700	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Северного и Ноябрьского энергоузлов
49	ПС 500 кВ Магистральная АТГ №3 500/220 кВ	Тюменская	2015	3х167 МВА													501								0	501	0	700			50	250	400			700	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Нефтеюганского энергоузла, присоединение новых потребителей (ОАО "Роснефть")
50	ПС 500 кВ Иртыш АТ №2 500/110 кВ с АТ №2 220/110 кВ или альтернативный вариант АТГ 500/220 кВ	Тюменская	2012	250 МВА					250																0	250	0	208,03	125	83,03						208,03	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение выдачи полной мощности Тобольской ТЭЦ и подключение новых потребителей
51	Перевод на номинальное напряжение 500 кВ ВЛ 220 кВ Иртыш-Заря	Тюменская	2012																						0	0	0									0	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение пропускной способности сетей в Тюменской ЭС
52	ПС 500 кВ Сургутская с заходами ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Магистральная и заходами одной цепи ВЛ 220 кВ Магистральная-КС-5 и заходами ВЛ 220 кВ Магистральная-Правдинская	Тюменская	2014	2х501 МВА, 2х5 км (500 кВ)										10	1002											10	1002	0	6186,8		1250	2500	2436,8				6186,8	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения электроустановок ОАО "НК "Роснефть"
				2х5 км, 2х10 км (220 кВ)										30											30	0	0									0			
53	ОРУ 500 кВ Надым с переходом ВЛ 500 кВ Надым-Муравленковская на ном напряжение	Тюменская	2017	2х501 МВА																			1002		0	1002	0	2790					1000	1000	790	2790	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения электроустановок Ванкорской группы нефтяных месторождений
54	Новая ВЛ 500 кВ Кирилловская-Холмогорская	Тюменская	2017	120 км																			120		120	0	0	5900						2950	2950	5900	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Северных районов Тюменской области
	220 кВ																																							
55	ПС 220 кВ Мисовский ГОК с заходами ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС-Карталы	Челябинская	2011	2х125 МВА, 2х10 км	20	250																			20	250	0		183,8							183,8	ОАО "ФСК ЕЭС" ТП	П	Электроснабжение нового производства ЗАО "Мисовский ГОК" (Челябинская энергосистема)
56	ВЛ 220 кВ Пермская ГРЭС - Соболи 1 и ВЛ 220 кВ Пермская ГРЭС - Соболи 2	Пермская	2011	2х100 км	200																				200	0	0	4492,3	740	334,1						1074,1	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей Пермско-Заканского энергорайона
57	ПС 220 кВ Рябина	Свердловская	2011	2х250 МВА		500																			0	500	0	1325,7	662,9							662,9	Электросетевая компания г.Екатеринбург,	С	Повышение надежности электроснабжения г. Екатеринбурга
58	Заходы ВЛ 220 кВ СУГРЭС-Южная на ПС 220 кв Рябина	Свердловская	2011	2х1 км	2																				2	0	0	20,6	20,6							20,6		С	
59	ПС 220 кВ Надежда	Свердловская	2012	2х250 МВА					500																0	500	0	1325,7	800	525,7						1325,7	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
60	Заходы ВЛ 220 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ - Южная на ПС 220 кв Надежда	Свердловская	2012	2х6 км				12																	12	0	0	123,2		123,2						123,2	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
61	ПС 220 кВ Сатка с ВЛ 220 кВ Приваловская-Сатка*	Челябинская	2013-2014	125 МВА, 15 км										15	125										15	125	0	535,6			300	235,6				535,6	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Кропачево-Златоустовского энергоузла
62	ПС 220 кВ Свобода	Удмуртская	2012	2х32 МВА					64																0	64	0	362	200	162						362			Электроснабжение объекта УХО в Удмуртской Республике
63	ВЛ 220 кВ Удмуртская-Свобода	Удмуртская	2012	90 км				90																	90	0	0	884,1	442	442,1						884,1			
64	Заходы ВЛ 220 кВ Сарнуз-Вятские Поляны на ПС 220 кВ Свобода	Удмуртская	2012	2х17,8 км				35,6																	35,6	0	0	309,4		309,4						309,4			
65	ПС 220 кВ Макушино АТ№2	Курганская	2015	200 МВА													200								0	200	0	464,7				18,1	446,6			464,7	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Курганской энергосистемы
66	ВЛ 220 кВ Курган - Макушино	Курганская	2015	150 км												150									150	0	0	1774,4				887,2	887,2			1774,4	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
67	ВЛ 220 кВ Бузулукская-Куйбышевская - 2-я цепь	Оренбургская, Самарская	2014	142 км										142											142	0	0	1568,6			784,3	784,3				1568,6	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения Бузулукского энергорайона Оренбургской энергосистемы
68	ПС 220 кВ Бузулукская (замена существующих АТ 2х125 МВА на 2х200 МВА)	Оренбургская	2016	2х200 МВА															400						0	400	0	311,8						311,8		311,8	ОАО "ФСК ЕЭС"		
69	ПС 220кВ Строгановская	Пермская	2013	2х125 МВА								250													0	250	0	1038,4		600	438,4					1038,4			Энергоснабжение промплощадки

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
70	ВЛ 220кВ Северная -Строгановская 1,2	Пермская	2013	2x18 км							36														36	0	0	563,8			563,8					563,8			БКПРУ-3 ОАО "Уралкалий"
71	Заходы двух цепей ВЛ Козырево-Шумиха на ПС 220 кВ Щучанская	Курганская	2014	2x2x2,3 км										9,2												9,2	0	0	283,9				283,9				283,9			Электроснабжение потребителей Курганского энергоузла (утилизация ХО)
72	ПС 220 кВ УХО с заходами ВЛ 220 кВ Киров-Марадыково и Вятка-Котельнич	Кировская	2013	2x63 МВА, 2x2x20 км							80	126													80	126	0	1810,2		1000	810,2					1810,2			Электроснабжение потребителей утилизации ХО
73	ВЛ 220 кВ Малахит - Мраморная	Свердловская, Челябинская	2014-2015	75 км													75								75	0	0	1027,6				513,8	513,8			1027,6	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение устойчивости работы узла с нагрузкой потребителей особой категории (ФГУП ПО «Маяк», «Снежинский ядерный центр»)
74	ПС 220 кВ Кыштым с установкой АТ 220/110 кВ	Челябинская	2014-2015	2x125 МВА														250							0	250	0	1124,6				670	454,6			1124,6	ОАО "ФСК ЕЭС"		
75	ВЛ 220 кВ Мраморная -Кыштым	Челябинская	2014-2015	45 км													45								45	0	0	643,5					643,5			643,5	ОАО "ФСК ЕЭС"		
76	ВЛ 220 кВ Шагол -Кыштым	Челябинская	2014-2015	75 км													75								75	0	0	992,2				496,1	496,1			992,2	ОАО "ФСК ЕЭС"		
77	ВЛ 220 кВ Вятка - Мураши (2-я ВЛ)	Кировская	2016	150 км																150					150	0	0	1505,6					752,8	752,8		1505,6	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Северного узла Кировской энергосистемы
78	ПС 220 кВ Мураши (АТ № 2)	Кировская	2016	200 МВА																	200				0	200	0	346,6						346,6		346,6	ОАО "ФСК ЕЭС"		
79	ПП 220 кВ Березники	Пермская	2015	-																					0	0	0	319,9					319,9			319,9			Электроснабжение нового производства (Кодорский ГОК)
80	Заходы ВЛ 220 кВ Яйвинская ГРЭС-Северная на ПП Березники	Пермская	2015	2x18,5 км													37								37	0	0	350,3					350,3			350,3			
81	ПС 220 кВ Камакалий	Пермская	2015	2x160 МВА														320							0	320	0	1157				695	462			1157			Электроснабжение нового производства (Кодорский ГОК)
82	ВЛ 220 кВ ПП 220 кВ Березники-ПС 220 кВ КамаКалий	Пермская	2015	2x16,5													33								33	0	0	375,2					375,2			375,2			
83	ВЛ 220 кВ Преображенская - Михайловская*	Оренбург	2016	130 км																130					130	0	0	1506					753	753		1506	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Оренбургской области
84	Заходы на ВЛ 220 кВ Бузулук-Сорочинская на ПС 500 кВ Преображенская*	Оренбург	2016	2x10 км																20					20	0	0	436,8						436,8		436,8	ОАО "ФСК ЕЭС"		
85	ПС 220 кВ Лебяжье (АТ № 2)	Кировская	2014	200 МВА											200										0	200	0	497,7			20	477,7				497,7	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Южного узла Кировской энергосистемы
86	ВЛ 220 кВ Лебяжье-Дубянки	Кировская Марийская	2014	70 км										70											70	0	0	850,5			425,2	425,3				850,5	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Южного энергорайона Кировской энергосистемы и Марийской энергосистемы ОЭС Ср.Волги
87	ПС 220 кВ Як-Бодья	Удмуртская	2016	2x125 МВА																	250				0	250	0	951,8					570	381,8		951,8			Повышение надежности электроснабжения потребителей Балезинского узла Удмуртской энергосистемы
88	Заходы ВЛ 220 кВ Удмуртская-Балезино и Ижевск-Балезино на ПС 220 кВ Як-Бодья	Удмуртская	2016	2x2x0,4 км																1,6					1,6	0	0	219,5						219,5		219,5			
	ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ																																							
89	ПС 220 кВ Большая Еловая с заходами ВЛ 220 кВ Трачуховская - ГПП-2	Тюменская	2011	2x250 МВА, 2x2,5 км	5	500																			5	500	0	1037,8	1037,8							1037,8			Электроснабжение потребителей ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"
90	СП 220 кВ Рощаковская - Югра (построен)	Тюменская	2011																						0	0	0									0			Повышение надежности электроснабжения потребителей Приобского месторождения нефти
91	ВЛ 220 кВ Пыть-Ях - Правдинская	Тюменская	2011	150 км	150																				150	0	0	977,4	977,4							977,4			Повышение надежности электроснабжения потребителей
92	ПС 220 кВ Узловая	Тюменская	2011	2x125 МВА		250																			0	250	0	168,7	168,7							168,7			Повышение надежности электроснабжения потребителей Нижневартовского энергоузла
93	ВЛ 220 кВ Белозерная-Узловая	Тюменская	2011	150 км	150																				150	0	0									0			
94	ПС 220 кВ Факел с заходами ВЛ 220 кВ Кустовая-Варьеган	Тюменская	2011	2x125 МВА, 2x3 км	6	250																			6	250	0	158,75	158,75							158,75			Повышение надежности электроснабжения потребителей Нижневартовского энергоузла
95	Заходы ВЛ 220 кВ Кустовая (Факел) - Варьеган на ПС Белозерная	Тюменская	2011	2x1 км	2																				2	0	0	23,7	23,7							23,7			
96	ВЛ 220 кВ Демьянская-Снежная с установкой 2-го АТ на ПС 220 кВ Снежная	Тюменская	2011	90 км, 125 МВА	90	125																			90	125	0	1650	439,1							439,1	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Усиление схемы электроснабжения потребителей Нефтеюганского энергоузла
97	ПС 220 кВ Вандмтор (установка двух АТ)	Тюменская	2012	2x200 МВА																					0	200	0	807,5		403,8						403,8	Тюменьэнерго	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей г.Нягань
98	ВЛ 220 кВ Нягинская ГРЭС-Вандмтор	Тюменская	2012	2x(9+19) км				56																	56	0	0	663,6		331,8						331,8	Тюменьэнерго	С	
99	ПС Тарко-Сале (ввод третьего АТ 220/110 кВ)	Тюменская	2011	125 МВА		125																			0	125	0	250	245,7							245,7	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Ноябрьского энергоузла, присоединение по ООО "РН-Пурнефтегаз"
100	ПС 220 кВ ТММЗ (сооружается в счет платы по договору ТП с ООО "УГМК - Сталь)	Тюменская	2012	2x30/40 МВА, 80/100 МВА					140																0	140	0	1074,2	537,1	537,1						1074,2	Тюменьэнерго		Электроснабжение ОАО "Тюменский инновационный завод"
101	Тюменская ТЭЦ-2 - ТММЗ	Тюменская	2012	2x7 км				14																	14	0	0	35,7		35,7						35,7	ОАО "ФСК ЕЭС" ТП		
102	ПС 220 кВ Победа с двухцепной ВЛ 220 кВ СГРЭС-1 - Победа	Тюменская	2012	2x125 МВА, 2x5 км				10	250																10	250	0	1407,5	845	562,5						1407,5	Тюменьэнерго		Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Сургут
103	ПС 220 кВ Мангазея (Ванкорское месторождение)	Тюменская	2012	2x125 МВА УШР 100 Мвар, в 2015 г. - БСК 50 Мвар					250	100									50						0	250	150	2725	1116	900	219,5					2235,5	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение Ванкорского месторождения
104	Две ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС-Мангазея	Тюменская	2012	2x218 км, 2x1 км, 2x1 км				440																	440	0	0	5752,2	568	2100	1562,2					4230,2	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
105	ПС 220 кВ Энтор (установка второго АТ 220/110 кВ)	Тюменская	2012	125 МВА					125																0	125	0	256,99	244,99	12						256,99	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
106	ПС 220 кВ Салехард с ВЛ 220 кВ Надым-Салехард	Тюменская	2013	2х125 МВА, 2х336 км							672	250													672	250	0	18465,2	5664,7	6549,7	6250,8					18465,2	Тюменьэнерго	С	Повышение надежности электроснабжения населения и промышленных потребителей г.Салехард и г. Лабытнанги. Организация электроснабжения энергорайона Полярного Урала от сети ЕНЭС
107	ПС Муравленковская АТ №4 220/110 кВ	Тюменская	2013	125 МВА								125													0	125	0		15	110	135					260	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Ноябрьского энергоузла, присоединение ООО "РН-Пурнефтегаз"
108	ПС 220/110 кВ Русская (вместо надстройки на ПС 110 кВ Таврическая)	Тюменская	2014	2х125 МВА											250										0	250	0	1282,5	81	50	400	751,5				1282,5	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение ОАО "Лукойл"
109	Двухцепная ВЛ 220 кВ Трачуковская - Русская	Тюменская	2014	2х140 км										280											280	0	0	4526,4	50	150	1500	2800	26,4			4526,4	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
110	ПС 220/110кВ Нефтеюганская (в районе г.Нефтеюганска) с заходами ВЛ 220кВ Пыть-Ях - Лянинская	Тюменская	2013-2014	2х125 МВА, 2х5 км										10	250										10	250	0	1425		50	80	1000	295			1425	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Нефтеюганского энергоузла
111	ПС 220 кВ Арсенал с ВЛ 220 кВ Арсенал- Тарко-Сале (Ванкорское месторождение)	Тюменская	2014	2х125 МВА, 2х90 км										180	250										180	250	0	4500	50	400	1600	2439,3				4489,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение Ванкорского месторождения
112	ПС 220 кВ Исконная с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ УрГРЭС-Уренгой	Тюменская	2014	2х125 МВА, 2х5 км										10	250										10	250	0	1621,3			957,7	663,6				1621,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Уренгойского энергорайона
113	ПС 220/110 кВ Новобыстринская (в место надстройки на ПС 110 кВ Быстринская) с заходами ВЛ 220 кВ , с выделением пускового комплекса - ввод 1АТ в 2014 году	Тюменская	2015	2х125 МВА, 2х5 км										10	125			125							10	250	0	1425	20	50	700	500	155			1425	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Сургутского энергорайона
114	ПС 220/110 кВ Дунаевская (вместо надстройки на ПС 110кВ Федоровская) с заходами ВЛ 220 кВ	Тюменская	2015	2х125 МВА, 2х5 км												10	250								10	250	0	1425	25	75	400	700	225			1425	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Сургутского энергорайона
115	ПС 220 кВ Тура с заходами ВЛ 220 кВ	Тюменская	2013-2014	2х125 МВА											250										0	250	0	1321,7			780	541,7				1321,7	ОАО "ФСК ЕЭС"		Перераспределение существующей нагрузки г. Тюмень, повышение надежности электроснабжения потребителей
116	ВЛ 220 кВ Мантазов-Пур с ПС 220 кВ Пур (НПС 2)*	Тюменская	2015	2х63 МВА 90 км												90	126								90	126	0	2933,5				1607,4	1326,1			2933,5	ОАО "ФСК ЕЭС"		Внешнее электроснабжение НПС нефтепровода Заполярье-Пурпе
117	ВЛ 220 кВ Оленья – Пур (НПС 2)*	Тюменская	2015	150 км												150									150	0	0	2280,2				1140,1	1140,1			2280,2	ОАО "ФСК ЕЭС"		
118	ПС 220 кВ Амулет (вместо надстройки 110 кВ на ПС 110 кВ Кинтус) и ВЛ-220 кВ Амулет-Магистральная	Тюменская	2016	2х125 МВА 50 км															50	250					50	250	0	2419		60	100	700	1100	459		2419	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Нефтеюганского энергоузла
119	ПС 220/110 кВ Ямская (в место надстройки на ПП 110 кВ Восточный) с двухцепной ВЛ 220 кВ Трачуковская Ямская	Тюменская	2016	2х125 МВА 2х70 км															140	250					140	250	0	4693,8		120	100	1050	1400	2023,8		4693,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей района ПП 110 кВ Восточный
	Итого по 500 кВ				*383,6*	*1503*	*360*	*250*	*1552*	*0*	*185,3*	*0*	*0*	*260*	*1503*	*180*	*0*	*1002*	*0*	*12*	*501*	*0*	*122*	*2004*	*0*	*1213*	*8065*	*540*	*104599,33*	*9813,5*	*8772,83*	*8562,5*	*5680,6*	*3300*	*5828,9*	*4710,5*	*46668,83*			
	Итого по 220 кВ				*699*	*2125*	*0*	*657,6*	*1529*	*100*	*788*	*751*	*0*	*756,2*	*1700*	*0*	*665*	*1271*	*50*	*491,6*	*1350*	*0*	*0*	*0*	*0*	*4057*	*8726*	*150*	*94806,84*	*15317,24*	*15994,1*	*18127,1*	*19380,6*	*12692,6*	*5685,1*	*0*	*87196,74*			
	Объекты реновации																																							
	500 кВ																																							
1	ПС 500 кВ Тагил	Свердловская	2017	3х250+2х3х 167 МВА																			1752		0	1752	0	5508,5	26		1000	1000	1200	1225	983	5434	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
2	ПС 500 кВ Белозерная	Тюменская	2016	6х167 МВА, 501 МВА					501												1002				0	1503	0	7956	87	1077	1815	1800	1800	1377		7956	ОАО "ФСК ЕЭС"		
3	ПС 500 кВ Калино	Пермская	2017	6х167 МВА, 2х250 МВА																			1502		0	1502	0	2635,41	36,6	50	200	500	800	800	233,8	2620,4	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
	220 кВ																																							
4	ПС 220 кВ Калининская	Свердловская	2012	2х250 МВА					500																0	500	0	1803,53	400	328,39						728,39	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	
5	ПС 220 кВ Каменская	Свердловская	2013	2х250 МВА								500													0	500	0	2473,76	400	450	345,63					1195,63	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	
6	ПС 220 кВ Каргалинская	Оренбургская	2013	2х250 МВА								500													0	500	0	710,1	300	354,6						654,6	ОАО "ФСК ЕЭС"		
7	ПС 220 кВ Ирень	Пермская	2015	2х250 МВА													500								0	500	0	710,1				355	355,1			710,1			
8	ПС 220 кВ Окунево	Свердловская	2016	3х250 МВА 2х25 МВА																	800				0	800	0	2703,4		400	700	700	750	126,45		2676,45	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
9	ПС 220 кВ Салда	Свердловская	2016	2х250 МВА																	500				0	500	0	2760,4	22,3	145	400	500	900	791,5		2758,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
10	ПС 220 кВ Краснотурьинск	Свердловская	2017	2х250 МВА																	500				0	500	0	3086,78	25	45		1050	800	916,33	250	3086,33	ОАО "ФСК ЕЭС"		
11	ПС 220 кВ Киров	Свердловская	2018	2х125 МВА, 2х40 МВА																			330		0	330	0	3359,49				15	25	320	1000	1360	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
12	ПС 220 кВ Мегион	Тюменская	2017	2х200 МВА																	400				0	400	0	2300			40	450	700	800	310	2300	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
13	ПС 220 кВ Усть-Балык	Тюменская	2017	2х200 МВА													400								0	400	0				25	15	1000	100	50	1190	ОАО "ФСК ЕЭС"		
	Итого по 500 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*501*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*1002*	*0*	*0*	*3254*	*0*	*0*	*4757*	*0*	*16099,91*	*149,6*	*1127*	*3015*	*3300*	*3900*	*3402*	*1216,8*	*16010,4*			
	Итого по 220 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*500*	*0*	*0*	*1000*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*900*	*0*	*0*	*2200*	*0*	*0*	*330*	*0*	*0*	*4930*	*0*	*19907,56*	*1147,3*	*1722,99*	*1510,63*	*3085*	*4530,1*	*3054,28*	*1610*	*16660,3*			

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
					Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010										
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
	ВСЕГО, в т.ч.																																							
	по 500 кВ				540,6	1503	360	297,8	2053	0	510,6	668	360	502	1503	360	0	1002	0	12	1503	0	122	5258	0	1985	13490	1080	151785,38	12912,92	16214,05	20835,4	14571	10145	9230,9	5927,3	89836,57			
	по 220 кВ				733,6	2125	0	1023	2029	100	878,5	1751	0	827,2	1700	0	755	2171	50	491,6	3550	0	37,5	330	0	4746	13656	150	128075,1	20280,04	21306,69	22942,53	23333	18405,1	8739,38	2079,1	117085,8			

Примечания:

*- Технические характеристики и сроки сооружения будут определены после выполнения ТЭО

Капиталовложения в электросетевые объекты приведены без учета НДС

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ С УЧЕТОМ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РЕГУЛИРОВАНИЯ (КОМПЕНСАЦИИ) РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЗА 2011 - 2017 ГОДЫ ПО ОЭС СИБИРИ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Ввод мощностей 2011 г. км	2011 г. МВА	2011 г. Мвар	2012 г. км	2012 г. МВА	2012 г. Мвар	2013 г. км	2013 г. МВА	2013 г. Мвар	2014 г. км	2014 г. МВА	2014 г. Мвар	2015 г. км	2015 г. МВА	2015 г. Мвар	2016 г. км	2016 г. МВА	2016 г. Мвар	2017 г. км	2017 г. МВА	2017 г. Мвар	Итого км	Итого МВА	Итого Мвар	Полная стоимость строительства в млн. руб.	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010 2011 г. млн. руб.	2012 г. млн. руб.	2013 г. млн. руб.	2014 г. млн. руб.	2015 г. млн. руб.	2016 г. млн. руб.	2017 г. млн. руб.	Итого млн. руб.	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Документы, определяющие реализацию проекта	Основное назначение объекта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42
	Объекты для выдачи мощности электростанций																																								
	АЭС																																								
1	Строительство ВЛ 500 кВ Северская АЭС - Томская*	Томская	2017	50 км																			50			50	0	0	2498							2498	2498	ОАО"ФСК ЕЭС"			Выдача мощности Северской АЭС
2	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Томская - Парабель на Северскую АЭС*		2017	2х20 км																			40			40	0	0	2748							2748	2748	ОАО"ФСК ЕЭС"			
3	Строительство ВЛ 500 кВ Северская АЭС - Заря*		2017	250 км, УШР-180Мвар,ШР-180 Мвар																			250		360	250	0	360	11247						5623	5624	11247	ОАО"ФСК ЕЭС"			
	Итого по 500 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*340*	*0*	*360*	*340*	*0*	*360*	*16493*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*5623*	*10870*	*16493*				
	ГЭС																																								
4	Две ВЛ 220 кВ Богучанская ГЭС - Кодинск	Красноярская	2011	2х11 км	22																					22	0	0	869,1	869,1							869,1	ОАО"ФСК ЕЭС"	С		Выдача мощности Богучанской ГЭС(2999,7 МВт)
	Реконструкция ПС 220 кВ Кодинская	Красноярская	2011	125 МВА		125																				0	125	0	1708,6	1451,6							1451,6	ОАО"ФСК ЕЭС"	С		
5	ПС 500 кВ Ангара	Красноярская	2012, 2014	4х501 МВА, УШР 180+60 Мвар, УШР 2х100 Мвар, БСК 4х100 Мвар					1169	840					835											0	2004	840	8276,8	1800	1800	1800	1876,8				7276,8		П	Строительство ВЛ 500 кВ Северская АЭС - Заря*	
6	Две ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС - Ангара	Красноярская	2011, 2012	2х152,3 км	152,3			152,3																		304,6	0	0	6447,2	2600	1847						4447		П		
7	ВЛ 500 кВ Ангара - Кежма с ПП 500 кВ Ангара	Красноярская	2011	352 км, УШР - 180+60 Мвар	352		240																			352	0	240	5240,3	3240							3240		II		
8	ВЛ 500 кВ Ангара -Озерная	Красноярская, Иркутская	2012	265,6 км, УШР 2х180 Мвар				265,6		360																265,6	0	360	6500	2000	2500						4500		П		
9	КРУЭ и ОПП 500 кВ БоГЭС	Красноярская	2011,2012	ШР 3х180 Мвар			180			360																0	0	540	985	413,2	68,7						481,9		С		
10	ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС - Озерная	Красноярская, Иркутская	2012	365 км				365																		365	0	0	10000	1070	2000	5243					8313	ОАО"ФСК ЕЭС"	С		
	Итого по 500 кВ				*504,3*	*0*	*420*	*782,9*	*1169*	*1560*	*0*	*0*	*0*	*0*	*835*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*1287*	*2004*	*1980*	*37449,3*	*11123,2*	*8215,7*	*7043*	*1876,8*	*0*	*0*	*0*	*28258,7*				
	Итого по 220 кВ				*22*	*125*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*22*	*125*	*0*	*2577,7*	*2320,7*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*2320,7*				
	ТЭС																																								
11	Две цепи ВЛ 220 кВ Красноярская ТЭЦ-3 - ЦРП с расширением ОРУ ПС 220 кВ ЦРП	Красноярская	2011	2х7 км	14																					14	0	0	135,8	103,9	30,7						134,6	ОАО"ФСК ЕЭС"	П		Выдача мощности Красноярской ТЭЦ-3 (блоки №1 мощность 185 МВт)
12	ВЛ 220 кВКрасноярская ТЭЦ-3 - Енисей		2011	10 км	10																					10	0	0	108,2	107,5							107,5		П		
13	ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС - Маккавеево с РП 220 кВ Маккавеево и заходами на РП двухцепной ВЛ 220 кВ	Читинская	2012	168 км				168																		168	0	0	4886,7	1000	1611,4						2611,4	ОАО"ФСК ЕЭС"	С		Выдача мощности Харанорской ГРЭС (блок № 3, 215 МВт)
				4х2,9 км, ШР 100 Мвар				11,5		100																11,5	0	100									0				
14	Третья ВЛ 500 кВ Березовская ГРЭС-1 Итат	Красноярская	2015	18 км													18									18	0	0	1563	80	600	500	191	192			1563	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		Выдача мощности Березовской ГРЭС (блок № 3, 800 МВт)
15	Перетустройство ВЛ-1106 на ПС Алтай, ВЛ-518 на Назаровскую ГРЭС и ВЛ - 521 энергоблока №2		2015	1,5 км													1,5									1,5	0	0									0		П		
16	Расширение ОРУ ПС 500 кВ Итатская		2015	ШР 180 Мвар															180							0	0	180									0		П		
17	Заход ВЛ 220 кВ НКАЗ-II - Ферросплавная на Кузнецкую ТЭЦ и ВЛ 220 кВ Кузнецкая ТЭЦ - Ферросплавная*	Кузбасская	2014	2х2,5 км, 2,5 км										7,5												7,5	0	0	558				558				558	ОАО"ФСК ЕЭС"			Выдача мощности Кузнецкой ТЭЦ (2х140 МВт)
18	Заходы двухцепной ВЛ 220 кВ Новоиркутская ТЭЦ-Правобережная на Правобережную ТЭЦ в г.Иркутске	Иркутская	2013	4х5 км							20															20	0	0	219			219					219				Выдача мощности Правобережной ТЭЦ в г.Иркутске (блок № 1,2,3 300 МВт)
19	ВЛ 220 кВ Правобережная ТЭЦ в г.Иркутск - Усть-Орда		2013	2х70 км							140															140	0	0	1811			1811					1811				
20	ВЛ 220 кВ Газовая ТЭС (в Усть-Кут) Усть-Кут		2014	4х20 км										80												80	0	0	1626						1626		1626				Выдача мощности Газовой ТЭС (в Усть-Кут) блок №1, 400 МВт)
21	Две ВЛ 500 кВ Газовая ТЭС (в Усть-Кут)-Усть-Кут		2016	2х20 км																40						40	0	0	3019						3019		3019				Выдача мощности Газовой ТЭС (в Усть-Кут) блок №2, 400 МВт)
22	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Усть-Кут		2016	250 км																250						250	0	0	10238					5118	5120		10238				Выдача мощности Газовой ТЭС (в Усть-Кут) блок №2, 400 МВт)
23	Сооружение ВЛ 220 кВ Алтайская КЭС – Айская	Алтайская	2016	140 км																140						140	0	0	1918					958	959		1917				Выдача мощности Алтайской КЭС (Музыйской ТЭС) (блок №1, 330 МВт)
24	Сооружение ВЛ 220 кВ Алтайская КЭС – Власиха		2016	240 км																240						240	0	0	3182					1591	1591		3182				
25	Сооружение двухцепной ВЛ 220 кВ Алтайская КЭС - Бийская		2016	2х120 км																240						240	0	0	2832					1416	1416		2832				
26	ВЛ 220 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ - Ново-Зиминская	Иркутская	2014	2х20 км										40												40	0	0	674				674				674				Выдача мощности Ново-Зиминской ТЭС (блок №5, 150 МВт)
27	ВЛ 220 кВ Ново-Зиминская - Тулун		2017	130 км																			130			130	0	0	1957						978	979	1957				Выдача мощности Ново-Зиминской ТЭС (блок №6, 160 МВт)
28	Строительство ВЛ 220 кВ ЦРП ТЭЦ ППГХО - Быстринская	Читинская	2014	150 км										150												150	0	0	2300			1150	1150				2300				Выдача мощности на ТЭЦ ППГХО
	Итого по 500 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*19,5*	*0*	*180*	*290*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*309,5*	*0*	*180*	*14820*	*80*	*600*	*500*	*191*	*5310*	*8139*	*0*	*14820*				
	Итого по 220 кВ				*24*	*0*	*0*	*179,5*	*0*	*100*	*160*	*0*	*0*	*277,5*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*620*	*0*	*0*	*130*	*0*	*0*	*1391*	*0*	*100*	*22207,7*	*1211,4*	*1642,1*	*3180*	*2382*	*3965*	*6570*	*979*	*19929,5*				

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Ввод мощностей 2011 г. км	2011 г. МВА	2011 г. Мвар	2012 г. км	2012 г. МВА	2012 г. Мвар	2013 г. км	2013 г. МВА	2013 г. Мвар	2014 г. км	2014 г. МВА	2014 г. Мвар	2015 г. км	2015 г. МВА	2015 г. Мвар	2016 г. км	2016 г. МВА	2016 г. Мвар	2017 г. км	2017 г. МВА	2017 г. Мвар	Итого км	Итого МВА	Итого Мвар	Полная стоимость строительства в млн. руб.	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010 2011 г. млн. руб.	2012 г. млн. руб.	2013 г. млн. руб.	2014 г. млн. руб.	2015 г. млн. руб.	2016 г. млн. руб.	2017 г. млн. руб.	Итого млн. руб.	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Документы, определяющие реализацию проекта	Основное назначение объекта
	Объекты нового строительства																																									
	500 кВ																																									
29	ПС 500 кВ Кузбасская	Кузбасская	2011	(801+267) МВА, УШР 180+60 Мвар		1068	240																			0	1068	240	6254,4	1300	1650			528,4			3478,4	ОАО"ФСК ЕЭС"	С		Повышение надежности электроснабжения потребителей Кузбасской ЭС
	с установкой второго АТ 500 кВ		2015	2х267 МВА														534								0	534	0										0		П		
30	перевод ВЛ 500 кВ Новокузнецкая-Барнаул на ПС 500 кВ Кузбасская		2015	2х5,6 км													11,2									11,2	0	0										0		П		
31	Заходы ВЛ 500 кВ Беловская ГРЭС - Новокузнецкая на ПС 500 кВ Кузбасская		2011	2х4,5 км	9																					9	0	0										0		С		
32	Перевод одной ВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС - Новокузнецкая на ПС 500 кВ Кузбасская		2015	1км													1									1	0	0										0		П		
33	Заходы ВЛ 220 кВ Новокузнецкая - Усказская на ПС 500 кВ Кузбасская		2011	4х13 км	52																					52	0	0										0		С		
34	Переключение ВЛ 220 кВ Новокузнецкая - Соколовская на ПС 500 кВ Кузбасская		2015	4,8 км													4,8									4,8	0	0										0		П		Присоединение ПС 500 кВ Кузбасская к сети 220 кВ юга Кузбасса
35	ВЛ 220 кВ Кузбасская - ЗСМК с расширением ОРУ 220 кВ ЗСМК		2011	2х48 км	96																					96	0	0										0		С		
36	ВЛ 220 кВ Усказская - Евразовская (отпаечная)		2015	2х31,3км													62,6									62,6	0	0										0		П		
37	Второй ВЛ 500 кВ Алюминиевая - Абаканская - Итатская (вторая ВЛ) с расширением ОРУ 500 кВ ПС Итатская, ПС Алюминиевая и ПС Абаканская*	Хакасская-Красноярская	2012	336 км, ШР-180 Мвар				336		180																336	0	180	10300	2385,4	2614,6	2961					7961	ОАО "ФСК ЕЭС"	С		Повышение надежности электроснабжения потребителей Хакасской ЭС (в т.ч. ХоАЗ и СвАЗ)
38	ПС 500 кВ Енисей с пусковым комплексом ОРУ 220 кВ в 2011 г.	Красноярская	2011	801+267 МВА					1068																	0	1068	0	5288	995	1020	2817	456				5288	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		Повышение надежности электроснабжения г.Красноярска
	с установкой второго АТ 500 кВ		2014	2х267 МВА										534												0	534	0										0		П		
39	Заходы двух ВЛ 500 кВ Красноярская ГЭС - Красноярская на ПС 500 кВ Енисей		2012	4х0,2 км				0,8																		0,8	0	0	24,4		24,4						24,4		П		
40	Перевод ВЛ 220 кВ КЗТЭ - Абалаково на ПС 500 кВ Енисей		2012	18 км				18																		18	0	0	223,1		223,1						223,1		П		
41	Заходы ВЛ 220 кВ Ново - Красноярская - ЦРП		2011	1,4+1,6 км	3																					3	0	0	76,5		76,5						76,5		П		
42	Заходы ВЛ 220 кВ Ново - Красноярская - КИСК на Енисей		2011	1,4+1,6 км	3																					3	0	0	76,5		76,5						76,5		П		
43	ВЛ 500 кВ Восход - Ишим	Омская-Тюмень	2012	310 км,УШР 180 Мвар				310		180																310	0	180	12522	2584,8	3224,2	2292	1176	1177			10454	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		Создание прямой межсистемной связи ОЭС Сибири с ОЭС Урала. Повышение надежности электроснабжения потребителей Омской ЭС
44	ПС 500 кВ Восход	Омская	2012	501+167 МВА					668																	0	668	0										0		П		
	с установкой второго АТ 500 кВ на ПС 500 кВ Восход		2015	2х167 МВА														334								0	334	0										0		П		
	с заходами ВЛ 500 кВ Барабинская - Таврическая		2012	2х4,2км				8,4																		8,4	0	0										0		П		
45	Заходы ВЛ 220 кВ Ульяновская-Московка на ПС 500 кВ Восход		2012	2х14,4км				28,8																		28,8	0	0										0		Л		Присоединение ПС 500 кВ Восход к сети 220 кВ Омской ЭС
46	Заходы ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 - Татарская на ПС 500 кВ Восход		2012	2х10,2км				20,4																		20,4	0	0										0		П		
47	ПС 500 кВ Озерная	Иркутская	2012, 2013, 2014	4х501МВА, 2СВК 3х100 Мвар, 2хУР 100 Мвар					501	200		501	200		1169	400										0	2171	800	11560,3	1156	4624,1	3468,1	2312,1				11560,3	ОАО "ИЭСК"	С		Электроснабжение Тайшетского алюминиевого завода. ОАО "Иркутскэнерго"
48	Заходы одной ВЛ 500 кВ Тайшет-Братская на ПС 500 кВ Озёрная с расширением ОРУ 500 кВ ПС Тайшет		2011	2х10 км	20																					20	0	0	603,8	120,8	483						603,8	ОАО "ИЭСК"			
49	ВЛ 500 кВ Тайшет - Озёрная		2012	15				15																		15	0	0	377,3	132,1	245,2						377,3	ОАО "ИЭСК"			
50	ВЛ 500 кВ Братский ПП - Озёрная с расширением ОРУ 500 кВ Братская ПП		2014	230 км										230												230	0	0	6641,4		332,1	2324,5	3984,8				6641,4	ОАО "ИЭСК"			
51	НС 500 кВ Ключи (ИркАТ)		2012	501 МВА					501																	0	501	0	1534,8		1534,8						1534,8	ОАО "ИЭСК"	П		Электроснабжение расширяемой части алюминиевого завода ИркАЗ
52	ВЛ 500 кВ Енисей - Итатская с расширением ОРУ 500 кВ ПС Енисей и ОРУ 500 кВ ПС Итатская	Красноярская	2015	240 км УШР 180+60 Мвар													240									240	0	0	9107,9	36	41	87	3439,1	5504,8			9107,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		Повышение надежности транзита Красноярск-Иркутск
53	ВЛ 500 кВ Енисей - Камала с расширением ОРУ 500 кВ ПС Енисей и ОРУ 500 кВ ПС Камала	Красноярская	2016	130 км														240								0	0	240									0		Л		
																			130							130	0	0	4778,9			25	1000	988	2765,9		4778,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Документы, определяющие реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого				
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.				
54	ВЛ 500 кВ Ключи - Гусиноозерский - Петровск-Забайкальский - Чита перевод на номинальное напряжение 500 кВ	Иркутская,Бурятская,Читинская	2015																							0	0	0									0	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		Повышение пропускной способности транзита Иркутск-Бурятия - Чита на 320 МВт
55	ТП 500 кВ Петровск-Забайкальский	Читинская	2015	ШР 180 Мвар												180									0	0	180	1787,8				1000	787,8			1787,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		
	с сооружением ОРУ 500 кВ Чита		2015	501+167 МВА, ШР 180 Мвар												668	180								0	668	180	2082,6				1000	1082,6			2082,6	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		
	с сооружением ПС 500 кВ Гусиноозерская с заходами ВЛ 500 кВ	Бурятская	2015	501+167 МВА, 2х1,5 км, ШР 2х180 Мвар												668	360	3	668	360					3	668	360	7054,4			25	1000	6029,4			7054,4	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		
56	ПС 500 кВ Усть-Кут с заходами ВЛ 220 кВ Коршунова - Якурим и переводом ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС - Усть-Кут с ОРУ 220 кВ в ПС	Иркутская	2016	(501+167) МВА, 2х8 км, ШР 180 Мвар, УШР 100												668	360								0	668	360	7328		83,9	255	3000	3990			7328,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		Повышение надежности электроснабжения потребителей Иркутской ЭС и БАМа
														16											16	0	100									0				
57	ВЛ 500 кВ Усть-Кут - Нижнеангарск с ПС 500/220 кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220 кВ Северобайкальская - Таксимо (с выделением пускового комплекса - включение ВЛ на напряжение 220 кВ в 2014 году)	Иркутская, Бурятская	2016	(501+167) МВА, УШР 180 Мвар, СТК 50 Мвар, 2вм, 287 км										289						668	180				289	668	180	16513,8		83,9	340	2960,6	4702,3	8427		16513,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		
																					50				0	0	50													
58	ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС-Советско-Сосниинская (Чапаевка) с ПС 500/220 кВ Советско-Сосниинская (Чапаевка) с заходами ВЛ 220 кВ (включение ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС-Советско-Сосниинская на напряжение 220 кВ в 2013 году)	Тюменская-Томская	2015	35 км, (501+167) МВА, УШР 180 Мвар							35						668	180								35	668	180	6869	230	750	500	2000	3389			6869	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		Создание межсистемной связи ОЭС Сибири с ОЭС Урала по территории Российской Федерации. Повышение надежности электроснабжения потребителей Томской ЭС
59	ВЛ 500 кВ Советско - Сосниинская - Парабель	Томская	2016	340 км																340					340	0	0	13123	40	40	85	1000	3667	8291		13123	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		
60	ВЛ 500 кВ Томская - Парабель с ПС 500/220 кВ Парабель (с выделением 1 пускового комплекса - включение ВЛ на напряжение 220 кВ участка Томская -Володино в 2013 году;-2 пускового комплекса-включение на напряжение 220кВ участка Володино-Парабель в 2014 году).	Томская	2016	110 км- 1 пк, 260 км -2 пк; (501+167) МВА, ШР 180 Мвар, УШР 180 Мвар							110			260							668	360				370	668	360	19194,6	60	60	210	2500	4422	11942,6		19194,6	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		
61	Установка НУПК и УПК на ВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС - Новокузнецкая (Кузбасская)	Кузбасская	2014, 2015	мощность УПК определается проектом											1260			780							0	2040	0	2746		25	50	1091,7	1579,3			2746	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		Снятие ограничений на выдачу мощности СШГЭС. Срок ввода синхронизируется с вводом Саяно-Шушенской ГЭС
62	Установка дополнительного управляемого шунтирующего реактора (УШР) на ПС 500 кВ Рубцовская.	Алтайская	2015	180 Мвар																180					0	0	180	771,5					771,5			771,5	ОАО "ФСК ЕЭС"			Недопущение превышения наибольших рабочих уровней напряжения в электрической сети в летний период. Обеспечение надежного электроснабжения потребителей в Рубцовском энергоузле
	Итого по 500 кВ				*29*	*1068*	*240*	*670,2*	*2758*	*560*	*145*	*501*	*209*	*779*	*2963*	*490*	*255,2*	*4320*	*1680*	*470*	*1336*	*540*	*0*	*0*	*0*	*2348*	*12926*	*3620*	*146465,9*	*9040,1*	*16836,2*	*15439,6*	*27920,3*	*38619,1*	*31426,5*	*0*	*139281,8*				
	Итого по 220 кВ				*154*	*0*	*0*	*67,2*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*16*	*0*	*0*	*67,4*	*0*	*100*	*0*	*0*	*50*	*0*	*0*	*0*	*304,6*	*0*	*150*	*376,1*	*0*	*376,1*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*376,1*				
	Объекты нового строительства																																									
	220 кВ																																									
63	ПС 220 кВ Мамаканская (установка АТ 220/110 кВ) с переводом ВЛ Таксимо - Мамаканская на 220 кВ	Иркутская	2011	125 МВА		125																			0	125	0	635,6	635,6							635,6	ЗАО «Витимэнерго»	П		Обеспечение технологического присоединения ОАО "Витимэнерго"
64	с расширением ОРУ 220 кВ ПСТаксимо		2011																						0	0	0	66,3	66,3							66,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		
65	Перевод второй цепи Таксимо - Мамаканская ГЭС на 220 кВ		2015																						0	0	0	66,3					66,3			66,3	ЗАО «Витимэнерго»			Повышение надёжности электроснабжения потребителей Витимского энергорайона
66	ВЛ 220 кВ Шелехово - Ключи	Иркутская	2011	2х1 км	2																				2	0	0	27,6	27,6							27,6	ОАО "ИЭСК"	П		Усиление для резервирования нагрузок ИркАЗа
67	ВЛ 220 кВ Отличенное(Бея) - Аскиз(южная вторая цепь)	Хакасская	2011	51,5 км	51,5																				51,5	0	0	1136	536	400	195,8					1131,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		Повышение надежности электроснабжения Аскизского и Таштыпского районов Республики Хакасия
68	ПС 220 кВ Степная с заходами ВЛ 220 кВ	Хакасская	2012	2х63 МВА				126																	0	126	0									0	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		
69	Подвеска второй цепи транзита 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС - Степная с расширением тяговых подстанций и установкой СКРМ на тяговых подстанциях транзита	Хакасская, Кузбасская	2015-2017	315 км																				315	315	0	0	6657						3328	3329	6657	ОАО "ФСК ЕЭС"			Повышение надежности электроснабжения потребителей на юге Кузбасской энергосистемы (объекты РЖД).
70	Строительство новой ПС 220 кВ Черногорская со строительством двухцепной ВЛ 220 кВ Абаканская – Черногорская	Хакасская	2017	2х40 км, 2х125 МВА																			80	250	80	250	0	2684						471	2213	2684	ОАО "ФСК ЕЭС"			Повышение надежности электроснабжения Абакано-Черногорского района (г. Абакан и г. Черногорск).
71	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Заводская	Иркутская	2012	15 км				15																	15	0	0	180		180						180		П		Подключение Братского электрометаллургического завода
72	Строительство двух ВЛ 220 кВ Северская АЭС - ЭС-2 СХК с надстройкой ОРУ 220 кВ на Северской АЭС*	Томская	2013*	2х50 км							100														100	0	0	1463			1463					1463	ОАО "ФСК ЕЭС"			Обеспечение электроэнергией площадки строительства Северской АЭС с дальнейшим использованием ВЛ для собственных нужд станции.
73	Забайкальский преобразовательный комплекс на ПС 220 кВ Могоча	Читинская	2012	450 МВА					450																0	450	0	2600	419,9	170	1239					1828,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		Объединение ОЭС Востока и ОЭС Сибири, повышение надёжности электроснабже-ния Забайкальской ЖД

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Документы, определяющие реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого				
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.				
74	ВЛ 220 кВ Татауровo - Горячинская - Баргузин	Бурятия	2013	2х142 км, 2х120 км							524														524	0	0	5879	500	1000	4379					5879	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		Электроснабжение курортной зоны на о.Байкал
75	ПС Горячинская		2013	2х63 МВА								126													0	126	0	1408		1000	408					1408				
	с расширением ОРУ 220 кВ ПС Татауровo																								0	0	0	315			315					315				
	и ПС220 кВ Баргузин		2013	2х25 МВА								50													0	50	0	956			956					956				
76	ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС - Бугдаянская-Быстринская		2013	2х75 км, 2х153 км							456														456	0	0	5417	264	1100	4053					5417	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		Электроснабжение ГОКов
	с ПС 220 кВ Бугдаинская и ПС 220 кВ Быстринская		2013	2х125+2х125 МВА								500													0	500	0	3115		1558	1557					3115		П		
77	ПС 220 кВ Новочитинская с		2013	2х125 МВА								250													0	250	0	1558		1000	558					1558	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		Повышение надежности электроснабжения г.Читы
	ВЛ 220 кВ Читинская- Новочитинская-ПП Маккавеево		2013	2х70 км							140														140	0	0	2331	888,4	1100	343					2331,4		П		
78	ПС 220 кВ Светлая	Алтайская	2013	БСК-2х26 УПР 2х25 Мвар									102												0	0	102	683	9,1	140	526					675,1	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		Повышение качества напряжения электросети
79	ПС220 кВ Новая Еруда	Красноярская	2013	2х125 МВА								250													0	250	0	1212		500	712					1212				Электроснабжение ЗАО "Полюс"
	с ВЛ 220 кВ Раздолинская -Новая-Еруда		2013	2х205 км							410														410	0	0	4053		2026	2027					4053				
80	Строительство ВЛ 220кВ Чадан – Кызылская	Тывинская	2013	28 км,49 км							77														77	0	0	1817	191,3	400	695	493,6				1779,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		Повышение надежности электроснабжения юга Тывинской энергосистемы,снятие сетевых ограничей на подключение потребителей
	с реконструкцией ОРУ 220 кВ ПС Чадан и ПС Кызылская												100												0	0	100									0			
81	ПС 220 кВ Жарки с	Красноярская	2012	2х125 МВА					250																0	250	0	1164	595	364	190,9					1149,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		Электроснабжение г. Красноярска, снятие сетевых ограничений
	ВЛ 220 кВ Новокрасноярская-Жарки			2х10 км				20																	20	0	0									0		П		
82	ПС Ферросплавная	Кузбасская	2013	4х160 МВА								640													0	640	0	2591		591	2000					2591		П		Электроснабжение ООО "Кузнецкие ферросплавы"
	с заходом двух цепей ВЛ НКАЗ II-Елдинская		2013	4х1 км							4														4	0	0	45			45					45				
83	ВЛ 220 кВ Томск - Асино (вторая ВЛ)	Томская	2015	67 км													67								67	0	0	932					932			932	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		Повышение надежности электроснабжения г.Асино
84	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Северная-Посольская на ПС 220 кВ Татауровo	Бурятия	2015	2х1 км													2								2	0	0	210					210			210	ОАО "ФСК ЕЭС"			Повышение надежности электроснабжения БАМ и Забайкальского железнодорожного транзита
85	ВЛ 220 кВ Полодуй-Чертово корыто-Сухой Лог-Мамакан	Восток, Иркутск	2015	2х178 км,2х80 км,2х80 км													676								676	0	0	6980				3490	3490			6980	ОАО "ИЭСК"			электроснабжение месторождений золота "Сухой Лог" и "Чертово Корыто"
86	ПС 220 кВ Чертово корыто	Иркутск	2015	2х40 МВА														80							0	80	0	1200				700	500			1200	ОАО "ИЭСК"			
87	ПС 220 кВ Сухой Лог	Иркутск	2015	2х63 МВА														126							0	126	0	1242				742	500			1242	ОАО "ИЭСК"			
88	ПС 220 кВ Марково	Иркутск	2012	2х63 МВА					126																0	126	0	1242	742	500						1242	ОАО "ИЭСК"			Обеспечение технологического присоединения перспективных потребителей Иркутской энергосистемы
89	ПС 220 кВ Восточная с	Иркутск	2013	2х250 МВА								500													0	500	0	1530	920	610						1530	ОАО "ИЭСК"			
	ВЛ 220 кВ Иркутская-Восточная	Иркутск	2014	40 км										40											40	0	0	673				673				673	ОАО "ИЭСК"			
90	ПС 220 кВ Трактовая	Иркутск	2013	2х125 МВА								250													0	250	0	1298		780	518					1298	ОАО "ИЭСК"			
91	ПС 220 кВ Утулик	Иркутск	2017	2х63 МВА																			126		0	126	0	1242						742	500	1242	ОАО "ИЭСК"			
92	ФПУ (ВНС) на ВЛ 220 кВ Советско-Соснинская - Чаплевка	Томская	2016	452																					0	0	0	3050			150	1000	950	950		3050	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		Повышение пропускной способности сети 220 кВ Сибирь-Урал
93	ВЛ Таксимо - Чара 2-я цепь - переход на 220 кВ с расширением ОРУ 220 кВ ПС Чара	Бурятия,Чита	2016	238/176 км																					0	0	0	5381			60	200	2561	2560		5381	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		Повышение надежности электроснабжения БАМа
94	ПС 220 кВ Айская	Алтайская	2016	2х200 МВА																400					0	400	0	3586					2152	1434		3586	ОАО "ФСК ЕЭС"	П		Электроснабжение второй зоны и особых экономических зон туристско-рекреационного типа
	с ВЛ 220 кВ Бийская РПП - Айская		2016	2х100 км															100						100	0	0	2568,4						1284,2		1284,2			
95	ВЛ 220 кВ Минусинск-Кошурниково	Красноярская	2016	160 км															160						160	0	0	2807					1404	1403		2807	ОАО "ФСК ЕЭС"			Усиление сети для электроснабжения потребителей юга Красноярского края
96	Строительство ВЛ 220 кВ Камала-1 - Саянская тяговая	Красноярская	2017	79 км																		79			79	0	0	1239							1239	1239	ОАО "ФСК ЕЭС"		ОАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения и увеличение пропускной способности одноцепной линии свячи Саянская тяговая - Камала-1
97	Строительство ВЛ 220 кВ Кошурниково - Саянская тяговая	Красноярская	2017	206 км																		206			206	0	0	3851						1925	1926	3851	ОАО "ФСК ЕЭС"		ОАО "ФСК ЕЭС"	Повышение надежности электроснабжения потребителей и увеличение пропускной способности одноцепного ж/д транзита Минусинская опорная – Саянская тяговая
98	ВЛ 220 кВ Шушенская - Туран-Кызыл (2-я цепь)	Красноярская, Тывинская	2016	305 км															305						305	0	0	4670						2335	2335	4670	ОАО "ФСК ЕЭС"			Повышение надежности электроснабжения юга Тывинской энергосистемы,снятие сетевых ограничей на подключение
	с реконструкцией ОРУ 220 кВ ПС Туран			2х100 Мвар																	200				0	0	200	746							746	746			
99	ВЛ 220 кВ Означенное-Шушенская (уч-к до ПС Означенное-районная-10 км,и Майская ГЭС-Шушенская-опорная-50 км)	Хакасия	2016	60 км															60						60	0	0	1024						1024		1024			Усиление сети для электроснабжения потребителей республики Хакасия и юга Красноярского края
100	Двухцепная ВЛ 220кВ Улан-Удэ-Хоринск-Еравна	Бурятия	2016	2х400 км															800						800	0	0	8976					4488	4488		8976			Для повышения надежности электроснабжения и развития Еравинского, Баунтовского , Хоринского и Кижингинского районов Республики
101	ПС 220 кВ Хоринск		2016	1х63МВА																63					0	63	0	1266						1266		1266			
102	ПС 220 кВ Еравна		2016	1х63МВА																63					0	63	0	1266						1266		1266			
103	ПС 220 кВ Прогресс		2015	2х125 МВА														250							0	250	0	1125				675	450			1125	ЗАО «РЭС»			Для повышения надежности г. Новосибирска
	с отпайками от двух ВЛ 220 кВ Заря-Новосибирская ТЭЦ-3 на ПС Прогресс		2015	2х3,8 км													7,6								7,6	0	0	72					72			72			

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства в	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Документы, определяющие реализацию проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого				
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.				
104	ПП 220 кВ Новолуговой с заходами ВЛ 220 кВ Заря-Восточная и Беловская ГРЭС-Восточная	Новосибирская	2015	2x0,5 км													1								1	0	0	491					491			491	ЗАО «РЭС»			Для повышения надежности г. Новосибирска
105	ПС 220 кВ Коммунальная с ВЛ 220 кВ Коммунальная- ПП Новолуговой		2015	2x125 МВА														250							0	250	0	1125				675	450			1125	ЗАО «РЭС»			Для повышения надежности и обеспечения роста потребления юга Новосибирского
			2015	2x35 км													70								70	0	0	785					785			785				
106	ПС 220 кВ Стартовая с ВЛ (КЛ) Стартовая-Тулинская		2017	2x125МВА, 2x12 км																			24	250	24	250	0	1572						675	897	1572	ЗАО «РЭС»			Для обеспечения развития прибрежной зоны левобережья г.Новосибирска
107	ВЛ(КЛ) 220 кВ Стартовая- ПП Новолуговой		2017	2x11,5 км																			23		23	0	0	460							460	460				
108	ПС 220 кВ Левобережная с заходами одной цепи ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 -Лузино	Омская	2014	200 МВА										200											0	200	0	1045			645	400				1045	ОАО "ФСК ЕЭС"			Для подключения новых потребителей левобережной части г. Омска
			2014	2x9 км									18												18	0	0	184,6				184,6				184,6				
109	Две одноцепные ВЛ 220 кВ (Усть - Кут) Якурим – Киренская с ПС 220 кВ Киренская, ПС 220 кВ при НПС-6 и ПС220 кВ при НПС-7 и расширением ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Якурим на 2 яч.	Иркутская	2013, 2014	2x230 км, 2x63 МВА,2x25 МВА, 2x35 МВА							460			226											460	226	0	8652			4326	4326				8652	ОАО "ФСК ЕЭС"			внешнее электроснабжение ТС ВСТО-1 расширение до 80 млн. т нефти в год:НПС-2,3,5,6,7,8,9
110	Две одноцепные ВЛ 220 кВ Киренская-НПС-8 с ПС 220 кВ при НПС-8		2013	2x70 км							140														140	0	0	1659			1659					1659	ОАО "ФСК ЕЭС"			
			2013	2x25 МВА								50													0	50	0	844		544	300					844	ОАО "ФСК ЕЭС"			
111	ВЛ 220 кВ БПП -НПС-3 с ПС 220 кВ при НПС-3 с расширением ОРУ 220 кВ БПП на 1 яч. 220 кВ		2014	50 км, 2x40 МВА									50	80											50	80	0	1932			720	1212				1932	ОАО "ФСК ЕЭС"			
112	ПС 220 кВ при НПС-3 с отпайками от двухцепной ВЛ 220 Корпунриха - Лена		2014	2x7 км, 2x25 МВА									14	50											14	50	0	982			543	439				982	ОАО "ФСК ЕЭС"			
112	ВЛ 220 кВ БПП - НПС-2 с ПС 220 кВ при НПС-2 с расширением ОРУ 220 кВ БПП на 1 яч		2016	110 км, 2x40 МВА																110	80				110	80	0	2643					1322	1321		2643	ОАО "ФСК ЕЭС"			
114	ВЛ 220 кВ НПС-2 - НПС-3		2016	140 км																140					140	0	0	1659					829	830		1659	ОАО "ФСК ЕЭС"			
115	Отпайки от двух ВЛ 220 кВ НПС 8 - НПС 10 с ПС 220 кВ при НПС-9		2016	2x40 км, 2x25 МВА																80	50				80	50	0	1636					500	1136		1636	ОАО "ФСК ЕЭС"			
116	ПС 220 кВ Зональная. Замена АТ-2 112 МВА на АТ 200 МВА	Томская	2013	200 МВА								200													0	200	0	195			195					195				Технологическое присоединение ОАО "Особые экономические зоны"
117	ПС 220 кВ Рощинская с заходами ВЛ 220 кВ Курагино – Ирбинская	Красноярская	2012	2x25МВА					50																0	50	0	787	487	300						787	ЗАО "ЕПК"			Технологическое присоединение ЗАО "Енисейская промышленная компания"
118																									0	0	0									0	ОАО "ФСК ЕЭС"			
119	ПС 220 кВ Арадан с заходами ВЛ 200 кВ Шушенская опорная – Туран	Тывинская	2012	2x25МВА					50																0	50	0	1012	612	400						1012	ЗАО "ЕПК"			
120																									0	0	0									0	ОАО "ФСК ЕЭС"			
121	ПС 220 кВ Элегестский ГОК с заходами ВЛ 220 кВ Чадан - Кызылская		2013	2x80 МВА								160													0	160	0	1453		853	600					1453				
122			2013																						0	0	0	668			668					668	ОАО "ФСК ЕЭС"			
123	ПС 220 кВ Кызылская. установка ЗАТ мощностью 63 МВА. реконструкция ОРУ 110 кВ		2012	63 МВА					63																0	63	0	150		150						150	ОАО "ФСК ЕЭС"			
124	ПС 220 кВ Жерновская-1 две одноцепные ВЛ 220 кВ Кузбасская - Жерновская-1 №1,2	Кузбасская	2013	2x63 МВА								126													0	126	0	1077		677	400					1077				
125				2x32 км							64														64	0	0	740			740					740				
	Итого по 220 кВ				*53,5*	*125*	*0*	*35*	*1115*	*0*	*2375*	*3102*	*202*	*122*	*536*	*0*	*822,6*	*706*	*0*	*1755*	*656*	*200*	*727*	*626*	*0*	*5891*	*6886*	*402*	*137987,8*	*6894,2*	*16343*	*33186,7*	*15210,2*	*22152,3*	*28438,2*	*13645*	*135869,6*				
	Объекты реновации																																								
	220 кВ																																								
126	ПС 220 кВ Еланская	Кузбасская	2012	2x250МВА 2x52 Мвар					500	104															0	500	104	1471,98	250	572,2						822,2	ОАО "ФСК ЕЭС"	С		Реновация основных фондов ОАО "ФСК ЕЭС"
127	ПС 220 кВ Означенное -Районная	Хакасская	2012	2x125+2x16 МВА					282																0	282	0	2245,9	350	531,02						881,02		С		
128	ПС 220 кВ Чесноковская	Кузбасская	2011	2x200 МВА		400																			0	400	0	1413,88	570,69							570,69		С		
129	ПС 220 кВ Власиха	Алтайская	2012	2x200 +2x80 МВА		560																			0	560	0	2485,07	300	530						830		С		
130	ПС 220 кВ КИСК	Красноярская	2011	2x200 МВА		400																			0	400	0	1840,5	669							669		С		
131	ПС 220 кВ Советско-Сосновская	Томская	2016	5x63 МВА																	126				0	126	0	2300		46	34	575	845	800		2300				
132	ПС 220 кВ Междуреченская	Кузбасская	2013	3x200+2x63+ 40 МВА					766																0	766	0	2925,17	705	1035,17	350					2690,17		П		
133	ПС 220 кВ НКАЗ-2	Кузбасская	2015	2x250 3x200МВА 2x52 Мвар								1100	104												0	1100	104	3155,32	300	669,2	604,76	659,58	310			2543,54		С		
134	ПС 220 кВ Парабель	Томская	2016	2x125+100 МВА																	350				0	350	0	3000		60	30	770	1080	1060		3000				
135	ПС 220 кВ Кызыльская	Тывинская	2017	2x125 МВА 2x50 Мвар										250	100										0	250	100	2352,4	20	20	690,36	492,28	400	600	100	2322,64				
136	ПС 220 кВ ЗСМК	Кузбасская	2016	2x250 МВА,2x52 Мвар			104														500	104			0	500	208	3385,6	62,2	786,6	500	774,6	600	537,8		3261,2				
137	Установка АТ-12 220/110 кВ на Новосибирской ТЭЦ-3	Новосибирская	2012	125 МВА					125																0	125	0									0				Предусмотрено ИП ОАО "Новосибирскэнерго"
138	Установка СТК на ПС Татарская		2013	2x50 Мвар									100												0	0	100									0				Регулирование уровней напряжения в западной части Новосибирской энергосистемы
139	Установка на ПС Урожай БСК и УПР		2015	БСК-2x52 УПР 2x50 Мвар															204						0	0	204									0				Регулирование уровней напряжения на транзите 220 кВ Барнаульская - Иртышская

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Ввод мощностей 2011 г. км	2011 г. МВА	2011 г. Мвар	2012 г. км	2012 г. МВА	2012 г. Мвар	2013 г. км	2013 г. МВА	2013 г. Мвар	2014 г. км	2014 г. МВА	2014 г. Мвар	2015 г. км	2015 г. МВА	2015 г. Мвар	2016 г. км	2016 г. МВА	2016 г. Мвар	2017 г. км	2017 г. МВА	2017 г. Мвар	Итого км	Итого МВА	Итого Мвар	Полная стоимость строительства в млн. руб.	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010 2011 г. млн. руб.	2012 г. млн. руб.	2013 г. млн. руб.	2014 г. млн. руб.	2015 г. млн. руб.	2016 г. млн. руб.	2017 г. млн. руб.	Итого млн. руб.	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Документы, определяющие реализацию проекта	Основное назначение объекта
140	Установка на ПС Восточная третьего АТ		2013	200 МВА								200														0	200	0										0		П		Предотвращение перегрузки существующих АТ на ПС Восточная. Предусмотрено Схемой и программой развития Новосибирской области до 2015 года
141	Реконструкция ПС 220 кВ Сора с увеличением установленной мощности автотрансформаторов	Хакасская	2016	2х125 МВА																	250					0	250	0										0				Программа реновации основных фондов ОАО "ФСК ЕЭС"
142	ПС 220 кВ Московка	Омская	2011	2х250 МВА		500																				0	500	0	2048,31	500	313,25						813,25		С		Программа реновации основных фондов ОАО "ФСК ЕЭС"
143	ПС 220 кВ Левобережная	Красноярская	2013	3х200, 2х40 МВА					400																	0	400	0	3702,18	540	689,94	850,02					2079,96		С		Программа реновации основных фондов ОАО "ФСК ЕЭС"
144	перевод ВЛ 220 кВ ЦРП – ГПП-5, 6 на ПС Бинской	Красноярская	2014	1,95+2,2 км										4,15												4,15	0	0										0				Обеспечение равномерной загрузки АТ 500/220 кВ
145	ПС 220 кВ Районная	Бурятия	2017	3х200+2х63+1х 50 МВА 2х78 + 2х50 Мвар																	876					0	876	0	3290	70	35,74	794,82	794,82	694,82	635,83	258,95	3285		II		Программа реновации основных фондов ОАО "ФСК ЕЭС"
146	ПС 220 кВ Тея	Хакасия	2016	2х25																	50					0	50	0	1100		22	12	276	500	290		1100				Программа реновации основных фондов ОАО "ФСК ЕЭС"
147	ВЛ 220 кВ Ужур-Сора с отпайкой на ПС 220 кВ Туим (Д-63, Д-64)	Хакасия	2016	130 км															130							130	0	0	2000		40	20	500	740	700		2000				Программа реновации основных фондов ОАО "ФСК ЕЭС"
148	Реконструкция обеих ВЛ 220 кВ Левобережная - ЦРП с заменой провода и увеличением пропускной способности	Красноярская	2015	2х22,2 км													44,4									44,4	0	0										0	ОАО "ФСК ЕЭС"			Снятие ограничений по выдачи мощности криза 220 кВ Красноярской ГЭС
149	Реконструкция транзита 220 кВ на участке Хоябон - Зилово с увеличением пропускной способности (замены участков провода и трансформаторов тока).	Красноярская	2013	280 км							280															280	0	0										0	ОАО "ФСК ЕЭС"			Снятие токовых ограничений по транзиту Хоябон - Зилово
	Итого по 220 кВ				*0*	*1860*	*104*	*0*	*2073*	*104*	*280*	*1300*	*204*	*4,15*	*250*	*100*	*44,4*	*0*	*204*	*130*	*2152*	*164*	*0*	*0*	*0*	*458,6*	*7635*	*820*	*38716,31*	*4336,89*	*5951,12*	*3885,96*	*4842,28*	*5169,82*	*4623,65*	*358,95*	*29168,67*				

	Ввод мощностей 2011 г. км	2011 г. МВА	2011 г. Мвар	2012 г. км	2012 г. МВА	2012 г. Мвар	2013 г. км	2013 г. МВА	2013 г. Мвар	2014 г. км	2014 г. МВА	2014 г. Мвар	2015 г. км	2015 г. МВА	2015 г. Мвар	2016 г. км	2016 г. МВА	2016 г. Мвар	2017 г. км	2017 г. МВА	2017 г. Мвар	Итого км	Итого МВА	Итого Мвар	Полная стоимость строительства в млн. руб.	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010 2011 г. млн. руб.	2012 г. млн. руб.	2013 г. млн. руб.	2014 г. млн. руб.	2015 г. млн. руб.	2016 г. млн. руб.	2017 г. млн. руб.	Итого млн. руб.
ВСЕГО, в т.ч.																																	
по 500 кВ	533,3	1068	660	1453	3907	2120	145	901	200	779	3798	400	274,7	4320	1860	760	1336	540	340	0	360	4285	14930	6140	215226,2	20243,3	25651,9	22982,6	29988,1	43929,1	45188,5	10870	198853,5
по 220 кВ	253,5	2110	104	281,7	3188	204	2815	4402	406	419,7	806	100	935,4	706	304	2505	2808	354	857	626	0	8067	14646	1472	201865,61	14763,19	24312,32	40252,66	22434,48	31287,12	39631,85	14982,95	187664,6

Примечания:

* сроки и технические решения могут быть скорректированы

Капиталовложения в электросетевые объекты приведены без учета НДС

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ С УЧЕТОМ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РЕГУЛИРОВАНИЯ (КОМПЕНСАЦИИ) РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЗА 2011 - 2017 ГОДЫ ПО ОЭС ВОСТОКА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта: ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	Ввод мощностей 2011 г. км	2011 г. МВА	2011 г. Мвар	2012 г. км	2012 г. МВА	2012 г. Мвар	2013 г. км	2013 г. МВА	2013 г. Мвар	2014 г. км	2014 г. МВА	2014 г. Мвар	2015 г. км	2015 г. МВА	2015 г. Мвар	2016 г. км	2016 г. МВА	2016 г. Мвар	2017 г. км	2017 г. МВА	2017 г. Мвар	Итого км	Итого МВА	Итого Мвар	Полная стоимость строительства	Объем финансирования 2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого	Организация ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
1г	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	42
	Объекты для выдачи мощности электростанций																																							
	ГЭС																																							
1	двухцепная ВЛ 220 кВ Нижнебурейская ГЭС - Архара	Амурская	2014	2x53,3 км										106,6												106,6	0	0	1329				1329				1329		П	Выдача мощности Нижнебурейской ГЭС (320 МВт)
2	ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Амурская (вторая ВЛ) с расширением ОРУ 500 кВ ПС Амурская *	Амурская	2017	280 км ШР-180 Мвар																			280		180	280	0	180	11218						5000	6218	11218			Повышение надежности выдачи мощности Бурейской ГЭС. Обеспечение широкомасштабного экспорта мощности и электроэнергии в КНР
	ТЭС																																							
3	ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 - Владивосток (вторая ВЛ)	Приморская	2015	54 км													54									54	0	0	931					931			931			Выдача мощности Уссурийской ТЭЦ (185 МВт)
	заходы ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 - Владивосток на Уссурийскую ТЭЦ			2x0,3 км													0,6									0,6	0	0												
	заходы ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 - Владивосток (вторая ВЛ) на Уссурийскую ТЭЦ			2x0,3 км													0,6									0,6	0	0												
	Итого по 500 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*280*	*0*	*180*	*280*	*0*	*180*	*11218*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*5000*	*6218*	*11218*			
	Итого по 220 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*106,6*	*0*	*0*	*55,2*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*161,8*	*0*	*0*	*2260*	*0*	*0*	*0*	*1329*	*931*	*0*	*0*	*2260*			
	Объекты нового строительства																																							
	500 кВ																																							
4	ВЛ 500 кВ Чугуевка -Лозовая - - Владивосток	Приморская	2012	189,5 км				189,5																		189,5	0	0	10670	3000	2588,9						5588,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Увеличение пропускной способности сечения Приморская ГРЭС - юг Приморья. Повышение надежности электроснабжения юга Приморского края
				117,3 км				117,3																		117,3	0	0												
	с ПС 500 кВ Лозовая УШР 500 кВ, ШР 500 кВ			501+167 МВА УШР-180 Мвар ШР-180 Мвар					668	360																0	668	360												
	и заходами ВЛ 220 кВ ПП Партизанск - Широкая из ПС 500 кВ Лозовая			2x4,6 км				9,2																		9,2	0	0												
5	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская - государственная граница 1-ая очередь - ВЛ 500 кВ Амурская - Хэйха (до границы с КНР)	Амурская	2012	149,8 км ШР-180 Мвар				149,8		180																149,8	0	180	12500	5000	5297,6						10297,6	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение экспорта мощности и электроэнергии в Китай. Повышение надежности электроснабжения потребителей Амурской энергосистемы и выдачи мощности Зейской ГЭС
	с переходом через р. Амур			1,7 км				1,7																		1,7	0	0												
	2-ая очередь - ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская (вторая ВЛ)		2012	360 км 2xШР-180 Мвар				360		360																360	0	360												
6	ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Хабаровская (вторая ВЛ)	Приморская	2017	450 км 2xШР-180 Мвар																			450		360	450	0	360	15613				5000	5000	5613		15613			Повышение надежности межсистемного транзита. Передача мощности в дефицитную энергосистему Приморского края
7	установка устройств регулирования параметров сети (УПК, УУПК, ФЛУ, СТК и т.д.) ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС, ПС 500 кВ Хехцир-2, ПС 500 кВ Чугуевка	Хабаровская, Приморская	2013	по результатам ТЭО																						0	0	0									0			Повышение пропускной способности межсистемного транзита по передаче мощности в дефицитную энергосистему Приморского края
	220 кВ																																							
8	ВЛ 220 кВ Ключевая - Магдагачи	Амурская	2011	50 км	50																					50	0	0	1297,4	1165,7							1165,7	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения тягового транзита
9	ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Магдагачи	Амурская	2012	134 км				134																		134	0	0	3578,3	1500	1857,9						3357,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение выдачи мощности Зейской ГЭС в послеаварийных режимах и ремонтных схемах
10	ПС 220 кВ НПС-20 с двумя ВЛ 220 кВ Тында - НПС-20 и расширением КРУЭ 220 кВ Тында	Амурская	2012	2x25 МВА					50																	0	50	0	1595		1595						1595	ОАО "АК ТН" ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-20 ТС ВСТО-I
				2x20 км				40																		40	0	0												
																										0	0	0												
11	ПС 220 кВ НПС-24 с заходами ВЛ 220 кВ Мухинская-тяга Чалган-тяга с отпайкой на ПС 220 кВ Сивакн-тяга	Амурская	2012	2x25 МВА					50																	0	50	0	827	400	341,6						741,6	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-24 ТС ВСТО-II
				4 км				4																		4	0	0												
12	ПС 220 кВ НПС-27 с двумя ВЛ 220 кВ Завитая - НПС-27 и расширением ОРУ 220 кВ ПС Завитая с переустройством существующих ВЛ 220 кВ	Амурская	2012	2x25 МВА					50																	0	50	0	2541	1500	1041						2541	ОАО "АК ТН" ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-27 ТС ВСТО-II
				2x60 км				120																		120	0	0												
																										0	0	0												
13	ПС 220 кВ Олекма (установка второго трансформатора 220/35 кВ) с заходом ВЛ 220 кВ Хани - Юктали	Амурская	2012	25 МВА					25																	0	25	0	382		382						382			Электроснабжение Олекминского ГОКа
				0,8 км				0,8																		0,8	0	0												
14	заход ВЛ 220 кВ Тында - Сковородино на ПС 220 кВ Сковородино (достройка существующей ВЛ)	Амурская	2013	4,9 км							4,9															4,9	0	0	363,6			363,6					363,6	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Амурской области
15	ВЛ 220 кВ Благовещенская - Тамбовка (Журавли) - Варваровка с ПС 220 кВ Тамбовка (Журавли)	Амурская	2013	52+53+2,2 км							107,2															107,2	0	0	2770,1	1000	1000	767,6					2767,6	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей г.Благовещенска
				2x63 МВА								126														0	126	0												

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЯ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей 2011 г. км	2011 г. МВА	2011 г. Мвар	2012 г. км	2012 г. МВА	2012 г. Мвар	2013 г. км	2013 г. МВА	2013 г. Мвар	2014 г. км	2014 г. МВА	2014 г. Мвар	2015 г. км	2015 г. МВА	2015 г. Мвар	2016 г. км	2016 г. МВА	2016 г. Мвар	2017 г. км	2017 г. МВА	2017 г. Мвар	Итого км	Итого МВА	Итого Мвар	Полная стоимость строительства	Объем финансирования 2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого	Организация ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)																								млн. руб. (в ценах на 01.10.2010 г.)	млн. руб. (в ценах на 01.10.2010г.)	млн. руб. (в ценах на 01.10.2010г.)	млн. руб. (в ценах на 01.10.2010г.)	млн. руб. (в ценах на 01.10.2010г.)	млн. руб. (в ценах на 01.10.2010г.)	млн. руб. (в ценах на 01.10.2010г.)	млн. руб. (в ценах на 01.10.2010г.)			
16	ВЛ 220 кВ Ледяная – Космодром и ВЛ 220 кВ Амурская – Космодром с ПС 220 кВ Космодром с расширением и реконструкцией ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Ледяная и расширением ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Амурская	Амурская	1 этап - 2012, 2 этап - 2013	18 км				18																		18	0	0	2467	595	1000	872					2467	ФКП «НИЦ РКП»		Электроснабжение Космодрома "Восточный"
				62 км							62														62	0	0													
				2x63 МВА					126																0	126	0													
																									0	0	0										ОАО "ФСК ЕЭС"		
																									0	0	0													
17	две ВЛ 220 кВ Ледяная - Восточная с ПС 220 кВ Восточная и расширением ПС 220 кВ Ледяная	Амурская	1 этап - 2012, 2 этап - 2013	2x50 км				50			50														100	0	0	2704	1000	1000	704					2704	ФКП «НИЦ РКП»		Электроснабжение площадки № 6 космодрома «Восточный» и нового города в Свободненском районе Амурской области
				2x63 МВА					126																0	126	0													
																									0	0	0										ОАО "ФСК ЕЭС"		
18	ПС 220 кВ НПС-23 с двумя одноцепными ВЛ 220 кВ Ключевая - НПС-23	Амурская	2014	2x25 МВА											50										0	50	0	1713			1000	713				1713	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-23 ТС ВСТО-2 расширение до 50 млн. т нефти в год
				2x25 км										50											50	0	0													
19	ПС 220 кВ НПС-26 с двумя одноцепными ВЛ 220 кВ Амурская - НПС-26	Амурская	2014	2x25 МВА											50										0	50	0	2305			1000	1305				2305	ОАО "АК "Транснефть"		Внешнее электроснабжение НПС-26 ТС ВСТО-2 расширение до 50 млн. т нефти в год (строительство осуществляет ОАО "АК "Транснефть")
				2x50 км										100											100	0	0											ОАО "ФСК ЕЭС"		
20	Амурский преобразовательный комплекс на ПС 220 кВ Хани	Амурская	2015	450 МВА														450							0	450	0	2402				1000	1402			2402	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение параллельной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири
21	подвеска второй цепи ВЛ 220 кВ Тында - Чара	Амурская (ОЭС Востока) Читинская (ОЭС Сибири)	2015	560 км													560								560	0	0	4770,3				2000	2770,3			4770,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
22	ПС 220 кВ Гидролизная (установка нового Т2 220/35/6 кВ 25 МВА и замена существующего ТАТ 63 МВА на Т1 220/35/6 кВ 25 МВА)	Хабаровская	1 этап - 2011; 2 этап - 2013	25 МВА		25																			0	25	0	551	551								551	ОАО "ФСК ЕЭС"		Электроснабжение ООО "Рачбутан Хиджау МДФ"
23	ПС 220 кВ Центральная с отпайками от двух ВЛ 220 кВ Облучье - Лондоко на ПС 220 кВ Центральная	Хабаровская	2012	2x63 МВА					126																0	126	0	1331	700	631						1331			Электроснабжение Кимкано-Сутарского ГОКа
				3+4,5 км				7,5																	7,5	0	0													
24	ПС 220 кВ НПС-30 с двумя ВЛ 220 кВ Облучье - НПС-30 и расширением ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ «Облучье» с переводной существующих ВЛ 220 кВ	Хабаровская	2012	2x25 МВА					50																0	50	0	1311	700	611						1311	ОАО "АК "Транснефть"	П	Внешнее электроснабжение НПС-30 ТС ВСТО-II
				2x8 км				16																	16	0	0													
																									0	0	0										ОАО "ФСК ЕЭС"		
25	ПС 220 кВ НПС-34 с 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	Хабаровская	2012	2x25 МВА					50																0	50	0	938	500	438						938	ОАО "АК "Транснефть"		Внешнее электроснабжение НПС-34 ТС ВСТО-II
				2x4 км				8																	8	0	0													
26	ПС 220 кВ НПС-36 с ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - НПС-36 и ВЛ 220 кВ НПС-36 - Хехцир-2	Хабаровская, Приморская	2012	2x25 МВА					50																0	50	0	3403,4	1500	1264,6						2764,6	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-36 ТС ВСТО-II
				290 км				290																	290	0	0													
27	ВЛ 220 кВ Комсомольская - Ванино с заходами на ПС 220 кВ Селихино и установкой второго АТ 125 МВА на ПС 220 кВ Ванино	Хабаровская	2013	125 МВА								125													0	125	0	9843,4	3000	3000	3843,4					9843,4	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения г.Ванино
				410 км							410														410	0	0													
28	ПС 220 кВ Амур с заходами ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 - РЦ	Хабаровская	2013	2x125 МВА								250													0	250	0	1288,8	400	400	467					1267	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей г.Хабаровска
				2x2,8 км							5,6														5,6	0	0													
29	ПС 220 кВ НПС-29 с двумя одноцепными ВЛ 220 кВ Аракар-тяга - НПС-29	Хабаровская	2014	2x25 МВА											50										0	50	0	1879			1000	879				1879	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-29 ТС ВСТО-2 расширение до 50 млн. т нефти в год
				2x32 км										64											64	0	0													
30	ПС 220 кВ НПС-32 с ВЛ 220 кВ НПС-32 - Хабаровская и расширением ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Хабаровская на 2 ячейки	Хабаровская	2014	2x25 МВА											50										0	50	0	1350			700	650				1350	ОАО "АК "Транснефть"		Внешнее электроснабжение НПС-32 ТС ВСТО-2 расширение до 50 млн. т нефти в год
				2x10 км										20											20	0	0													
																									0	0	0										ОАО "ФСК ЕЭС"		
31	ПС Русская (Посьетово)	Приморская	2011	2x63 МВА		126																			0	126	0	1200	593,6							593,6	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение электроснабжения объектов саммита АТЭС
32	ЛЭП 220 кВ Зеленый Угол - Русская (Посьетово) с кабельным переходом через пролив Босфор Восточный	Приморская	2011	ВЛ-2x3,9 км 3x2 км	13,8																				13,8	0	0	5000	4175,3							4175,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
				КЛ-2x8,6 км	17,2																				17,2	0	0													
				2x2 км	4																				4	0	0													
33	ПС 220 кВ Патрокл с заходами ВЛ 220 кВ	Приморская	2011	2x63 МВА		126																			0	126	0	1160	484,1							484,1	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	
				2x1 км	2																				2	0	0													
34	ПС 220 кВ Зеленый Угол с заходами ВЛ 220 кВ	Приморская	2011	2x63 МВА		126																			0	126	0	1000	671,6							671,6	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Владивосток и объектов саммита АТЭС
				2x2 км	4																				4	0	0													
35	ВЛ 220 кВ Владивосток - Зеленый Угол (участок Артемовская ТЭЦ - Зеленый угол)	Приморская	2011	45 км	45																				45	0	0	600	358,3							358,3	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	
36	ВЛ 220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - Зеленый Угол - Водяно	Приморская	2011	15,5 км	15,5																				15,5	0	0	500	394,4							394,4	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
37	ПС 220 кВ Берсолая-3 с заходами ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ - Перевал	Приморская	1 этап - 2012, 2 этап - 2018	2x80 МВА					160																0	160	0	1479	700	779						1479			Внешнее электроснабжение центра судостроения и ремонта
				2x10 км				20																	20	0	0													

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства	Объем финансирования								Организация ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб. (в ценах на 01.10.2010 г.)	млн. руб. (в ценах на 01.10.2010г.)	млн. руб (в ценах на 01.10.2010г.)	млн. руб. (в ценах на 01.10.2010г.)	млн. руб (в ценах на 01.10.2010г.)	млн. руб. (в ценах на 01.10.2010г.)	млн. руб. (в ценах на 01.10.2010г.)	млн. руб. (в ценах на 01.10.2010 г.)			
38	ПС 220 кВ Артем с заходами ВЛ 220 кВ	Приморская	2013	2x125 МВА								250													0	250	0	1322		700	622					1322			Для присоединения новой застройки фонда РЖС в п. Трудовое
				2x1 км							2														2	0	0													
39	ПС 220 кВ Муравейка с заходами ВЛ 220 кВ	Приморская	2014	2x100 МВА											200										0	200	0	1416			700	716				1416	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение игровой зоны
				2x5 км										10											10	0	0													
40	ПС 220 кВ Приморский НПЗ с заходами ВЛ 220 кВ Широкая - Перевал и двухцепной ВЛ 220 кВ Лозовая - НПЗ	Приморская	2014	2x125 МВА											250										0	250	0	2358			1000	1358				2358	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение Приморского НПЗ
				2x3 км										6											6	0	0													
				2x22 км										44											44	0	0													
41	ПС 220 кВ НПС-38 с ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - НПС-38 и ВЛ 220 кВ НПС-38 - Лесозаводск	Приморская	2012	2x25 МВА					50																0	50	0	2882,2	150	188,8						338,9	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-36 ТС ВСТО-II
				175 км				175																	175	0	0													
42	ВЛ 220 кВ Дальневосточная - НПС-40 - НПС-41 - Дальневосточная с ПС 220 кВ НПС-40 и ПС 220 кВ НПС-41	Приморская	2012	157 км				157																	157	0	0	4079,2	1000	1019						2019	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-40, 41 ТС ВСТО-II
				2x25 МВА					50																0	50	0													
				2x25 МВА					50																0	50	0													
43	достройка заходов ВЛ 220 кВ на ПС Козьмино до ПС Лозовая	Приморская	2012	2x12 км				24																	24	0	0	754,2	400	354,2						754,2	ОАО "ФСК ЕЭС"		Электроснабжение НТС ВСТО (НТ Козьмино)
44	ВЛ 220 кВ Широкая - Лозовая с выносным ОРУ 220 кВ на ПС 110 кВ Находка	Приморская	2013	33 км							33														33	0	0	1748		1000	748					1748	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения г. Находка
				2x63 МВА								126													0	126	0													
45	ПС 500 кВ Дальневосточная (установка АТ 220/110 кВ)	Приморская	2014	2x125 МВА											250										0	250	0	560				560				560	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Снятие сетевых ограничений Приморской энергосистемы
46	ВЛ 220 кВ Лесозаводск - Спасск - Дальневосточная	Приморская	2016	245 км															245						245	0	0	4547					2500	2047		4547	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Приморской энергосистемы
47	заходы двухцепной ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Лесозаводск на ПС 220 кВ И	Приморская	2017	2x(2x0,6) км																		2,4			2,4	0	0	579							579	579			Повышение надежности электроснабжения потребителей Приморской энергосистемы
48	две ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - НПС-16 ПС 220 кВ НПС-16 и расширением ОРУ 220 кВ ПС Нижний Куранах	Якутская (ЮЭР)	2012	2x160 км				320																	320	0	0	7224,2	3000	2789,7						5789,7	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-16 ТС ВСТО-I
				2x25 МВА					50																0	50	0													
																									0	0	0													
49	ПС 220 кВ НПС-18 с заходами двух ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Нижний Куранах	Якутская (ЮЭР)	2012	2x63 МВА					126																0	126	0	1445,9	600	697,8						1297,8	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-18 ТС ВСТО-I
				4x2 км				8																	8	0	0													
50	ВЛ 220 кВ Чернышевский - Мирный - Лепск - - Поледуй с отпайкой до НПС-14 с ПС 220 кВ Лепск, ПС 220 кВ НПС-12, ПС 220 кВ НПС-13, ПС 220 кВ Поледуй	Якутская (ЗЭР)	2012, 2014	2x102 км				204																	204	0	0	27901	10000	10219	4000	3682				27901	ОАО "ДВЭУК"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Республики Саха (Якутия). Обеспечение внешнего электроснабжения ТС ВСТО-1 расширение до 80 млн. т нефти в год
				2x234 км				468																	468	0	0													
				2x227 км										454											454	0	0													
				375 км				375																	375	0	0													
				2x63 МВА					126																0	126	0													
				2x25 МВА					50																0	50	0													
				2x25 МВА					50																0	50	0													
				2x63 МВА											126										0	126	0													
51	ВЛ 220 кВ НПС-18 - Производственная с двумя отпайками на ПС 220 кВ Перевалочная с ПС 220 кВ Производственная и ПС 220 кВ Перевалочная	Якутская (ЮЭР)	2013	95 км							95														95	0	0	2608		1500	1108					2608	ОАО "Южно-Якутский ГЭК"		Внешнее электроснабжение строительной площадки Канкунской ГЭС
				2x40 МВА								80													0	80	0													
				1x10 МВА								10													0	10	0													
52	подсеска второй цепи ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - Томмот двухцепная ВЛ 220 кВ Томмот - Майя с ПС 220 кВ Томмот и ПС 220 кВ Майя	Якутская (ЮЭР, ЦЭР)	2013	47 км							47														47	0	0	20164	5000	5000	5738,1					15738,1	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей Алданского и Томмотского районов. Объединение Южного и Центрального энергорайонов Якутской энергосистемы. Электроснабжение НТС ВСТО
				2x427 км							854														854	0	0													
				2x63 МВА 2xШР-20 Мвар								126	40													0	126	40													
				2x63 МВА 2xШР-20 Мвар								126	40													0	126	40													
53	две одноцепные ВЛ 220 кВ Поледуй - НПС-10 с ПС 220 кВ НПС-10	Якутская (ЗЭР)	2013	2x130 км							260														260	0	0	5318		2600	2718					5318	ОАО "ФСК ЕЭС"		Внешнее электроснабжение НПС-11 ТС ВСТО-1 расширение до 80 млн. т нефти в год
				2x25 МВА								50													0	50	0													
54	две ВЛ 220 кВ Приисейская - Эльгаутоль с переходом через Зейское водохранилище с ПС 220 кВ Эльгаутоль СТК 35 кВ ПС 220 кВ А ПС 220 кВ Б и ПС 220 кВ Приисейская (установка УШР 220 кВ)	Якутская (ЮЭР), Амурская	1 этап - 2013 2 этап - 2015	2x268 км							268						268								536	0	0	12000	3818	3000	2000	2044,2				10862,2	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение Эльгинского угольного разреза
				2x2 км							2						2								4	0	0													
				2x125 МВА 2xСТК-50 Мвар								125	100						125							0	250	100													
				2x10 МВА								20													0	20	0													
				2x10 МВА								20													0	20	0													
				1xУШР-100 Мвар									100												0	0	100													
55	две одноцепные ВЛ 220 кВ Поледуй - НПС-11 с ПС 220 кВ НПС-11	Якутская (ЗЭР)	2014	2x20 км										40											40	0	0	2020			1000	1020				2020	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-11 ТС ВСТО-1 расширение до 80 млн. т нефти в год
				2x25 МВА											50										0	50	0													
56	две одноцепные ВЛ 220 кВ НПС-14 - НПС-15 с ПС 220 кВ НПС-15	Якутская (ЗЭР)	2014	2x100 км										200											200	0	0	4418			2000	2418				4418	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-15 ТС ВСТО-1 расширение до 80 млн. т нефти в год
				2x25 МВА											50										0	50	0													
57	две одноцепные ВЛ 220 кВ НПС-15 - НПС-16	Якутская (ЗЭР)	2014	2x260 км										520											520	0	0	8499			4000	4499				8499	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение ТС ВСТО

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год окончания реализации	Технические характеристики объектов проекта	Ввод мощностей																								Полная стоимость строительства	Объем финансирования								Организация ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное натуральное объекта
					2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого				2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	млн. руб. (в ценах на 01.10.2010 г.)	млн. руб. (в ценах на 01.10.2010г.)	млн. руб (в ценах на 01.10.2010г.)	млн. руб. (в ценах на 01.10.2010г.)	млн. руб. (в ценах на 01.10.2010г.)	млн. руб. (в ценах на 01.10.2010г.)	млн. руб. (в ценах на 01.10.2010г.)	млн. руб. (в ценах на 01.10.2010 г.)			
58	две ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - НПС-19	Якутская (ЮЭР)	2014	2x15 км										30												30	0	0	1476									ОАО "АК "Транснефть"		Внешнее электроснабжение НПС-19 ТС ВСТО-1 расширение до 80 млн. т нефти в год (строительство осуществляет ОАО "АК "Транснефть")
	с ПС 220 кВ НПС-19			2x25 МВА											50											0	50	0				700	776					1476			
59	ВНС на ПС 220 кВ Олекминск (Нижний Куранах) *	Якутская	2014-2016	450 МВА														450								0	450	0	3043			1000	1000	1043					3043			Обеспечение связи между энергосистемами ОЭС Сибири и ОЭС Востока
60	ВЛ 220 кВ Пеледуй - Чертово Корыто (учтена в ОЭС Сибири)	Якутская (ОЭС Востока) Иркутская (ОЭС Сибири)	2015	2x178 км																						0	0	0											0	ОАО "ИЭСК"		"Электроснабжение месторождения "Чертово Корыто"
61	две одноцепные ВЛ 220 кВ Майя - Хандыга	Якутская (ЦЭР)	2018	2x350 км																						0	0	0	12389								3000	3000			Повышение надежности электроснабжения потребителей
	с ПС 220 кВ Хандыга			2x63 МВА																						0	0	0													
	Итого по 500 кВ				*0*	*0*	*0*	*818,3*	*668*	*900*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*450*	*0*	*360*	*1268*	*668*	*1260*	*38783*	*8000*	*7886,5*	*0*	*5000*	*5000*	*5613*	*0*	*31499,5*			
	Итого по 220 кВ				*151,5*	*403*	*0*	*2449*	*1415*	*0*	*2201*	*1431*	*280*	*1538*	*1176*	*0*	*830*	*1025*	*0*	*245*	*0*	*0*	*2,4*	*0*	*0*	*7416*	*5453*	*280*	*191250*	*45857*	*44409,6*	*38051,7*	*24628,2*	*7715,3*	*2047*	*3579*	*166287,8*			
	Объекты реконструкции																																								
	220 кВ																																								
1	ПС 220 кВ Благовещенская (замена АТ 63 МВА)	Амурская	2012	125 МВА					125																	0	125	0	329	189	35						224	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей
2	ПС 220 кВ Магдагачи (замена Т 2x40 МВА +25 МВА)	Амурская	2013-2015	4x40 МВА								40			80			40								0	160	0	1800	20	260	500	580	440			1800	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей
3	ПС 220 кВ Хехцир (замена АТ 63 МВА)	Хабаровская	2015	125 МВА														125								0	125	0	526	12,5	10	125	108,5	45	225		526	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей
4	ПС 220 кВ Биробиджан (замена 2x63 МВА + 60 МВА +2x25 МВА)	Хабаровская	2013-2015	2x125 МВА 2x40 МВА								125			40			165								0	330	0	1800	10	330	490	450	450	160		1800	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей
5	ПС 220 кВ Лесозаводск (замена Т 2x20 МВА)	Приморская	2014	2x40 МВА											80											0	80	0	350	12	85	187	66				350	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей
	Итого по 220 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*125*	*0*	*0*	*165*	*0*	*0*	*200*	*0*	*0*	*330*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*820*	*0*	*4805*	*243,5*	*720*	*1212*	*1204,5*	*935*	*385*	*0*	*4700*			

	Ввод мощностей																											Полная стоимость строительства в ценах на 01.10.2010	Объем финансирования в ценах на 01.10.2010										
	2011 г.			2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			Итого						2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	Итого			
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар				млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
ВСЕГО, в т.ч.	151,5	403	0	3266,8	2208	900	2200,7	1599	280	1644,6	1376	0	885,2	1355	0	245	0	0	732,4	0	540	9126,2	6941	1720				248316	54100,5	53016,1	39263,7	32161,7	14581,3	13045	9797	215965,3			
по 500 кВ	0	0	0	818,3	668	900	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	730	0	540	1548,3	668	1440				50001	8000	7886,5	0	5000	5000	10613	6238	42717,5			
по 220 кВ	151,5	403	0	2448,5	1540	0	2200,7	1599	280	1644,6	1376	0	885,2	1355	0	245	0	0	2,4	0	0	7577,9	6273	280				198315	46100,5	45129,6	39263,7	27161,7	9581,3	2432	3579	173247,8			

Примечания:

* - сроки ввода и технические решения могут быть скорректированы

Капиталовложения в электросетевые объекты приведены без учета НДС

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

Приложение № 12
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2011-2017 годы

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 220 кВ

№ п/п	ОЭС	Наименование субъекта Российской Федерации	Класс напряжения, кВ	Суммарная протяженность, км	Суммарная трансформаторная мощность, Мва	Суммарная мощность средств компенсации реактивной мощности, Мвар	Примечание
1	ОЭС Северо-Запада						
1		Архангельская область	110	301,9	585,3		
2		Калининградская область					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
3		Республика Карелия	110	124,8	779,2		
4		Республика Коми					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
5		Ленинградская область					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
6		г. Санкт-Петербург					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
7		Мурманская область					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
8		Новгородская область	110	15,4	700,9		
9		Псковская область					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
2	ОЭС Центра						
10		Белгородская область	110	386,7	866,6		
11		Брянская область	110	245,9	416,3		
12		Владимирская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
13		Вологодская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
14		Воронежская область	110	103,7	774		
15		Ивановская область	110	114,56	160		
16		Калужская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
17		Костромская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
18		Курская область	110	184,4	422,3		
19		Липецкая область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
20		г. Москва	110	232,34	4893		
21		Московская область	110	1439,8	14427,3		
22		Орловская область	110	198,5	218		

23		Рязанская область	110	230,8	1373		
24		Смоленская область	110	87,2	839,3		
25		Тамбовская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
26		Тверская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
27		Тульская область	110	269,4	438	71,5	
28		Ярославская область	110		252		
3	ОЭС Средней Волги						
29		Республика Марий Эл					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
30		Республика Мордовия					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
31		Нижегородская область	110	1671	834,9		
32		Пензенская область					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
33		Самарская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
34		Саратовская область	110	29,32	263		
35		Республика Татарстан					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
36		Ульяновская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
37		Чувашская республика					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
4	ОЭС Юга						
38		Республика Адыгея					вводы учтены в информации по Краснодарскому краю
39		Астраханская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
40		Волгоградская область					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
41		Республика Дагестан					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
42		Республика Ингушетия					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
43		Кабардино-Балкарская республика					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
44		Республика Калмыкия					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
45		Карачаево-Черкесская республика					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
46		Краснодарский край	110	1501,62	3169,02		включая сети республики Адыгея
47		Ростовская область	110	157,3	738		

48		Республика Северная Осетия-Алания					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
49		Ставропольский край	110	736,8	322		
50		Чеченская республика					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
5	**ОЭС Урала**						
51		Кировская обл.	110	57,8	373,4		
52		Курганская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
53		Оренбургская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
54		Пермский край	110	230,1	1174		
55		Республика Башкортостан					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
56		Свердловская область	110	242,9	928,1		
57		Тюменская область					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
58		Удмуртская республика					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
59		Ханты-Мансийский Автономный округ - г.Югра					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
60		Челябинская область					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
61		Ямало-Ненецкий Автономный округ					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
6	**ОЭС Сибири**						
62		Алтайский край	110	514	787,6		
63		Забайкальский край	110	808			
64		Иркутская область	110	304	648,6		
65		Кемеровская область					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
66		Красноярский край					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
67		Новосибирская область	110	237,5	964		
68		Омская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
69		Республика Алтай					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
70		Республика Бурятия	110	50	25	± 50	
71		Республика Тыва					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
72		Республика Хакасия	110	166,3	448		
73		Томская область	110		125		
7	**ОЭС Востока**						
74		Хабаровский край	110	133,2	820		
75		Амурский край	110	283,9	529,9		
76		Приморский край					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
77		Еврейская Автономная область					Схема и программа субъекта Российской Федерации не утверждена
78		Республика Саха (Якутия)	110	306,3	368,3		