Министерство энергетики Российской Федерации

(Минэнерго России)

ПРИКАЗ

13 августа 2012 г. № 387

Москва

Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2012-2018 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; № 44, ст. 6269; 2012, № 11, ст. 1293; № 15, ст. 1779), п р и к а з ы в а ю:

Утвердить прилагаемую схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2012-2018 годы.

Министр А.В. Новак

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ДЕПАРТАМЕНТ УПРАВЛЕНИЯ ДЕЛАМИ № 1

Департамент развития электроэнергетики
Литвинов Андрей Вячеславович
631-82-65

УТВЕРЖДЕНА
приказом Минэнерго России
от «13» августа 2012 г. № 387

Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2012-2018 годы

1. Основные цели и задачи

Схема и программа развития Единой энергетической системы (далее – ЕЭС) России на 2012–2018 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.

2. Прогноз спроса на электрическую энергию по единой энергетической системе России и территориям субъектов Российской Федерации на 2012-2018 годы

Прогноз спроса на электрическую энергию на период 2012-2018 годов по ЕЭС России выполнен на основе Сценарных условий для формирования вариантов социально-экономического развития России в 2012-2014 годах, представленных Минэкономразвития России в апреле 2011 года, и макроэкономических показателей «Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2012 год и плановый период 2013–2014 годы», одобренного на заседании Правительства Российской Федерации в сентябре 2011 года. В качестве ориентиров и приоритетов долгосрочного социально-экономического развития приняты уточненные в феврале 2011 года на совещании у Председателя Правительства Российской Федерации В.В. Путина параметры, предусматриваемые «Концепцией долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года», утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17.11.2008 г. № 1662-р (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 47, ст. 5489; 2009, № 33, ст. 4127).

Объем электропотребления в ЕЭС России увеличился в 2011 году по сравнению с 2010 годом на 1,12% и составил 1000,07 млрд.кВт.ч. Относительно невысокий прирост электропотребления 2011 года связан, с одной стороны, с замедлением процесса посткризисного восстановления экономики, с другой, высокой базой электропотребления 2010 года, обусловленной значительным восстановительным ростом электроемких производств в этом году, а также погодными условиями (холодная зима и жаркое лето).

Прогнозируемый вариант спроса на электрическую энергию по ЕЭС России на период 2012-2018 годов (рисунок 2.1), составлен в рамках умеренно-оптимистичного варианта прогноза социально-экономического развития России, предложенного Минэкономразвития России в качестве базового варианта для разработки параметров федерального бюджета на 2012-2014 годы.

Рисунок 2.1 Прогноз потребления электрической энергии по ЕЭС России на 2012-2018 годы

Базовый вариант предусматривает развитие экономики в условиях реализации активной государственной политики, направленной на улучшение инвестиционного климата, повышение конкурентоспособности и эффективности бизнеса, на стимулирование экономического роста и модернизации производства. Прогнозный период 2012-2014 годов характеризуется переходом от развития экономики в условиях благоприятной внешней конъюнктуры к развитию в условиях нестабильности мировых рынков и повышением роли внутренних факторов экономического роста. Согласно этому варианту темпы роста валового внутреннего продукта (ВВП) в 2012-2014 годах оцениваются на уровне 3,7-4,6%, при 4,1% в 2011 году; соответственно темпы роста промышленного производства планируются в пределах 3,4-4,2% при 4,8% в 2011 году.

Рост электропотребления, соответствующий базовому варианту прогноза развития экономики страны, будет связан с расширением производства отечественной продукции, осуществлением программ и мероприятий по формированию современных высокотехнологичных производств и реализацией отдельных крупных инвестиционных проектов. Общий спрос на электрическую энергию по ЕЭС России к концу прогнозного периода оценивается на уровне 1175,3 млрд.кВт.ч, что на 175,2млрд.кВт.ч выше объема электропотребления 2011 года. Превышение уровня 2011 года может составить в 2018 году 17,5% при среднегодовом приросте за период 2,33%. Динамика спроса на электрическую энергию по годам прогнозируется неравномерной. Более высокие темпы прироста по ЕЭС России ожидаются в 2014-2015 годах, что обусловлено прогнозируемым повышением роли внутренних факторов экономического роста (расширением и модернизацией производства на действующих объектах и планируемым в эти годы вводом новых мощностей на предприятиях обрабатывающих производств). Снижение темпов прироста электропотребления после 2015 года связано с ожидаемой технологической модернизацией промышленного производства и применением энерго- и ресурсосберегающих технологий.

Прогноз спроса на электрическую энергию по объединенным энергетическим системам (ОЭС) и территориальным энергосистемам составлен на базе фактических показателей электропотребления за последние годы с учетом анализа имеющихся заявок на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электроэнергии к электрическим сетям с оценкой прироста потребности в электроэнергии. При составлении прогноза использованы указанные в заявках сведения о максимальной мощности присоединяемых энергопринимающих устройств, сроках их ввода в эксплуатацию, а также о характере нагрузки (вид экономической деятельности (ВЭД) хозяйствующего субъекта), позволяющие оценить распределение прироста потребности в электрическую энергию по ВЭД и годам прогнозирования. При разработке прогноза использованы стратегии социально-экономического развития до 2020 (2025) года субъектов Российской Федерации и федеральных округов, а также информация региональных органов исполнительной власти о крупных инвестиционных проектах, намечаемых к реализации в прогнозный период, их присоединяемой мощности, сроках ввода в эксплуатацию и местах расположения.

Показатели электропотребления по ОЭС, сформированные в рамках прогноза спроса на электрическую энергию в ЕЭС России, представлены в таблице 2.1, по территориальным энергосистемам – в приложении № 1.

Таблица 2.1 Прогноз потребления электрической энергии на 2012-2018 годы, млрд.кВт.ч

	Факт	Ср.год. прирост за 2008 - 2010 годы., %	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2012 - 2018 годы., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
ЕЭС России	**988,961**		**1000,070**	**1021,483**	**1045,605**	**1076,435**	**1103,701**	**1129,942**	**1154,808**	**1175,301**	
годовой темп прироста, %	*4,49*	*0,69*	*1,12*	*2,14*	*2,36*	*2,95*	*2,53*	*2,38*	*2,20*	*1,77*	*2,33*
ОЭС Северо-Запада	**92,723**		**92,554**	**94,829**	**97,200**	**99,565**	**102,014**	**104,439**	**106,973**	**109,071**	
годовой темп прироста, %	*4,40*	*1,26*	*-0,18*	*2,46*	*2,50*	*2,43*	*2,46*	*2,38*	*2,43*	*1,96*	*2,37*
ОЭС Центра	**221,847**		**223,677**	**228,900**	**235,173**	**241,020**	**247,081**	**253,602**	**259,887**	**266,653**	
годовой темп прироста, %	*4,79*	*0,62*	*0,82*	*2,34*	*2,74*	*2,49*	*2,51*	*2,64*	*2,48*	*2,60*	*2,54*
ОЭС Средней Волги	**104,992**		**108,005**	**109,921**	**112,330**	**114,582**	**116,827**	**119,231**	**121,392**	**123,458**	
годовой темп прироста, %	*5,69*	*-0,68*	*2,87*	*1,77*	*2,19*	*2,00*	*1,96*	*2,06*	*1,81*	*1,70*	*1,93*
ОЭС Юга	**82,408**		**85,749**	**88,180**	**91,719**	**97,248**	**99,850**	**102,148**	**104,787**	**106,883**	
годовой темп прироста, %	*5,52*	*1,64*	*4,05*	*2,84*	*4,01*	*6,03*	*2,68*	*2,30*	*2,58*	*2,00*	*3,20*
ОЭС Урала	**248,731**		**254,598**	**257,986**	**262,255**	**266,654**	**270,624**	**274,412**	**278,005**	**281,684**	
годовой темп прироста, %	*3,93*	*0,00*	*2,36*	*1,33*	*1,65*	*1,68*	*1,49*	*1,40*	*1,31*	*1,32*	*1,45*
ОЭС Сибири	**208,354**		**204,966**	**209,834**	**213,622**	**223,009**	**231,447**	**239,442**	**246,493**	**249,690**	
годовой темп прироста, %	*3,70*	*1,40*	*-1,63*	*2,38*	*1,81*	*4,39*	*3,78*	*3,45*	*2,94*	*1,30*	*2,86*
ОЭС Востока	**29,906**		**30,521**	**31,833**	**33,306**	**34,357**	**35,858**	**36,668**	**37,271**	**37,862**	
годовой темп прироста, %	*5,88*	*2,78*	*2,06*	*4,30*	*4,63*	*3,16*	*4,37*	*2,26*	*1,64*	*1,59*	*3,13*

В пяти ОЭС (Юга, Северо-Запада, Востока, Сибири и Центра) темпы прироста спроса на электрическую энергию прогнозируются выше средних по ЕЭС России. Ниже средних ожидаются темпы прироста электропотребления в ОЭС Средней Волги (1,93%) и в ОЭС Урала (средний темп прироста за период – менее 1,5%).

Наиболее высокие темпы увеличения спроса на электрическую энергию ожидаются в ОЭС Юга (средний темп прироста за прогнозный период – 3,2%). Уровень электропотребления может возрасти здесь к концу прогнозного периода по сравнению с 2011 годом на четверть, соответственно доля ОЭС Юга возрастет с 8,6% в 2011 году до 9,1% в 2018 году. Опережающий рост электропотребления в ОЭС Юга будет определяться: реализацией проектов развития нефте- и газодобычи на Каспийском шельфе, расширением трубопроводной системы каспийского трубопроводного консорциума России (КТК-Р); наращиванием производства сельскохозяйственного, энергетического и транспортного машиностроения; развитием имеющихся предприятий металлургии, а также вводом новых предприятий обрабатывающего комплекса в связи с предполагаемым ростом внутреннего спроса; реализацией проектов, обеспечивающих ввод в эксплуатацию и энергоснабжение олимпийских объектов в 2014 году; формированием на базе крупных агломераций Южного федерального округа (ЮФО) (Ростовской, Волгоградской и Краснодарской) торговых, транспортно-логистических и финансовых центров общенационального и межрегионального значения; устойчивым ростом потребления и развитием туристского-рекреационного комплекса в Республиках Северного Кавказа.

Крупнейшей энергосистемой (ЭС) ОЭС Юга является ЭС Краснодарского края и Республики Адыгея, выделяющаяся как по абсолютному объему электропотребления, так и по темпам прироста. В 2011 году ее доля в общем электропотреблении ОЭС Юга превысила 25%. При прогнозируемом для этой энергосистемы увеличении спроса на электрическую энергию к 2018 году более чем в 1,5 раза (среднегодовой прирост за период 6%), ее удельный вес возрастет до 31%. Повышенные темпы прироста электропотребления будут связаны с планируемым завершением двух этапов реконструкции Туапсинского нефтеперерабатывающего завода (НПЗ), вводом в эксплуатацию Абинского электрометаллургического завода, строительством новых цементных заводов и реализацией проектов строительства объектов для проведения Олимпийских игр в г. Сочи в 2014 году, предусматривающих крупномасштабное строительство спортивных сооружений, гостиничных и рекреационных комплексов, транспортных и инженерных коммуникаций, объектов коммунальной и туристической инфраструктуры.

Опережающие темпы прироста спроса на электрическую энергию в ОЭС Востока определяются строительством и вводом в эксплуатацию второй очереди нефтепроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) производительностью до 50 млн. тонн нефти в год, начавшимся освоением Эльгинского угольного месторождения, созданием горно-металлургического кластера в Приамурье на базе рудных месторождений (Кимкано-Сутарское в Еврейской автономной области, Большой Сейим, Албынское, Покровское в Амурской области), развитием портовых комплексов для переработки контейнеров,

массовых навалочных и наливных грузов (Владивосток, Ванино, Советская Гавань и др.). Развитие промышленности, международной торговли, социальной сферы приведет к ускоренному росту складских и офисных площадей, гостиничного сектора, современных торговых площадей, учреждений образования и здравоохранения. При этом наибольший рост коммерческого сектора ожидается в южных районах Дальневосточного федерального округа (ДФО), в первую очередь во Владивостокской агломерации, где будут сосредоточены офисы крупнейших транспортных и торговых компаний, создаются туристическая и игорная зоны (побережье бухты Муравьиная).

Абсолютное снижение электропотребления в ОЭС Сибири в 2011 году (на 1,63 %) связано с продолжающимся негативным влиянием кризиса, отразившегося на сокращении металлургического производства, прежде всего электроемкого производства алюминия, являющегося важнейшим видом экономической деятельности на территории Сибири, и консервации производства на некоторых крупных предприятиях (ООО «Усольехимпром»). Дополнительным фактором снижения электропотребления в 2011 году стали теплая зима и весна.

Прогнозируемое увеличение спроса на электрическую энергию в ОЭС Сибири со среднегодовым темпом прироста 2,9%, превышающим среднегодовой темп по ЕЭС России, соотносится с тезисом о необходимости превышения среднегодового темпа роста валового регионального продукта Сибири начиная с 2012 года над среднероссийским показателем, приведенным в Стратегии социально-экономического развития Сибири до 2020 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 05.07.2010 г. № 1120-р (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, № 33, ст. 4444). Перспективное развитие регионов СФО будет определяться конкурентными преимуществами этой территории: наличием крупных запасов углеводородного сырья, полиметаллических и золотосодержащих руд, гидроэнергетических ресурсов и запасов древесины. Сибирь является естественным транспортным мостом между странами Европы, Северной Америки и Восточной Азии, прежде всего, это Транссибирская железнодорожная магистраль (Транссиб), роль которой возрастет со строительством Северо-Сибирской железной дороги (Севсиб).

Более высокие темпы прироста электропотребления в ОЭС Сибири приведут к увеличению ее доли к концу прогнозного периода на 0,7 процентных пункта по сравнению с 2011 годом. Динамика увеличения электропотребления в ОЭС Сибири характеризуется максимальными приростами в 2014 и 2015 годах, что в значительной степени связано с предполагаемым вводом в эти годы на полную мощность двух крупнейших новых алюминиевых заводов – Тайшетского в Иркутской области и Богучанского в Красноярском крае. Соответственно среднегодовые темпы спроса на электрическую энергию в Иркутской и Красноярской энергосистемах (3,9% и 3,7%) выше, чем в среднем по ОЭС Сибири.

Среди энергосистем ОЭС Сибири наибольшее увеличение спроса на электрическую энергию в рассматриваемый период (более чем на 70%) прогнозируется в Республике Тыва при максимальных приростах в 2014 (22,6%) и 2015 (14,8%) годах, Это связано с планируемым строительством угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении и предполагаемой 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. Освоению месторождений будет способствовать строительство в 2012-2014 годах железнодорожной линии Кызыл-Курагино.

Вторая среди ОЭС по величине электропотребления ОЭС Центра характеризуется стабильными темпами прироста на протяжении всего прогнозного периода, превышающими средние по ЕЭС России. Перспективный спрос на электрическую энергию будет определяться развитием промышленного производства с высокими показателями электропотребления (машиностроительного и металлургического), а также вводом в действие новых предприятий обрабатывающего комплекса в связи с предполагаемым ростом внутреннего спроса на продукцию промышленных предприятий – сталепрокатных и электрометаллургических заводов в Калужской, Владимирской, Рязанской областях. Реализация инвестиционных проектов по созданию индустриальных парков машиностроительной и деревообрабатывающей промышленности будут способствовать росту электропотребления в Калужской и Вологодской областях.

Более половины прироста (54%) электропотребления по ОЭС Центра формируется в энергосистеме Москвы и Московской области, доля которой возрастает с 43,9% в 2011 году до 45,5% к концу прогнозного периода. Этому способствует наличие в Московском регионе значительного технологического и научно-инновационного потенциала для дальнейшего развития. Одним из основных перспективных проектов региона является развитие научно-технологического комплекса по разработке и коммерциализации новых технологий «Сколково».

ОЭС Урала является крупнейшей в ЕЭС России, на ее долю приходится четверть общего электропотребления. Прогноз спроса на электрическую энергию в ОЭС Урала определяется развитием нефтегазового и металлургического комплексов. Развитие нефтегазового комплекса связано как с поддержанием объемов добычи нефти за счет внедрения совершенных технологий эксплуатации месторождений в традиционных районах добычи и вводом в эксплуатацию новых месторождений, так и с диверсификацией направлений развития. Новые направления развития нефтегазового комплекса определяются реализацией проектов трубопроводного транспорта и организацией высокотехнологичных перерабатывающих производств. Динамика электропотребления в металлургии определяется реконструкцией и техперевооружением существующих крупных металлургических комбинатов, обеспечивающих решение экологических проблем, ресурсосбережение и рост конкурентоспособности продукции с учетом перспектив развития машиностроения, а также увеличения экспортных поставок. В территориальной структуре электропотребления ОЭС Урала суммарная доля Тюменской, Свердловской и Челябинской энергосистем сохраняется на высоком уровне – 66%.

Прогнозируемый в ОЭС Северо-Запада стабильный прирост электропотребления (среднегодовой прирост за период 2,4%) на 64% формируется

за счет энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области в результате увеличения объемов транспортных услуг, дальнейшего развития машиностроения (завод по производству высоковольтного электротехнического оборудования на площадях ОАО «Силовые машины»), увеличения мощности НПЗ в г. Кириши и строительства жилья и инфраструктурных объектов. Росту электропотребления будет способствовать также реализация ряда инвестиционных проектов по добыче полезных ископаемых в Республике Коми (увеличение добычи нефти в Тимано-Печорской провинции, разработка Ярегского нефтетитанового месторождения), в Архангельской (ввод второй очереди ГОКа на алмазном месторождении в Мезенском районе) и Мурманской (ГОК на базе апатит-нефелиновых руд «Олений ручей») областях.

Темпы роста спроса на электрическую энергию в ОЭС Средней Волги прогнозируются ниже средних по ЕЭС России. Основная часть прироста электропотребления формируется в энергосистемах Республики Татарстан, Саратовской, Нижегородской и Самарской областях. Наиболее крупные проекты, которые могут оказать существенное влияние на рост электропотребления ОЭС Средней Волги, будут осуществляться в металлургическом и химическом производствах: строительство электросталеплавильного завода ЗАО «ТатСталь» в Республике Татарстан, строительство малого металлургического завода мощностью 1 млн. тонн сортового проката с дальнейшим созданием сервисного металлоцентра в Саратовской области (ЗАО «Северсталь – Сортовой завод Балаково»), строительство интегрированного комплекса по производству аммиака, метанола и гранулированного карбамида на базе ООО «Менделеевск азот» (Республика Татарстан), строительство производства поливинилхлорида в г. Кстово (Нижегородская область).

Изменение территориальной структуры электропотребления в 2018 году по сравнению с 2011 годом в рамках ЕЭС России, представленное на рисунке 2.2, характеризуется увеличением доли ОЭС Сибири, ОЭС Юга, ОЭС Центра и ОЭС Востока и снижением доли ОЭС Урала (на 1,5 %) и ОЭС Средней Волги. Доля ОЭС Северо-Запада не изменится.

Рисунок 2.2 Изменение территориальной структуры потребления электрической энергии

3. Прогноз максимальных электрических нагрузок единой энергетической системы России, объединенных энергетических систем и по территориям субъектов Российской Федерации на 2012–2018 годы

ЕЭС России

В таблице 3.1. и 3.2 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ЕЭС России на 2012–2018 годы соответственно с учетом ОЭС Востока и без нее. Спрос на электрическую энергию в ниже приведенных таблицах представлен без учета потребления электрической энергии на заряд действующих и перспективных гидроаккумулирующих электрических станций (ГАЭС). Кроме того, не учтены спрос на электрическую энергию и мощность Николаевского энергоузла, присоединение которого к сетям Хабаровской энергосистемы в рассматриваемый перспективный период не планируется.

Таблица 3.1. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ЕЭС России

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Э год	млрд. кВт•ч	986,3	997,5	1018,9	1042,3	1072,3	1099,4	1125,7	1150,5	1171,0
$P_{мах}$ собств.	МВт	149157	147769	154279	158095	162356	166391	170340	173873	177071
$T_{мах}$ год.	час/год	6613	6750	6604	6593	6605	6607	6608	6617	6613

Таблица 3.2. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ЕЭС России без учета ОЭС Востока

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Э год	млрд. кВт•ч	956,4	966,9	987,1	1009,0	1038,0	1063,6	1089,0	1113,3	1133,2
$P_{мах}$ собств.	МВт	145089	143569	149858	153558	157670	161438	165273	168730	171843
$T_{мах}$ год.	час/год	6592	6738	6587	6571	6583	6588	6589	6598	6594

По данным таблицы 3.1 максимальное потребление мощности ЕЭС России на 2012 год прогнозируется на уровне 154279 МВт (для условий среднемноголетней температуры прохождения максимума потребления), на 2018 год прогнозируется на уровне 177071 МВт, что соответствует среднегодовым темпам прироста нагрузки за период 2012-2018 годов около 2,6 %.

На рисунке 3.1 представлен график прогнозного максимума потребления мощности ЕЭС России.

Рисунок 3.1. Прогнозные максимумы потребления мощности ЕЭС России

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

Далее представлены характеристики перспективных режимов потребления электрической энергии по ОЭС России.

ОЭС Северо-Запада

Доля ОЭС Северо-Запада в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2012 году составит 9,7 %. Такой же показатель прогнозируется и в 2018 году. В 2012 году собственный максимум потребления мощности может достигнуть значения 15058 МВт, к 2018 году – 17298 МВт. Среднегодовой прирост максимума потребления мощности за 2012–2018 годы прогнозируется на уровне 2,2 %.

В таблице 3.3 приведены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада.

Таблица 3.3. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Э год	млрд. кВт•ч	92,7	92,6	94,8	97,2	99,6	102,0	104,4	107,0	109,1
$P_{мах}$ собств.	МВт	14897	14877	15058	15417	15813	16208	16551	16957	17298
$T_{мах}$ год.	час/год	6224	6221	6298	6305	6296	6294	6310	6308	6305
Р совм.	МВт	14697	13640	14981	15338	15731	16124	16466	16869	17209
Т совм.	час/год	6309	6785	6330	6337	6329	6327	6343	6341	6338

Изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Северо-Запада на период 2012–2018 годов представлено на рисунке 3.2.

Рисунок 3.2. Прогнозные значения потребления мощности ОЭС Северо-Запада

ОЭС Центра

В 2012 году доля ОЭС Центра в общем потреблении мощности ЕЭС России может составить 24,0 %, а в 2018 году – 24,4 %. В 2012 году собственный максимум потребления мощности региона прогнозируется на уровне 38397 МВт, к 2018 году – 44876 МВт. Среднегодовой прирост максимумов потребления мощности за 2012–2018 годы прогнозируется на уровне 3,3 %.

В таблице 3.4 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ОЭС Центра.

Таблица 3.4. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Центра

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Э год	млрд. кВт•ч	219,2	221,1	226,3	231,9	237,1	243,1	249,7	255,9	262,7
$P_{мах}$ собств.	МВт	36904	35761	38397	39278	40057	41246	42331	43646	44876
$T_{мах}$ год.	час/год	5940	6183	5894	5904	5919	5894	5899	5863	5854
Р совм.	МВт	36612	35149	36958	37805	38556	39700	40745	42010	43194
Т совм.	час/год	5988	6290	6124	6134	6149	6123	6128	6091	6082

Спрос на электрическую энергию в таблице 3.4 представлен без учета потребления электрической энергии на заряд действующей Загорской ГАЭС и Загорской ГАЭС-2, ввод первой очереди которой предусмотрен в IV квартале 2012 года.

На рисунке 3.3 приведено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Центра на период 2012–2018 годов.

Рисунок 3.3. Прогнозные значения потребления мощности ОЭС Центра

ОЭС Средней Волги

Доля ОЭС Средней Волги в общем потреблении мощности ЕЭС России оценивается 11,3 % в 2012 году и ожидается ее снижение к 2018 году до 11 %. К 2012 году собственный максимум потребления мощности составит 17565 МВт, к 2018 году – 19658 МВт. Среднегодовой прирост максимумов потребления мощности за 2012–2018 годы прогнозируется на уровне 2,2 %.

В таблице 3.5 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Средней Волги.

Таблица 3.5. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Средней Волги

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Э год	млрд. кВт•ч	105,0	108,0	109,9	112,3	114,6	116,8	119,2	121,4	123,5
$P_{мах}$ собств.	МВт	16791	16844	17565	17983	18294	18665	19028	19332	19658
$T_{мах}$ год.	час/год	6253	6412	6258	6246	6263	6259	6266	6279	6280
Р совм.	МВт	16285	16149	17366	17780	18088	18455	18813	19114	19436
Т совм.	час/год	6476	6688	6330	6318	6335	6330	6338	6351	6352

На рисунке 3.4 приведено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Средней Волги на период 2011–2018 годов.

Рисунок 3.4. Прогнозные значения потребления мощности ОЭС Средней Волги

ОЭС Юга

Доля ОЭС Юга в 2012 году составит порядка 9,1 % по потреблению мощности от общей максимальной нагрузки ЕЭС России. К 2018 году доля энергосистемы в максимуме ЕЭС России увеличится до 9,5 %. В 2012 году собственный максимум потребления мощности прогнозируется на уровне 14593 МВт, к 2018 году – 17477 МВт. Среднегодовой прирост максимумов потребления за 2012–2018 годы прогнозируется на уровне 3,4 %.

В таблице 3.6 представлены основные показатели режимов потребления электрической энергии ОЭС Юга.

Таблица 3.6. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Юга

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Э год	млрд. кВт•ч	82,4	85,7	88,2	91,7	97,1	99,5	101,8	104,5	106,6
$P_{мах}$ собств	МВт	13645	13785	14593	15177	15926	16390	16733	17164	17477
$T_{мах}$ год	час/год	6039	6220	6043	6043	6096	6072	6085	6086	6097
Р совм.	МВт	13620	13452	14073	14636	15357	15805	16136	16551	16853
Т совм.	час/год	6051	6374	6266	6267	6321	6297	6310	6311	6323

Спрос на электрическую энергию в таблице 3.6 представлен без учета потребления электрической энергии на заряд Зеленчукской ГАЭС, ввод мощности на которой предусмотрен в 2013 году.

На рисунке 3.5 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Юга на период 2012–2018 годов.

Рисунок 3.5. Прогнозные значения потребления мощности ОЭС Юга

ОЭС Урала

Доля ОЭС Урала в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2012 году составит 23,2 % и в 2018 году – 22,2%. Собственный максимум потребления мощности в 2012 году прогнозируется на уровне 37162 МВт, к 2018 году – на уровне 40454 МВт. Среднегодовой прирост максимумов потребления за 2012–2018 годы прогнозируется на уровне 1,4 %.

В таблице 3.7 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Урала.

Таблица 3.7. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Урала

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Э год	млрд. кВт•ч	248,7	254,6	258,0	262,3	266,7	270,6	274,4	278,0	281,7
$P_{мах}$ собств.	МВт	35927	36087	37162	37856	38438	38969	39471	39962	40454
$T_{мах}$ год.	час/год	6923	7055	6942	6928	6937	6945	6952	6957	6963
Р совм.	МВт	34606	35737	36108	36783	37349	37864	38352	38829	39307
Т совм.	час/год	7188	7124	7145	7130	7140	7147	7155	7160	7166

На рисунке 3.6 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Урала на период 2012 – 2018 годов.

Рисунок 3.6. Прогнозные значений потребления мощности ОЭС Урала

ОЭС Сибири

Доля ОЭС Сибири в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2012 году составит 19,7 % и в 2018 году ожидается увеличение ее доли до 20,2%. Собственный максимум потребления мощности к 2012 году прогнозируется на уровне 31963 МВт, к 2018 году – на уровне 37723 МВт. Среднегодовой прирост максимумов потребления за 2012–2018 годы прогнозируется на уровне 2,8%.

В таблице 3.8 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Сибири.

Таблица 3.8. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Сибири

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Э год	млрд. кВт•ч	208,4	205,0	209,8	213,6	223,0	231,4	239,4	246,5	249,7
$P_{мах}$ собств	МВт	31744	31158	31963	32852	34297	35245	36583	37210	37723
$T_{мах}$ год.	час/год	6564	6578	6565	6503	6502	6567	6545	6624	6619
Р совм.	МВт	29269	29442	30372	31216	32589	33490	34761	35357	35844
Т совм.	час/год	7119	6962	6909	6843	6843	6911	6888	6972	6966

На рисунке 3.7 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Сибири на период 2012–2018 годов.

Рисунок 3.7. Прогнозные значения потребления мощности ОЭС Сибири

ОЭС Востока

Доля ОЭС Востока в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2012 году составит 2,9%, а к в 2018 году увеличится до 3 %. Собственный максимум потребления мощности ОЭС Востока (без учета потребления мощности и электроэнергии изолированно работающего Николаевского энергоузла) в 2012 году прогнозируется на уровне 5512 МВт, к 2018 году – 6519 МВт. Среднегодовые темпы прироста максимума потребления за 2012–2018 годы составят около 3,1 %. В таблице 3.9 представлены основные показатели режима потребления электрической энергии ОЭС Востока.

Таблица 3.9. Фактические и прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Востока

Наименование	Ед. изм.	Факт		Прогноз						
		2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Э год	млрд. кВт•ч	29,9	30,5	31,8	33,3	34,4	35,9	36,7	37,3	37,9
$P_{мах}$ собств.	МВт	5214	5260	5512	5657	5843	6175	6318	3412	6519
$T_{мах}$ год.	час/год	5736	5802	5775	5888	5880	5807	5804	5812	5825
Р совм.	МВт	4068	4200	4421	4537	4686	4953	5067	5143	5228
Т совм.	час/год	7411	7267	7200	7341	7332	7240	7237	7247	7242

На рисунке 3.8 представлено изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Востока на период 2012–2018 годов.

Рисунок 3.8. Прогнозные значения потребления мощности ОЭС Востока

4. Прогноз требуемого увеличения мощностей для удовлетворения спроса на электрическую энергию на период 2012-2018 годов

Величина перспективной потребности в мощности (спроса на мощность) определена с учетом прогнозируемых на рассматриваемый перспективный период максимумов потребления по ОЭС и ЕЭС России, сальдо экспорта-импорта мощности и нормативного резерва 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 2012 года составит 154279 МВт и возрастёт к 2018 году до 177071 МВт, а без учета ОЭС Востока – 149858 МВт и 171843 МВт 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 на уровне 2012 года планируются в объеме 2298 МВт/16,76 млрд. кВт•ч, в период 2013-2018 годов 1176 МВт/10,31 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 4.1.

На период до 2018 года сохраняются традиционные направления экспортных поставок мощности и электроэнергии в Финляндию (450 МВт/3,94 млрд. кВт•ч), страны Балтии (300 МВт/2,63 млрд. кВт•ч), Беларусь (300 МВт/3 млрд. кВт•ч), Монголию (60 МВт/0,36 млрд. кВт•ч).

Из ОЭС Юга предусматриваются поставки мощности и электроэнергии в Южную Осетию в объеме 35 МВт/0,13 млрд. кВт•ч.

Экспортные поставки в Казахстан в рассматриваемой перспективе планируются в объеме 27 МВт/0,21 млрд. кВт•ч.

Из ОЭС Востока в рассматриваемый период предусматривается экспорт мощности и электроэнергии в Китай в объеме 4 МВт/0,035 млрд. кВт•ч.

Таблица 4.1. Прогноз экспорта электрической энергии и мощности по ОЭС и ЕЭС России

Наименование	2012 год		2013 год		2014 год		2015 год		2016 год		2017год		2018 год	
	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность
	млрд. кВт.ч	МВт	млрд. кВт.ч	МВт	млрд. кВт.ч	МВт	млрд. кВт.ч	МВт	млрд. кВт.ч	МВт	млрд. кВт.ч	МВт	млрд. кВт.ч	МВт
ЕЭС России, всего	**16,76**	**2298**	**10,31**	**1176**	**10,31**	**1176**	**10,31**	**1176**	**10,31**	**1176**	**10,31**	**1176**	**10,31**	**1176**
ОЭС Северо-Запада	**13,17**	**1689**	**6,57**	**750**	**6,57**	**750**	**6,57**	**750**	**6,57**	**750**	**6,57**	**750**	**6,57**	**750**
Финляндия	10,55	1354	3,94	450	3,94	450	3,94	450	3,94	450	3,94	450	3,94	450
Балтия	2,62	335	2,63	300	2,63	300	2,63	300	2,63	300	2,63	300	2,63	300
ОЭС Центра	**3,0**	**500**	**3,0**	**300**	**3,0**	**300**	**3,0**	**300**	**3,0**	**300**	**3,0**	**300**	**3,0**	**300**
Беларусь	3,0	500	3,0	300	3,0	300	3,0	300	3,0	300	3,0	300	3,0	300
ОЭС Средней Волги	**0,04**	**4**	**0,05**	**7**	**0,05**	**7**	**0,05**	**7**	**0,05**	**7**	**0,05**	**7**	**0,05**	**7**
Казахстан	0,04	4	0,05	7	0,05	7	0,05	7	0,05	7	0,05	7	0,05	7
ОЭС Юга	**0,13**	**23**	**0,13**	**35**	**0,13**	**35**	**0,13**	**35**	**0,13**	**35**	**0,13**	**35**	**0,13**	**35**
Грузия	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Азербайджан	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Южная Осетия	0,13	23	0,13	35	0,13	35	0,13	35	0,13	35	0,13	35	0,13	35
Турция	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Иран	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ОЭС Сибири	**0,40**	**80**	**0,52**	**80**	**0,52**	**80**	**0,52**	**80**	**0,52**	**80**	**0,52**	**80**	**0,52**	**80**
Монголия	0,25	60	0,36	60	0,36	60	0,36	60	0,36	60	0,36	60	0,36	60
Казахстан	0,15	20	0,16	20	0,16	20	0,16	20	0,16	20	0,16	20	0,16	20
ОЭС Востока	**0,02**	**2**	**0,04**	**4**	**0,04**	**4**	**0,04**	**4**	**0,04**	**4**	**0,04**	**4**	**0,04**	**4**
Китай	0,02	2	0,04	4	0,04	4	0,04	4	0,04	4	0,04	4	0,04	4

Фактором, оказывающим значительное влияние на величину спроса на мощность, является величина резерва мощности, необходимого по условиям обеспечения надежности функционирования ЕЭС России и ОЭС.

Планируемый на перспективу резерв мощности складывается из трех составляющих: ремонтного резерва, компенсационного резерва (резерва мощности на внеплановые отклонения параметров электроэнергетической системы) и стратегического резерва.

Величины нормируемого расчетного резерва мощности по ЕЭС и ОЭС России определены в соответствии с методическим подходом к определению нормативных значений резерва мощности энергосистем, разработанным в составе Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем. Нормативные значения резерва мощности по различным энергообъединениям в процентах от максимума потребления представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2. Нормативные значения резерва мощности, %

ЕЭС России	ОЭС Северо-Запада	ОЭС Центра	ОЭС Юга	ОЭС Средней Волги	ОЭС Урала	ОЭС Сибири	ОЭС Востока
20,5	19,0	22,0	19,5	16,5	20,0	22,0	23,0

Абсолютная величина резерва мощности в ЕЭС России на уровне 2012 года должна составить 31566 МВт, на уровне 2018 года – 36251 МВт.

Изменение спроса на мощность по ОЭС и ЕЭС России в период 2012–2018 годов представлено на рисунке 4.1 и в таблице 4.3.

Рисунок 4.1. Спрос на мощность в ЕЭС России

Таблица 4.3. Спрос на мощность, МВт

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ОЭС Северо-Запада							
Максимум нагрузки	14981	15338	15731	16124	16466	16869	17209
Нормативный резерв	2852	2920	2995	3070	3135	3210	3275
Экспорт	1689	750	750	750	750	750	750
Спрос на мощность - всего	**19522**	**19008**	**19476**	**19944**	**20351**	**20829**	**21234**
ОЭС Центра							
Максимум нагрузки	36958	37805	38556	39700	40745	42010	43194
Нормативный резерв	8145	8332	8495	8745	8975	9255	9515
Экспорт	500	300	300	300	300	300	300
Спрос на мощность - всего	**45603**	**46437**	**47351**	**48745**	**50020**	**51565**	**53009**
ОЭС Средней Волги							
Максимум нагрузки	17366	17780	18088	18455	18813	19114	19436
Нормативный резерв	2872	2940	2990	3050	3110	3160	3210
Экспорт	4	7	7	7	7	7	7
Спрос на мощность - всего	**20242**	**20727**	**21085**	**21512**	**21930**	**22281**	**22653**
ОЭС Юга							
Максимум нагрузки	14073	14636	15357	15805	16136	16551	16853
Нормативный резерв	2750	2860	3000	3085	3150	3227	3290
Экспорт	23	35	35	35	35	35	35
Спрос на мощность - всего	**16846**	**17531**	**18392**	**18925**	**19321**	**19813**	**20178**
ОЭС Урала							
Максимум нагрузки	36108	36783	37349	37864	38352	38829	39307
Нормативный резерв	7236	7371	7485	7585	7685	7780	7870
Экспорт	0	0	0	0	0	0	0
Спрос на мощность - всего	**43344**	**44154**	**44834**	**45449**	**46037**	**46609**	**47177**
ОЭС Сибири							
Максимум нагрузки	30372	31216	32589	33490	34761	35357	35844
Нормативный резерв	6693	6880	7180	7380	7660	7785	7887
Экспорт	80	80	80	80	80	80	80
Спрос на мощность - всего	**37145**	**38176**	**39849**	**40950**	**42501**	**43222**	**43811**
ОЭС Востока							
Максимум нагрузки	4421	4537	4686	4953	5067	5143	5228
Нормативный резерв	1018	1045	1080	1141	1167	1185	1204
Экспорт	2	4	4	4	4	4	4
Спрос на мощность - всего	**5441**	**5586**	**5770**	**6098**	**6238**	**6332**	**6436**
ЕЭС России							
Максимум нагрузки	154279	158095	162356	166391	170340	173873	177071
Нормативный резерв	31566	32348	33225	34056	34882	35602	36251
Экспорт	2298	1176	1176	1176	1176	1176	1176
Спрос на мощность - всего	**188143**	**191619**	**196757**	**201623**	**206398**	**210651**	**214498**
ОЭС Сибири на собственный максимум нагрузки							
Максимум нагрузки	31963	32852	34297	35245	36583	37210	37723
Нормативный резерв	7032	7227	7545	7754	8048	8186	8299
Экспорт	80	80	80	80	80	80	80

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Спрос на мощность - всего	**39075**	**40159**	**41922**	**43079**	**44711**	**45476**	**46102**
ОЭС Востока на собственный максимум нагрузки							
Максимум нагрузки	5512	5657	5843	6175	6318	6412	6519
Нормативный резерв	1268	1301	1344	1420	1453	1475	1499
Экспорт	2	4	4	4	4	4	4
Спрос на мощность - всего	**6782**	**6962**	**7191**	**7599**	**7775**	**7891**	**8022**

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

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 2012–2018 годы сформирована с учетом вводов новых генерирующих мощностей в 2012–2018 годах и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации и реконструкции (перемаркировке) действующих генерирующих объектов в соответствии с предложениями генерирующих компаний (ноябрь-декабрь 2011 года), а также с учетом вводов генерирующих мощностей по договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок.

Планируемые объемы выводимой из эксплуатации генерирующей мощности на электростанциях ЕЭС России на 2012–2018 годы составят 11527,5 МВт, в том числе на атомных электростанциях (АЭС) – 3274 МВт (вывод из эксплуатации энергоблоков № 1 и № 2 на Ленинградской АЭС (2х1000МВт), первого энергоблока на Кольской АЭС (440 МВт) в 2018 году в ОЭС Северо-Запада, а также энергоблоков № 3 и № 4 на Нововоронежской АЭС (2х417 МВт) в ОЭС Центра в 2016 и 2017 годах) и на тепловых электростáнциях (ТЭС) – 8253,5 млн.кВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по ОЭС и ЕЭС России представлены в таблице 5.1 и на рисунке 5.1.

Таблица 5.1. Структура выводимой из эксплуатации генерирующей мощности на электростанциях ЕЭС России, МВт

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 годы
ЕЭС России, всего	**846,5**	**389,5**	**158,8**	**2918,4**	**3051,3**	**2923,5**	**1239,5**	**11527,5**
АЭС					1417,0	1417,0	440,0	3274,0
ТЭС	846,5	389,5	158,8	2918,4	1634,3	1506,5	799,5	8253,5
в т.ч. ТЭЦ	724,7	232,0	117,8	1845,9	1482,3	1154,5	721,5	6278,7
КЭС*	119,0	157,5	41,0	1072,5	152,0	352,0	78,0	1972,0
дизельные	2,8							2,8
в т.ч. под замену	69,3	147,5		72,0	160,0	382,0	120,0	950,8
ТЭС	69,3	147,5		72,0	160,0	382,0	120,0	950,8
в т.ч. ТЭЦ	60,0	125,0		72,0	160,0	282,0	120,0	819,0
КЭС	6,5	22,5				100,0		129,0
дизельные	2,8							2,8
ОЭС Северо-Запада, всего	**257,8**		**57,8**	**125,5**	**1000,0**	**1073,5**	**566,0**	**3080,6**
АЭС					1000,0	1000,0	440,0	2440,0
ТЭС	257,8		57,8	125,5		73,5	126,0	640,6
в т.ч. ТЭЦ	205,0		57,8	125,5		73,5	126,0	587,8
КЭС	50,0							50,0
дизельные	2,8							2,8
в т.ч. под замену	2,8							2,8
ТЭС	2,8							2,8
в т.ч. дизельные	2,8							2,8
ОЭС Центра, всего	**206,5**	**135,0**		**425,0**	**1044,0**	**832,0**	**117,0**	**2759,5**

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 годы
АЭС					417,0	417,0		834,0
ТЭС	206,5	135,0		425,0	627,0	415,0	117,0	1925,5
в т.ч. ТЭЦ	156,0			285,0	487,0	275,0	117,0	1320,0
КЭС	50,5	135,0		140,0	140,0	140,0		605,5
в т.ч. под замену		22,5		12,0		60,0	20,0	114,5
ТЭС		22,5		12,0		60,0	20,0	114,5
в т.ч. ТЭЦ				12,0		60,0	20,0	92,0
КЭС		22,5						22,5
ОЭС Средней Волги, всего	**125,7**	**25,0**		**627,0**	**295,0**			**1072,7**
ТЭС	125,7	25,0		627,0	295,0			1072,7
в т.ч. ТЭЦ	113,7	25,0		627,0	295,0			1060,7
КЭС	12,0							12,0
в т.ч. под замену		25,0						25,0
ТЭС		25,0						25,0
в т.ч. ТЭЦ		25,0						25,0
ОЭС Юга, всего	**64,0**			**532,5**		**95,0**		**691,5**
ТЭС	64,0			532,5		95,0		691,5
в т.ч. ТЭЦ	64,0					95,0		159,0
КЭС				532,5				532,5
в т.ч. под замену						95,0		95,0
ТЭС						95,0		95,0
в т.ч. ТЭЦ						95,0		95,0
ОЭС Урала, всего	**157,5**	**84,0**	**60,0**	**948,4**	**433,3**	**92,0**	**191,0**	**1966,2**
ТЭС	157,5	84,0	60,0	948,4	433,3	92,0	191,0	1966,2
в т.ч. ТЭЦ	151,0	84,0	60,0	748,4	433,3	92,0	191,0	1759,7
КЭС	6,5			200,0				206,5
в т.ч. под замену	66,5	50,0		60,0	60,0	12,0		248,5
ТЭС	66,5	50,0		60,0	60,0	12,0		248,5
в т.ч. ТЭЦ	60,0	50,0		60,0	60,0	12,0		242,0
КЭС	6,5							6,5
ОЭС Сибири, всего	**35,0**	**72,5**		**260,0**	**50,0**	**140,0**	**50,0**	**607,5**
ТЭС	35,0	72,5		260,0	50,0	140,0	50,0	607,5
в т.ч. ТЭЦ	35,0	50,0		60,0	50,0	140,0	50,0	385,0
КЭС		22,5		200,0				222,5
в т.ч. под замену		50,0				90,0		140,0
ТЭС		50,0				90,0		140,0
в т.ч. ТЭЦ		50,0				90,0		140,0
ОЭС Востока, всего		**73,0**	**41,0**		**229,0**	**691,0**	**315,5**	**1349,5**
ТЭС		73,0	41,0		229,0	691,0	315,5	1349,5
в т.ч. ТЭЦ		73,0			217,0	479,0	237,5	1006,5
КЭС			41,0		12,0	212,0	78,0	343,0
в т.ч. под замену					100,0	125,0	100,0	325,0
ТЭС					100,0	125,0	100,0	325,0
в т.ч. ТЭЦ					100,0	25,0	100,0	225,0
КЭС						100,0		100,0

* КЭС – конденсационные электростанции

Рисунок 5.1. Вывод из эксплуатации установленной мощности на электростанциях ЕЭС России в 2012–2018 годы

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по электростанциям ЕЭС России представлены в приложении № 2.

Объем оборудования, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в конкурентном отборе мощности (КОМ), составит: к 2012 году – 1750 МВт, к 2013 году – 3396,7 МВт, к 2014 году – 2115,2 МВт, к 2015 году – 1190 МВт, к 2016 году – 291 МВт, суммарно за период 2012-2016 годов – 8742,9 МВт. Из объема оборудования в размере 1469 МВт, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в КОМ на 2011 год, на 01.01.2012 выведено из эксплуатации 714 МВт.

В таблице 5.2 и на рисунке 5.2 представлены объемы оборудования ТЭС, которое не будет допущено к КОМ, с выделением объемов оборудования, запланированного собственниками к выводу из эксплуатации.

Таблица 5.2. Объемы оборудования ТЭС, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в КОМ, МВт

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2012-2016 годы
ЕЭС России						
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	1750	3396,7	2115,2	1190	291	8742,9
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации	139	159	112	529,5	85	1024,5
ОЭС Северо-Запада						
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	175,5	166,5	86	54,5	56	538,5
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации		30	30			60
ОЭС Центра						
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	454,3	415	182	85		1136,3
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации	28			42		70
ОЭС Средней Волги						
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	308	305	156		55	824
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации	26	75				101
ОЭС Юга						
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего		135,2	47	61	25	268,2
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации			22			
ОЭС Урала						
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	577,7	1322	1012,2	483,5	155	3550,4
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации	85	34	60	327,5	85	591,5
ОЭС Сибири						
Объем оборудования, которое будет не допущено к КОМ, всего	234,5	1053	632	506		2425,5
в т.ч. запланированное к выводу из эксплуатации		20		160		180

Рисунок 5.2. Вывод из эксплуатации оборудования на ТЭС ЕЭС России и объемы оборудования ТЭС, не соответствующего минимальным техническим требованиям для участия в КОМ

По результатам рассмотрения и согласования Министерством энергетики Российской Федерации направленных генерирующими компаниями в ОАО «СО ЕЭС» заявлений о выводе из эксплуатации генерирующего оборудования в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2007, № 31, ст. 4100; 2009, № 12, ст.1429; 2010, № 15, ст. 1803; № 14, ст. 1916; 2012, № 6, ст. 695) объемы мощностей, дополнительно выводимых из эксплуатации, могут составить 4596,8 МВт в период 2012–2014 годов. В таблице 5.3 и на рисунке 5.3 представлены объемы возможного дополнительного вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в период 2012–2014 годов.

Таблица 5.3. Объемы дополнительно выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования, МВт

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2012-2014 годы
ЕЭС России				
ТЭС	1153,8	50,0	3393,0	4596,8
в т.ч. ТЭЦ	1047,8		854,0	1901,8
КЭС	106,0	50,0	2539,0	2695,0
ОЭС Северо-Запада				
ТЭС	2,0	50,0		52,0
в т.ч. ТЭЦ	2,0			2,0
КЭС		50,0		50,0
ОЭС Центра				
ТЭС	71,3		865,0	936,3

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2012-2014 годы
в т.ч. ТЭЦ	71,3			71,3
КЭС			865,0	865,0
ОЭС Средней Волги				
ТЭС	57,0		40,0	97,0
в т.ч. ТЭЦ	57,0		40,0	97,0
КЭС				
ОЭС Урала				
ТЭС	46,0		423,0	469,0
в т.ч. ТЭЦ	46,0		279,0	325,0
КЭС			144,0	144,0
ОЭС Сибири				
ТЭС	977,5		2065,0	3042,5
в т.ч. ТЭЦ	871,5		535,0	1406,5
КЭС	106,0		1530,0	1636,0

Рисунок 5.3. Объемы дополнительного вывода из эксплуатации генерирующего оборудования

Дополнительно к рассмотренным выше предложениям по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования возможен вывод из эксплуатации генерирующего оборудования на ТЭС в объеме 2769,5 МВт, которое предлагалось к выводу генерирующими компаниями (ноябрь-декабрь 2011 года), но не было учтено при формировании инвестиционных программ генерирующих компаний на 2012-2014 годы. В таблице 5.4 и на рисунке 5.4 представлены объемы возможного дополнительного вывода из эксплуатации генерирующего оборудования, не включенного в инвестиционные программы, на электростанциях ЕЭС России в период 2012–2014 годов. Планируемые дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по электростанциям ЕЭС России, не вошедших в инвестиционные программы, представлены в приложении № 3.

Таблица 5.4. Объемы дополнительно выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования, не включенного в инвестиционные программы, МВт

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2012-2015 годы
ЕЭС России					
ТЭС	334,5	779,0	1608,0	48,0	2769,5
в т.ч. ТЭЦ	334,5	579,0	655,0		1568,5
КЭС		200,0	953,0	48,0	1201,0
ОЭС Северо-Запада					
ТЭС	40,0	2,0	118,0		160,0
в т.ч. ТЭЦ	40,0	2,0	118,0		160,0
ОЭС Центра					
ТЭС	84,5	162,0	188,0		434,5
в т.ч. ТЭЦ	84,5	162,0	188,0		434,5
ОЭС Средней Волги					
ТЭС	135,0	135,0	125,0		395,0
в т.ч. ТЭЦ	135,0	135,0	125,0		395,0
ОЭС Урала					
ТЭС	50,0	315,0	957,0		1322,0
в т.ч. ТЭЦ	50,0	115,0	134,0		299,0
КЭС		200,0	823,0		1023,0
ОЭС Сибири					
ТЭС	25,0	165,0	190,0		380,0
в т.ч. ТЭЦ	25,0	165,0	90,0		280,0
КЭС			100,0		100,0
ОЭС Востока					
ТЭС			30,0	48,0	78,0
в т.ч. КЭС			30,0	48,0	78,0

Рисунок 5.4. Объемы дополнительно выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования, не включенного в инвестиционные программы

Изменение мощности действующих электростанций ЕЭС России с учетом вывода из эксплуатации устаревшего оборудования, планируемого присоединения (отсоединения) мощностей и изменения установленной мощности генерирующего оборудования после проведения реконструкции и модернизации представлено в таблице 5.5 и на рисунке 5.5. Установленная мощность действующих электростанций по ЕЭС России к 2018 году снизится на 10375,2 МВт (с 218235,8 МВт в 2011 году до 207860,6 МВт в 2018 году).

Таблица 5.5. Изменение установленной мощности действующих электростанций ЕЭС России (без учета ввода новых генерирующих объектов), МВт

	ФАКТ	**ПРОГНОЗ**						
	2011 г.	**2012 г.**	**2013 г.**	**2014 г.**	**2015 г.**	**2016 г.**	**2017 г.**	**2018 г.**
Мощность действующих электростанций - всего	**218235,8**	**217556,9**	**217316,4**	**217424,3**	**214637,1**	**211732,0**	**208987,4**	**207860,6**
АЭС	24266,0	24266,0	24266,0	24266,0	24266,0	22849,0	21432,0	20992,0
ГЭС	44586,5	44628,3	44717,3	44791,3	44846,5	44942,7	45056,6	45144,3
ТЭС	149373,5	148652,8	148323,3	148357,2	145514,8	143930,5	142489,0	141714,5
ВИЭ	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Вывод из эксплуатации мощностей		**846,5**	**389,5**	**158,8**	**2918,4**	**3051,3**	**2923,5**	**1239,5**
АЭС		0,0	0,0	0,0	0,0	1417,0	1417,0	440,0
ГЭС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЭС		846,5	389,5	158,8	2918,4	1634,3	1506,5	799,5
ВИЭ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Присоединение (+), отсоединение (-)		**0,0**	**0,0**	**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	0,0	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		**0,0**	**6,0**	**60,7**	**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	6,0	60,7	0,0	0,0	0,0	0,0
ВИЭ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Реконструкция и модернизация		**167,6**	**143,0**	**206,0**	**131,2**	**146,2**	**178,9**	**112,7**
АЭС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС		41,8	89,0	74,0	55,2	96,2	113,9	87,7
ТЭС		125,8	54,0	132,0	76,0	50,0	65,0	25,0
ВИЭ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Примечание: в составе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) учитываются ветровые электростанции (ВЭС) и приливные электростанции (ПЭС), в составе гидроэлектростанций (ГЭС) учитываются также ГАЭС и малые ГЭС (ГЭС с установленной мощностью 25 МВт и менее).

Рисунок 5.5. Изменение установленной мощности действующих электростанций ЕЭС России

Объемы модернизации, перемаркировки и реконструкции генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации приведены, соответственно, в приложениях № 4, № 5 и № 6.

В 2011 году на электростанциях ЕЭС России было введено в эксплуатацию 4688,3 МВт. Структура вводов генерирующих мощностей по ОЭС и ЕЭС России в 2011 году приведена в таблице 5.6.

Таблица 5.6. Вводы мощности на электростанциях ЕЭС России в 2011 году

Электростанция	Станционный номер	Марка турбины	Установленная мощность, МВт	Фактическая дата ввода
ЕЭС России			**4688,3**	
ОЭС Северо-Запада			**932,0**	
Южная ТЭЦ-22	№4	ПГУ******	425	01.04.2011
ДЭС* Коми			0,3	01.11.2011
ТЭЦ СЛПК	№5У	ГТУ*******	87,7	01.12.2011
ТЭС-1 ОАО "Кондопога"	№1-3	ПР 13/15,8-3,4/1,5/0,6	48	01.12.2011
ДЭС Коми			1,15	01.01.2012
Первомайская ТЭЦ-14	№2	ПГУ	180	01.01.12
МГЭС "Ляскеля"	№1-6	СГ-800-16В2 УХЛ3	4,8	01.01.2012
Юго-Западная ТЭЦ	№1	ПГУ	185	01.01.2012
ОЭС Центра			**718,3**	
Мини-ТЭС Курьяновские очистные сооружения	№5	JMS 620	2,7	01.06.2011
ТЭЦ-26 Мосэнерго	№8	ПГУ	420,9	01.07.2011
Курская ТЭЦ СЗР	№1	ПГУ	116,9	01.07.2011

Электростанция	Станционный номер	Марка турбины	Установленная мощность, МВт	Фактическая дата ввода
Калужская ТЭЦ	№2	ГТУ	29,8	01.08.2011
ГТ-ТЭЦ** г.Щелково	№1-2	ГТУ	18	01.10.2011
ГТЭС*** Лыково	№1	ПГУ	130	01.11.2011
ОЭС Средней Волги			**6**	
Ромодановская ТЭЦ-4	№2	Р-6-35/5М	6	01.01.2012
ОЭС Юга			**543,9**	
Новочеркасская ГТ-ТЭЦ	№1-2	ГТ-009	18	01.04.2011
Егорлыкская ГЭС-2	№1-4	РО 45-В-190	14,2	01.05.2011
Астраханская ГРЭС****	№1	ПГУ	101,5	01.07.2011
Невинномысская ГРЭС	№14	ПГУ	410,2	01.07.2011
ОЭС Урала			**2447,1**	
Тюменская ТЭЦ-1	№2	ПГУ	190	01.02.2011
Уфимская ТЭЦ-1		ГТУ	18,7	01.03.2011
Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2 (Сургутнефтегаз)	№1-3	ГТУ	36	01.03.2011
Челябинская ТЭЦ-3	№ 3	ПГУ	206,3	01.06.2011
Сургутская ГРЭС-2	№7	ПГУ	396,9	01.08.2011
Сургутская ГРЭС-2	№8	ПГУ	400,2	01.08.2011
Яйвинская ГРЭС	№ 5	ПГУ	424,6	01.08.2011
Уфимская ТЭЦ-2	№ 1	ГТУ	49	01.08.2011
Тобольская ТЭЦ	№3,5	ПГУ	213,3	01.10.2011
Среднеуральская ГРЭС	№12	ПГУ	419	01.12.2011
Сургутнефтегаз (ГПЭС*****при ДНС-2)	№5,6	ГТУ	3,1	01.11.2011
Приобская ГТЭС	№5,6	ГТУ	90	28.12.2011
ОЭС Сибири			**41**	
Игольско-Таловая ГТЭС	№1-2	ГТУ	12	01.07.2011
ТЭЦ НКМК (бл.ст)	№ 4	ПТ-29/35-2,9/1	29	01.08.2011
		ВСЕГО	**4688,3**	

* - ДЭС - дизельная электростанция
** - ГТ-ТЭЦ - газотурбинная теплоэлектроцентраль
*** - ГТЭС - газотурбинная электрическая станция
**** - ГРЭС - государственная районная электростанция
***** - ГПЭС - газопоршневая электростанция
****** - ПГУ - парогазовая установка
******* - ГТУ – газотурбинная установка

Вводы новых генерирующих мощностей (с высокой вероятностью реализации) на электростанциях ЕЭС России в период 2012-2018 годов предусматриваются в объеме 40109,7 МВт, в т.ч. на АЭС – 12315,6 МВт, на ГЭС – 3830,2 МВт, на ГАЭС – 980 МВт и на ТЭС – 22983,2 МВт. При этом вводы на замену устаревшего оборудования планируются в объеме 1073,5 МВт. Из общего объема запланированных вводов генерирующих мощностей выделены генерирующие объекты с высокой вероятностью ввода, к которым для целей настоящего документа 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, по которым имеются заключенные договоры об осуществлении технологического присоединения.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России в период 2012-2018 годов представлены в таблице 5.7 и на рисунках 5.6 и 5.7.

Таблица 5.7. Вводы мощности на электростанциях ОЭС и ЕЭС России, МВт

	2012 г.	**2013 г.**	**2014 г.**	**2015 г.**	**2016 г.**	**2017 г.**	**2018 г.**	**Всего за 2012-2018 годы**
ЕЭС России	**10749,4**	**7267,0**	**9136,1**	**4844,8**	**3339,0**	**1624,2**	**3149,0**	**40109,7**
АЭС	1000,0		3148,8	2368,8	2364,0	1070,0	2364,0	12315,6
ГЭС	2004,4	1129,0	164,8	160,0		30,0	342,0	3830,2
ГАЭС	420,0	350,0	210,0					980,0
ТЭС	7325.0	5788.2	5612,5	2316,0	975,0	524,2	443,0	22983,9
в т.ч. ТЭЦ	4057,8	3542,4	2252,5	618,0	555,0	524,2	443,0	11992,9
КЭС	3264,4	2245,8	3360,0	1698,0	420,0			10988,2
дизельные	2,8							2,8
в т.ч. замена	61,5	150,0	115,0	185,0	185,0	257,0	120,0	1073,5
ГЭС						30,0		30,0
ТЭС	61,5	150,0	115,0	185,0	185,0	227,0	120,0	1043,5
в т.ч. ТЭЦ	61,5	150,0	115,0	185,0	185,0	227,0	120,0	1043,5
ОЭС Северо-Запада	**1253,8**	**410,0**	**70,0**	**1336,0**	**2364,0**	**66,0**	**2364,0**	**7863,8**
АЭС				1170,0	2364,0		2364,0	5898,0
ТЭС	1253,8	410,0	70,0	166,0		66,0		1965,8
в т.ч. ТЭЦ	560,0	410,0	70,0	166,0		66,0		1272,0
КЭС	691,0							691,0
дизельные	2,8							2,8
ОЭС Центра	**2914,4**	**2410,2**	**2471,8**	**1355,8**				**9152,2**
АЭС	1000,0		1198,8	1198,8				3397,6
ГАЭС	420,0	210,0	210,0					840,0
ТЭС	1494,4	2200,2	1063,0	157,0				4914,6
в т.ч. ТЭЦ	955,6	1816,4	643,0	157,0				3572,0
КЭС	538,8	383,8	420,0					1342,6
в т.ч. замена	61,5	50,0						111,5
ТЭС	61,5	50,0						111,5
в т.ч. ТЭЦ	61,5	50,0						111,5
ОЭС Средней Волги	**501,0**	**115,0**	**440,0**	**110,0**				**1166,0**
ТЭС	501,0	115,0	440,0	110,0				1166,0
в т.ч. ТЭЦ	501,0	115,0	110,0	110,0				836,0
КЭС			330,0					330,0
в т.ч. замена		35,0						35,0
ТЭС		35,0						35,0

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Всего за 2012-2018 годы
в т.ч. ТЭЦ		35,0						35,0
ОЭС Юга	**1136,8**	**1351,5**	**1404,8**		**420,0**	**1070,0**	**342,0**	**5725,1**
АЭС			1070,0			1070,0		2140,0
ГЭС	6,4	130,0	4,8				342,0	483,2
ГАЭС		140,0						140,0
ТЭС	1130,4	1081,5	330,0		420,0			2961,9
в т.ч. ТЭЦ	1130,4	332,0						1462,4
КЭС		749,5	330,0		420,0			1499,5
ОЭС Урала - всего	**2367,8**	**1559,0**	**3650,0**	**1763,0**	**65,0**	**273,2**		**9678,0**
АЭС			880,0					880,0
ГЭС						30,0		30,0
ТЭС	2367,8	1559,0	2770,0	1763,0	65,0	243,2		8768,0
в т.ч. ТЭЦ	547,0	749,0	1290,0	65,0	65,0	243,2		2959,2
КЭС	1820,8	810,0	1480,0	1698,0				5808,8
в т.ч. замена		65,0	115,0	65,0	65,0	42,0		352,0
ГЭС						30,0		30,0
ТЭС		65,0	115,0	65,0	65,0	12,0		322,0
в т.ч. ТЭЦ		65,0	115,0	65,0	65,0	12,0		322,0
ОЭС Сибири	**2525,8**	**1421,5**	**800,0**	**120,0**		**90,0**		**4957,3**
ГЭС	1998,0	999,0						2997,0
ТЭС	527,8	422,5	800,0	120,0		90,0		1960,3
в т.ч. ТЭЦ	314,0	120,0		120,0		90,0		644,0
КЭС	213,8	302,5	800,0					1316,3
в т.ч. замена				120,0		90,0		210,0
ТЭС				120,0		90,0		210,0
в т.ч. ТЭЦ				120,0		90,0		210,0
ОЭС Востока	**49,8**		**299,5**	**160,0**	**490,0**	**125,0**	**443,0**	**1567,3**
ГЭС			160,0	160,0				320,0
ТЭС	49,8		139,5		490,0	125,0	443,0	1247,3
в т.ч. ТЭЦ	49,8		139,5		490,0	125,0	443,0	1247,3
в т.ч. замена					120,0	125,0	120,0	365,0
ТЭС					120,0	125,0	120,0	365,0
в т.ч. ТЭЦ					120,0	125,0	120,0	365,0

Наиболее значительный объем вводов генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации до 2018 года планируется в ОЭС Урала (9678 МВт) и в ОЭС Центра (9152,2 МВт).

Рисунок 5.6. Вводы мощности на электростанциях ЕЭС России

Рисунок 5.7. Структура вводов мощности на электростанциях ЕЭС России по генерирующим компаниям

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по электростанциям ЕЭС России приведены в приложении № 7.

В соответствии с предложениями генерирующих компаний предполагаются дополнительные вводы генерирующей мощности на электростанциях ЕЭС России в объеме 14047,1 МВт, в т.ч. на ГЭС – 618,7 МВт, на ГАЭС – 155 МВт, на ТЭС –

12336 МВт и на ВИЭ – 937,4 МВт. Объемы дополнительных вводов генерирующих мощностей по предложениям компаний представлены в таблице 5.8 и на рисунке 5.8.

Таблица 5.8. Дополнительные вводы мощности на электростанциях, МВт

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Всего за 2012-2018 годы
ЕЭС России	**233,4**	**636,0**	**1676,0**	**1903,0**	**3862,6**	**3151,2**	**2584,9**	**14047,1**
ГЭС					110,6	103,2	404,9	618,7
ГАЭС							155,0	155,0
ТЭС	198,0	570,0	1597,0	1836,0	3685,0	2798,0	1652,0	12336,0
ВИЭ	35,4	66,0	79,0	67,0	67,0	250,0	373,0	937,4
ОЭС Северо-Запада		**30,0**	**150,0**	**500,0**		**180,0**	**134,0**	**994,0**
ГЭС							14,0	14,0
ТЭС		30,0	138,0	500,0		180,0	120,0	968,0
ВИЭ			12,0					12,0
ОЭС Центра			**371,0**	**182,0**	**175,0**	**565,0**	**587,0**	**1880,0**
ГАЭС							155,0	155,0
ТЭС			371,0	182,0	175,0	565,0	432,0	1725,0
ОЭС Средней Волги		**40,0**	**895,0**	**18,0**	**410,0**	**545,0**	**440,0**	**2348,0**
ТЭС		40,0	895,0	18,0	410,0	545,0	440,0	2348,0
ОЭС Юга	**35,4**	**66,0**	**67,0**	**67,0**	**252,7**	**404,1**	**422,9**	**1315,1**
ГЭС					75,7	37,1	172,9	285,7
ТЭС					110,0	117,0		227,0
ВИЭ	35,4	66,0	67,0	67,0	67,0	250,0	250,0	802,4
ОЭС Урала	**138,0**	**500,0**	**175,0**	**154,0**	**1019,9**	**721,6**	**661,4**	**3369,9**
ГЭС					0,9	0,6	1,4	2,9
ТЭС	138,0	500,0	175,0	154,0	1019,0	721,0	660,0	3367,0
ОЭС Сибири	**60,0**		**18,0**	**532,0**	**1572,0**	**735,5**	**216,6**	**3134,1**
ГЭС					34,0	65,5	216,6	316,1
ТЭС	60,0		18,0	532,0	1538,0	670,0		2818,0
ОЭС Востока				**450,0**	**433,0**		**123,0**	**1006,0**
ТЭС				450,0	433,0			883,0
ВИЭ							123,0	123,0

Рисунок 5.8. Дополнительные вводы мощности на электростанциях ЕЭС России

Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям ЕЭС России приведены в приложении № 8.

Дополнительные объемы модернизации и перемаркировки генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации приведены, соответственно, в приложениях № 9 и № 10.

Развитие атомной энергетики в период 2012-2018 годов предусматривается за счет установки новых энергоблоков на действующих АЭС (в том числе: энергоблоки № 3 и № 4 типа ВВЭР мощностью 1070 МВт в 2014 и 2017 годах на Ростовской АЭС, четвертый энергоблок типа БН-880 мощностью 880 МВт в 2014 году на Белоярской АЭС), ввода в промышленную эксплуатацию четвертого энергоблока типа ВВЭР мощностью 1000 МВт Калининской АЭС в 2012 году, а также сооружения новых АЭС. Сооружение АЭС на новых площадках предусматривается в:

ОЭС Северо-Запада – Балтийской АЭС в Калининградской области (с вводом энергоблоков № 1 и № 2 типа ВВЭР-1200 мощностью 1194 МВт в 2016 и 2018 годах) и Ленинградской АЭС-2 (взамен выбывающих в 2016 и 2017 годах энергоблоков по 1000 МВт на Ленинградской АЭС с вводом энергоблоков № 1-3 типа ВВЭР-1200 мощностью 1170 МВт в 2015, 2016 и 2018 годах);

ОЭС Центра – Нововоронежской АЭС-2 с вводом двух энергоблоков типа ВВЭР-1200 мощностью 1198,8 МВт в 2014 и 2015 годах.

Вводы мощности на ГЭС ЕЭС России в период 2012-2018 годов предусматриваются в объеме 3830,2 МВт.

В рассматриваемый перспективный период приоритетной задачей является завершение строительства ГЭС с высоким уровнем готовности к вводу в эксплуатацию.

Значительные вводы ГЭС в европейской части России предусматриваются в ОЭС Юга, в том числе завершение сооружения Гоцатлинской ГЭС каскада Зирани (2х50 МВт в 2013 году), Зеленчукской ГЭС-ГАЭС (2х70 МВт в 2013 году).

В связи с планируемым развитием атомной энергетики и, как следствие, увеличением потребности в маневренной мощности в европейской части России в период 2012-2018 годов предусматривается строительство Загорской ГАЭС-2 в энергосистеме Московской области и г. Москвы в ОЭС Центра (2х210 МВт в 2012 году и по 210 МВт в 2013 и 2014 годах) и Зеленчукской ГЭС-ГАЭС в энергосистеме Республики Карачаево-Черкессия в ОЭС Юга (2х70 МВт в 2013 году). Дополнительно предполагается сооружение Курской ГАЭС в энергосистеме Курской области в ОЭС Центра с вводом в эксплуатацию первого гидроагрегата 155 МВт в 2018 году.

В настоящее время ОАО «РусГидро» проводит работы по проектированию Ленинградской ГАЭС. Ввод первых двух агрегатов по 195 МВт в энергосистеме Ленинградской области и г. Санкт-Петербург предполагается в 2020 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 2018 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 ввода – на Юго-ЗападнойТЭЦ (ПГУ-300(Т)), Киришской ГРЭС (2хГТ-270), Правобережной ТЭЦ (ПГУ-450(Т)); дополнительно – на ТЭЦ «Морской Фасад» (ПГУ-500(Т));

в ОЭС Центра: с высокой вероятностью ввода – 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)); дополнительно – на ТЭЦ-25 ОАО «Мосэнерго» (ПГУ-420(Т)) и ГТЭС «Молжаниновка» (2хПГУ-240 (Т));

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

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

в ОЭС Урала: с высокой вероятностью ввода – на Уфимской ТЭЦ-5 (2хПГУ-220(Т)), Серовской ГРЭС (ПГУ-420), Ново-Березниковской ТЭЦ (ПГУ-230(Т)), Нижнетуринской ГРЭС (2хПГУ-230), Ново-Богословской ТЭЦ (ПГУ-230(Т)),

Уренгойской ГРЭС (ПГУ-450), Нижневартовской ГРЭС (2хПГУ-410), Няганской ГРЭС (3хПГУ-418), Ижевской ТЭЦ-1 (ПГУ-230(Т)), Челябинской ГРЭС (2хПГУ-248(Т)), Южно-Уральской ГРЭС-2 (3хПГУ-400), Пермской ГРЭС (ПГУ-410); дополнительно – на Ново-Салаватской ТЭЦ (ПГУ-410(Т)) и ПГУ в Тарко-Сале (2хПГУ-300);

в ОЭС Сибири: дополнительно – на Газовой ТЭС в Усть-Куте (2хПГУ-400) и Омской ТЭЦ-6 (ПГУ-428(Т));

в ОЭС Востока: дополнительно – на ТЭЦ Восточной нефтехимической компании (ПГУ-433(Т)) и Хабаровской ПГУ (2хПГУ-225(Т)).

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

в ОЭС Центра: с высокой вероятностью ввода – на Черепетской ГРЭС (2хК-214-130);

в ОЭС Юга: с высокой вероятностью ввода – на Новочеркасской ГРЭС (К- 330-240);

в ОЭС Урала: с высокой вероятностью ввода – на Троицкой ГРЭС (К-660-300); дополнительно – на Демидовской ТЭС (2хК-660-300);

в ОЭС Сибири: с высокой вероятностью ввода – на Березовской ГРЭС-1 (К-800-240) и Красноярской ТЭЦ-3 (Т-185-130); дополнительно – на Алтайской КЭС (К-330-240).

Развитие возобновляемых источников энергии в рассматриваемый перспективный период предполагается в основном за счет строительства ветровых электростанций (при условии реализации дополнительных вводов мощности), в том числе: ветропарка «Нижняя Волга» (2х250 МВт в 2017-2018 годах) и Приютненской ВЭС (с достижением установленной мощности 302,4 МВт к 2016 году) в ОЭС Юга, а также Дальневосточной ВЭС на о. Попова (23 МВт в 2018 году) и Дальневосточной ВЭС на м. Поворотный (100 МВт в 2018 году) в ОЭС Востока Также рассматривается строительство приливной Северной ПЭС (12 МВт) в ОЭС Северо-Запада.

В настоящее время Центральный энергорайон Якутской энергосистемы и Западный энергорайон Якутской энергосистемы 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-39,4 (157,6 МВт) в 2014 году и еще трех ГТ-39,4 (118,2 МВт) в 2016 году (по планам ОАО «РАО ЭС Востока»).

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

При составлении балансов мощности и электроэнергии Центральный и Западный энергорайоны Якутской энергосистемы, а также энергорайон г. Салехарда не учитывались в установленной мощности ОЭС и ЕЭС России.

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 262,3 МВт в данном регионе. В 2013 году предполагается присоединение энергорайона г. Салехард к ЕЭС России путем строительства ВЛ 220 кВ Салехард – Надым.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей (с учетом вводов мощности с высокой вероятностью реализации) установленная мощность электростанций ЕЭС России возрастет к 2018 году на 29734,5 МВт (13,6 %) и составит 247970,3 МВт. В период 2012–2018 годов в структуре генерирующих мощностей ЕЭС России возрастет доля АЭС с 11,1 % в 2011 году до 13,4 %, доля ГЭС и ГАЭС незначительно снизится с 20,5 % до 20,2 %, доля ТЭС снизится с 68,4 % до 66,4 %. Доля ВИЭ остается практически неизменной – 0,005% на уровне 2011 года и 0,004% в перспективный период 2012-2018 годов.

Структура установленной мощности электростанций по ОЭС и ЕЭС России в период 2012–2018 годов представлена в таблице 5.9 и на рисунке 5.9.

Таблица 5.9. Установленная мощность электростанций по ОЭС и ЕЭС России, МВт

	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ЕЭС России	**218235,8**	**228306,3**	**235333,0**	**244577,0**	**246634,6**	**247068,5**	**245948,1**	**247970,3**
АЭС	24266,0	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ГЭС	43386,5	45432,7	46650,7	46889,5	47104,7	47200,9	47344,8	47774,5
ГАЭС	1200,0	1620,0	1970,0	2180,0	2180,0	2180,0	2180,0	2180,0
ТЭС	149373,5	155977,8	161436,5	167082,9	166556,5	165947,2	165029,9	164698,4
в т.ч. ТЭЦ	82535,4	86089,8	89460,2	91727,6	90600,7	89723,4	89133,1	88854,6
КЭС	66699,4	69749,3	71837,6	75216,6	75817,1	76085,1	75758,1	75705,1
дизельные	138,7	138,7	138,7	138,7	138,7	138,7	138,7	138,7
ВИЭ	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
в т.ч. ВЭС	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
ПЭС	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
ОЭС Северо-Запада	**22466,6**	**23434,8**	**23849,8**	**23861,0**	**25071,5**	**26444,0**	**25445,0**	**27247,0**
АЭС	5760,0	5760,0	5760,0	5760,0	6930,0	8294,0	7294,0	9218,0
ГЭС	2928,4	2941,6	2946,6	2945,6	2945,6	2954,1	2962,6	2966,6
ТЭС	13771,8	14726,8	15136,8	15149,0	15189,5	15189,5	15182,0	15056,0
в т.ч. ТЭЦ	9878,2	10383,2	10793,2	10805,4	10845,9	10845,9	10838,4	10712,4
КЭС	3806,3	4256,3	4256,3	4256,3	4256,3	4256,3	4256,3	4256,3
дизельные	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3	87,3
ВИЭ	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
в т.ч. ВЭС	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
ПЭС	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
ОЭС Центра	**50322,9**	**53030,8**	**55312,0**	**57853,8**	**58804,6**	**57770,6**	**56948,6**	**56841,6**
АЭС	11834,0	12834,0	12834,0	14032,8	15231,6	14814,6	14397,6	14397,6
ГЭС	638,6	638,6	638,6	648,6	648,6	658,6	668,6	678,6
ГАЭС	1200,0	1620,0	1830,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0
ТЭС	36650,3	37938,2	40009,4	41132,4	40884,4	40257,4	39842,4	39725,4
в т.ч. ТЭЦ	20195,9	20995,5	22817,9	23460,9	23352,9	22865,9	22590,9	22473,9
КЭС	16454,4	16942,7	17191,5	17671,5	17531,5	17391,5	17251,5	17251,5
ОЭС Средней Волги	**25817,7**	**26202,0**	**26322,0**	**26783,0**	**26300,5**	**26056,5**	**26104,0**	**26119,0**

	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
АЭС	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	6796,0	6805,0	6835,0	6856,0	6890,5	6941,5	6989,0	7004,0
ТЭС	14949,5	15324,8	15414,8	15854,8	15337,8	15042,8	15042,8	15042,8
в т.ч. ТЭЦ	12631,5	13018,8	13108,8	13218,8	12701,8	12406,8	12406,8	12406,8
КЭС	2318,0	2306,0	2306,0	2636,0	2636,0	2636,0	2636,0	2636,0
ВИЭ	0,2	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	0,2
ОЭС Юга	**17773,0**	**18895,4**	**20283,9**	**21746,7**	**21246,9**	**21678,6**	**22671,5**	**23047,2**
АЭС	2000,0	2000,0	2000,0	3070,0	3070,0	3070,0	4140,0	4140,0
ГЭС	5582,6	5602,6	5769,6	5812,4	5825,1	5836,8	5854,7	6230,4
ГАЭС			140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0
ТЭС	10189,4	11291,8	12373,3	12723,3	12210,8	12630,8	12535,8	12535,8
в т.ч. ТЭЦ	3742,0	4808,4	5140,4	5160,4	5180,4	5180,4	5085,4	5085,4
КЭС	6447,4	6483,4	7232,9	7562,9	7030,4	7450,4	7450,4	7450,4
ВИЭ	1,0	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	1,0
ОЭС Урала	**45721,0**	**47978,6**	**49465,6**	**53061,6**	**53904,2**	**53545,9**	**53762,1**	**53616,1**
АЭС	600,0	600,0	600,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	1831,5	1837,5	1849,5	1855,5	1858,5	1868,5	1908,5	1928,5
ТЭС	43287,3	45538,9	47013,9	49723,9	50563,5	50195,2	50371,4	50205,4
в т.ч. ТЭЦ	15904,5	16316,8	16981,8	18211,8	17528,4	17160,1	17311,3	17120,3
КЭС	27382,8	29222,1	30032,1	31512,1	33035,1	33035,1	33060,1	33085,1
ВИЭ	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
в т.ч. ВЭС	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
ОЭС Сибири	**46925,0**	**49505,3**	**50913,3**	**51826,0**	**51719,0**	**51724,0**	**51719,0**	**51674,0**
ГЭС	22269,4	24267,4	25271,4	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25291,4
ТЭС	24655,6	25237,9	25641,9	26554,6	26442,6	26442,6	26432,6	26382,6
в т.ч. ТЭЦ	16378,8	16712,8	16836,8	16949,5	17037,5	17037,5	17027,5	16977,5
КЭС	8230,5	8478,8	8758,8	9558,8	9358,8	9358,8	9358,8	9358,8
дизельные	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3
ОЭС Востока	**9209,6**	**9259,4**	**9186,4**	**9444,9**	**9587,9**	**9848,9**	**9297,9**	**9425,4**
ГЭС	3340,0	3340,0	3340,0	3500,0	3660,0	3660,0	3675,0	3675,0
ТЭС	5869,6	5919,4	5846,4	5944,9	5927,9	6188,9	5622,9	5750,4
в т.ч. ТЭЦ	3804,5	3854,3	3781,3	3920,8	3953,8	4226,8	3872,8	4078,3
КЭС	2060,0	2060,0	2060,0	2019,0	1969,0	1957,0	1745,0	1667,0
дизельные	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1

Рисунок 5.8. Структура установленной мощности на электростанциях ЕЭС России

5.1. На следующих территориях ЕЭС России технологически необходимо сооружение генерирующих объектов, отсутствующих в планах каких-либо собственников.

5.1.1. Юго-западный энергорайон энергосистемы Краснодарского края

Электроснабжение потребителей Юго-западного энергорайона энергосистемы Краснодарского края осуществляется по контролируемому сечению «Юго-Запад», состоящему из следующих линий электропередачи:

- ВЛ 500 кВ Тихорецк – Кубанская;
- ВЛ 220 кВ Афипская – Кубанская;
- ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Кирилловская;
- ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Славянская;
- ВЛ 110 кВ Ильская – Холмская;
- ВЛ 110 кВ Новомышастовская – ВНИИРИС;
- ВЛ 110 кВ Забойская – Гривенская.

Основные показатели баланса мощности Юго-западного энергорайона на перспективу до 2018 года приведены в таблице 5.10.

При определении максимально допустимых перетоков (МДП) в контролируемом сечении «Юго-Запад» учтено:

- строительство ВЛ 500 кВ Кубанская – Центральная (2012 год);
- ввод в работу автотрансформатора (АТ) номер 3 220/110 кВ на подстанции (ПС) 220 кВ Крымская (2012 год);
- ввод в работу 3 автотрансформаторной группы (АТГ) 500/220 кВ на ПС 500 кВ Кубанская (2013 год);

- ввод в работу ПС 220 кВ Бужора с заходами ВЛ 110 кВ и 220 кВ (2012 год);
- строительство ВЛ 220 кВ Бужора – Кубанская (в габаритах 500 кВ) (2014 год);
- строительство ПС 500 кВ Анапа (Бужора) с ВЛ 500 кВ Анапа (Бужора) – Андреевская (2017 год).

Снижение располагаемой мощности электростанций начиная с 2013 года связано с возможным демонтажем неэкономичных Мобильных ГТУ.

Таблица 5.10. Баланс мощности Юго-Западного энергорайона на 2012–2018 годы, МВт

	2012 г.	**2013 г.**	**2014 г.**	**2015 г.**	**2016 г.**	**2017 г.**	**2018 г.**
Потребление мощности	950	1 200	1 400	1 450	1 600	1 650	1 750
Располагаемая мощность электростанций	73	28	28	28	28	28	28
Покрытие спроса (переток в сечении Юго-Запад)	877	1 172	1 372	1 422	1 572	1 622	1 722
МДП в нормальной схеме	1400	1400	1400	1400	1400	1800	1800
Запас по пропускной способности сечения «Юго-Запад» в нормальной схеме	523	228	28	**-22**	**-172**	178	78
МДП в ремонтной схеме (откл. ВЛ 500 кВ)	1000	1000	1000	1000	1000	1400	1400
Запас по пропускной способности сечения «Юго-Запад» в ремонтной схеме	123	**-172**	**-372**	**-422**	**-572**	**-222**	**-322**

Анализ баланса мощности Юго-Западного энергорайона на перспективу до 2018 года показывает на наличие непокрываемого дефицита активной мощности:

- в нормальной схеме – на этапе 2015 года;
- в единичной ремонтной схеме (ремонт ВЛ 500 кВ Тихорецк – Кубанская) – на этапе 2013 года.

Максимальная величина дефицита наблюдается на этапе 2016 года и составляет 172 МВт (для нормальной схемы) и 572 МВт (для единичной ремонтной схемы).

Учитывая изложенное, для обеспечения надежного электроснабжения потребителей и обеспечения возможности демонтажа неэкономичных Мобильных ГТУ, в Юго-Западном энергорайоне необходимо строительство тепловой электростанции установленной мощностью до 600 МВт, в том числе не менее 200 МВт (2х100 МВт) в Новороссийском энергоузле Юго-Западного энергорайона.

5.1.2. Энергосистема Республики Тыва

Электроснабжение потребителей на территории Республики Тыва осуществляется по контролируемому сечению «Красноярск, Хакасия - Тыва», состоящему из следующих линий электропередачи:

- ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран с отпайкой на ПС 220 кВ Ергаки;

- ВЛ 220 кВ Абаза – Ак-Довурак.

Потребление на территории энергосистемы Республика Тыва в осенне-зимний период (ОЗП) 2012/2013 (с учетом перетока активной мощности в западный энергорайон энергосистемы Монголии) прогнозируется на уровне 174 МВт.

Суммарная мощность генерирующего оборудования, находящегося на территории энергосистемы Республики Тыва, составляет 62 МВт, в том числе:

- Кызылская ТЭЦ – 17 МВт;
- Мобильная ГТЭС – 45 МВт (ввод в работу осуществляется в период прохождения максимума нагрузки и в послеаварийных режимах).

Установка второй Мобильной ГТЭС (мощностью 22,5 МВт) выполнена в июне 2011 года из-за непокрываемого дефицита активной мощности на территории энергосистемы.

Учитывая:

- прогнозируемый рост потребления на территории энергосистемы (в том числе за счет энергоемких горно-обогатительных комбинатов);
- необходимость вывода из эксплуатации находящейся в неудовлетворительном техническом состоянии Кызылской ТЭЦ;
- необходимость вывода из работы неэкономичного оборудования Мобильных ГТЭС;
- высокую вероятность смещения сроков сооружения ВЛ 220 кВ Чадан – Кызылская и ВЛ 220 кВ Шушенская – Туран – Кызылская;
- необходимость учета при определении области допустимых режимов работы питающих связей энергосистемы нормативного возмущения, связанного с аварийным отключением двух линий электропередачи, проходящих в общем коридоре,

в целях обеспечения допустимых электроэнергетических режимов в энергосистеме Республики Тыва при различных нормативных возмущениях, на территории энергосистемы Республики Тыва требуется строительство тепловой электростанции установленной мощностью не менее 110 МВт.

5.1.3. Бодайбинский и Мамско-Чуйский энергорайоны энергосистемы Иркутской области

Электроснабжение потребителей Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов энергосистемы Иркутской области осуществляется по контролируемому сечению «Таксимо – Мамакан», состоящему из следующих линий электропередачи:

- ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан;
- ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамаканская ГЭС.

Существующая пропускная способность контролируемого сечения (после выполнения перевода ВЛ Таксимо – Мамакан на напряжение 220 кВ) – 65 МВт не позволяет обеспечить надежное электроснабжение потребителей Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов.

Прогнозируемый дефицит активной мощности указанных энергорайонов (81 МВт), определяемый прогнозным потреблением на ОЗП 2012/2013 (87 МВт) и характерной для зимнего периода генерацией Мамаканской ГЭС (6 МВт) превышает МДП в нормальной схеме на 16 МВт, а в единичной ремонтной (послеаварийной) схеме – на 26 МВт.

В целях минимизации объема ввода графиков аварийного ограничения режима потребления в нормальной схеме электрической сети в 2012 году на связях Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов с Иркутской энергосистемой осуществлялась длительная работа в вынужденном режиме с существенными рисками полного погашения потребителей энергорайонов при единичном аварийном возмущении.

Реализация технологических мероприятий, по снижению рисков нарушения электроснабжения в регионах с высокими рисками нарушения электроснабжения, в целях обеспечения надежного электроснабжения регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения разработанных и рекомендованных к осуществлению Министерством энергетики Российской Федерации, позволит снизить, но не исключить необходимость ввода графиков аварийного ограничения режима потребления.

Учитывая значительный объем технических условий на технологическое присоединение потребителей в указанных районах (в объеме более 250 МВт), на территории Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов необходимо строительство тепловой электростанции установленной мощностью не менее 200 МВт в совокупности с развитием электрической сети 220 кВ.

5.1.4. Энергосистема Чеченской Республики

Электроснабжение потребителей Чеченской Республики в составе юго-восточной части ОЭС Юга осуществляется по ВЛ 330-500 кВ, входящим в состав нескольких последовательных контролируемых сечений:

- ОЭС – Дагестан (МДП – 550 МВт);
- Терек (МДП – 1200 МВт);
- Восток (МДП – 2300 МВт).

В период прохождения ОЗП 2011/2012 в вышеуказанных контролируемых сечениях осуществлялась длительная работа в вынужденном режиме с перетоками активной мощности, превышающими максимально допустимое значение. Это явилось следствием недостаточного объема тепловой генерации на электростанциях в юго-восточной части ОЭС Юга, недостаточными запасами гидроресурсов (связанными с традиционно низкой приточностью на ГЭС в зимний период) и значительным ростом электропотребления, в том числе по территории Чеченской Республики.

Работа в вынужденном режиме привела к увеличению с 1 (в ОЗП 2010/2011) до 8 (в ОЗП 2011/2012) количества отключений нагрузки потребителей устройствами противоаварийной автоматики, однако позволило не допустить ввода графиков аварийного ограничения режима потребления в юго-восточной части ОЭС Юга.

Электроснабжение потребителей Республики Дагестан, Чеченской республики, Республики Ингушетия, Республики Северная Осетия – Алания осуществляется по контролируемому сечению «Терек», состоящему из следующих линий электропередачи:

- ВЛ 330 кВ Невинномысск – Владикавказ-2;
- ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Моздок;
- ВЛ 330 кВ Буденновск – Чирюрт.

Максимально допустимый переток в контролируемом сечении «Терек» составляет:

- 1200 МВт – в нормальной схеме электрической сети;
- 750 МВт – в схеме отключенного состояния ВЛ 330 кВ Невинномысск – Владикавказ-2.

При аварийном отключении одной из ВЛ 330 кВ, входящих в контролируемое сечение, требуется использование резервов мощности ГЭС, объем и возможность продолжительной реализации которых существенно ограничены вследствие недостаточности гидроресурсов на длительном интервале времени, с последующим вводом графиков аварийного ограничения режима потребления.

Основные показатели баланса мощности юго-восточной части ОЭС Юга на перспективу до 2018 года приведены в таблице 5.11.

При определении МДП в контролируемом сечении «Терек» учтено:

- строительство ВЛ 330 кВ Артем – Моздок с ПС Артем и заходами ВЛ 330 кВ Чирюрт – Махачкала (2012 год);
- строительство ВЛ 500 кВ Невинномысск – Моздок (2015 год);
- строительство ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 (2015 год).

Таблица 5.11. Баланс мощности юго-восточной части ОЭС Юга, МВт

	2012 г.	**2013 г.**	**2014 г.**	**2015 г.**	**2016 г.**	**2017 г.**	**2018 г.**
Потребление мощности с учетом коэффициента совмещения *	2061	2138	2202	2326	2394	2481	2569
Экспорт (Южная Осетия)	35	35	35	35	35	35	35
Требуемая мощность	2096	2173	2237	2361	2429	2516	2604
Установленная мощность	1926	2042	2058	2058	2058	2061	2407
Располагаемая мощность **	700	715	715	715	715	715	742
Переток по сечению «Терек»	1396	1458	1522	1646	1714	1801	1862
Пропускная способность сечения «Терек» в нормальной схеме	1200	1200	1200	1700	1700	1700	1700
Запас перетока по сечению «Терек» в нормальной схеме	-196	-258	-322	54	-14	-101	-162
Пропускная способность сечения «Терек» в ремонтной схеме сети	750	750	750	1400	1400	1400	1400

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Запас перетока по сечению «Терек» в ремонтной схеме сети	-646	-708	-772	-246	-314	-401	-462

* - прогноз потребления приведен для среднемноголетней температуры наружного воздуха

** - располагаемая мощность ГЭС принята по усредненным фактическим режимам работы в отопительный период 2011/2012 года с учетом имеющихся ограничений гидроресурсов Сулакского каскада

Обеспечение надежного электроснабжения потребителей возможно за счет сооружения тепловой электростанции в юго-восточной части ОЭС Юга установленной мощностью не менее 400 МВт (2*200 МВт).

Сооружение указанной электростанции позволит в период до 2014 года исключить необходимость ввода графиков аварийного ограничения режима потребления в юго-восточной части ОЭС Юга и перехода на работу в вынужденном режиме в нормальной схеме электрической сети, при этом потребуется реализация дополнительных мероприятий по управлению электроэнергетическим режимом в послеаварийных и ремонтных схемах. В период после 2014 года (вплоть до 2017 года) наличие дополнительной генерирующей мощности в юго-восточной части ОЭС Юга (не менее 400 МВт) позволит обеспечить надежное электроснабжение потребителей и допустимые параметры электроэнергетического режима как в нормальной, так и в единичной ремонтной схеме.

Наиболее оптимальным местом размещения тепловой электростанции (установленной мощностью не менее 2*200 МВт) является энергосистема Чеченской Республики в связи со следующим:

- энергосистема Чеченской Республики характеризуется недостаточно надежной схемой электроснабжения. В настоящее время электроснабжение потребителей осуществляется от ПС 330 кВ Грозный, а также по слабым связям 110 кВ со смежными энергосистемами. Погашение ПС 330 кВ Грозный приведет к невозможности осуществления электроснабжения потребителей Чеченской Республики в полном объеме;
- наличие готовой площадки для сооружения ТЭС (на площадке бывшей Грозненской ТЭЦ-3);
- возможность выдачи мощности в сеть 110 и 330 кВ с минимальным объемом сетевого строительства;
- возможность бесперебойного получения резервного (аварийного) топлива от планируемого Грозненского НПЗ;
- возможность повышения эффективности производства электроэнергии за счет применения когенерации с отпуском пара промышленных параметров Грозненскому НПЗ.

Сооружение электростанции в энергосистеме Чеченской Республики позволит не только повысить надежность электроснабжения потребителей Республики, но и, в совокупности с предусмотренных сетевым строительством, обеспечить допустимость электроэнергетических режимов работы юго-восточной части ОЭС Юга.

6. Балансы мощности и электрической энергии ОЭС и ЕЭС России на 2012-2018 годы

Балансы мощности по ОЭС Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Юга и Урала рассчитаны на час прохождения совмещенного максимума потребления в ЕЭС России. По ОЭС Сибири и ОЭС Востока рассмотрены перспективные балансы мощности и на час совмещенного максимума ЕЭС и на час прохождения собственного максимума ОЭС. В сводном балансе мощности по ЕЭС России максимум потребления ОЭС Сибири и ОЭС Востока учтены на совмещенный максимум потребления ЕЭС России.

При прогнозируемом совмещенном максимуме потребления, нормативном расчетном резерве мощности и заданных объемах экспорта мощности спрос на мощность по ЕЭС России увеличится с ожидаемого 188142,9 МВт в 2012 году до 214498 МВт на уровне 2018 года.

Балансы мощности разработаны для варианта развития генерирующих мощностей, имеющих только высокую вероятность вводов (глава 5), величина которых составит 40109,7 МВт за период 2012–2018 годов.

В целом по ЕЭС России установленная мощность электростанций при заданном развитии генерирующих мощностей за 2012–2018 годы возрастет с фактической величины 218235,8 МВт в 2011 году на 29734,5 МВт и составит 247970,3 МВт в 2018 году. В структуре установленной мощности доля АЭС увеличится относительно фактических 11,1 % в 2011 году до прогнозных 13,4 % в 2018 году, доля ТЭС снизится с 68,4 % до 66,5 %, доля мощности ГЭС (с учетом ГАЭС и малых ГЭС) характеризуется стабильностью с незначительным снижением с 20,5 % до 20,1 %.

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

- ограничения мощности действующих электростанций всех типов в период зимнего максимума потребления;
- неучастие в покрытии максимума нагрузки мощности оборудования, введенного после прохождения максимума нагрузки;
- наличие в отдельные годы «запертой» мощности в ряде регионов, которая из-за недостаточной пропускной способности электрических сетей не может быть выдана в смежные энергосистемы и ОЭС;
- негарантированность использования мощности возобновляемых источников энергии в час максимума потребления (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 17145,7 МВт в 2012 году до 15408,4 МВт в 2018 году.

Прогнозные ежегодные объемы вводов генерирующего оборудования после прохождения зимнего максимума в 2012–2018 годах составляют от 1582,2 до 4534,2 МВт.

Избытки мощности в ряде энергосистем при недостаточной пропускной способности внешних электрических связей приводят к наличию «запертой» мощности. В период до 2018 года прогнозируется наличие «запертой» мощности в энергосистемах ОЭС Северо-Запада (энергосистемы Республики Коми, Архангельской и Мурманской областей) и в энергосистеме Иркутской области ОЭС Сибири. Величина «запертой» мощности с ростом потребления и развитием электрических связей снижается с 2580 МВт в 2012 году до 340 МВт в 2018 году.

Располагаемая мощность ветровых электростанций в период прохождения максимума нагрузки принимается равной нулю.

Величина мощности, не участвующая в результате названных выше факторов в балансе на час прохождения максимума потребления по ЕЭС России, изменяется в диапазоне 17318,1–22196,7 МВт, что составляет 7,0–9,7% от установленной мощности электростанций ЕЭС России.

В результате, в обеспечении балансов мощности может участвовать мощность электростанций ЕЭС России в размере 206059,8 МВт на уровне 2012 года и 229594,9 МВт на уровне 2018 года, что превышает спрос на мощность на 17916,9–27648 МВт в период 2012–2016 годов (порядка 9,5–14,1% от прогнозируемого спроса) и 17979–15096,9 МВт в 2017–2018 годах (8,5–7,0% от прогнозируемого спроса).

Баланс мощности по ЕЭС России без ОЭС Востока в период до 2018 года складывается с избытком резерва мощности в размере 12507,4-24252,4 МВт, что составляет 6,0-12,7% от спроса на мощность.

Баланс мощности по европейской части ЕЭС России (с ОЭС Урала) в 2012-2018 годах складывается с избытком резерва мощности в объеме 12925,6-20551,6 МВт (7,9-13,6%).

В приложении № 11 приведены перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России на 2012-2018 годы.

Сводные балансы мощности по ЕЭС России, а также ЕЭС России без ОЭС Востока и по европейской зоне ЕЭС России представлены в таблицах 6.1-6.3.

В приложении № 12 приведены данные по региональной структуре перспективных балансов мощности на 2012-2018 годы.

При прогнозируемой потребности в ОЭС Северо-Запада баланс мощности в 2012-2018 годах складывается с превышением нормативного резерва мощности

1307,4-3027 МВт, что составляет 6,7-14,5 % от спроса на мощность. С вводом мощности на Ленинградской АЭС-2 и Балтийской АЭС в ОЭС Северо-Запада создаются избытки нормативного резерва мощности, которые частично могут быть востребованы для обеспечения негарантированного объема экспорта.

В ОЭС Центра, Средней Волги, ОЭС Юга и ОЭС Урала при заданном развитии электростанций балансы мощности в 2012-2018 годах складываются с превышением нормативного расчетного резерва мощности.

Баланс мощности ОЭС Сибири на час прохождения максимума нагрузки ЕЭС в период 2012–2017 годов складывается с превышением нормативного резерва мощности на 130,8-3700,8 МВт (0,3-9,3 % от спроса на мощность). В 2018 году в энергообъединении возникает дефицит мощности в размере 418,2 МВт.

На час прохождения собственного максимума дефицит нормативного резерва мощности в ОЭС Сибири ожидается в 2012 году в размере 1091,9 МВт, который может быть покрыт из европейской части ЕЭС России в основном по электрическим связям Урал – Казахстан – Сибирь, а также частично по существующей линии 220 кВ Томск – Нижневартовск (возможность передачи в северные районы энергосистемы Томской области в объеме порядка 200 МВт).

Восстановление Саяно-Шушенской ГЭС, ввод Богучанской ГЭС и энергоблока № 3 (800 МВт) на Березовской ГРЭС позволит обеспечить бездефицитный баланс мощности ОЭС Сибири в 2013-2015 годах. Однако, с 2016 года баланс мощности ОЭС Сибири на час собственного максимума будет складываться с нарастающим дефицитом до 2709,2 МВт в 2018 году (5,9 % от спроса на мощность). Покрытие этого дефицита 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.

Баланс мощности ОЭС Востока на собственный максимум потребления до 2018 года складывается с превышением прогнозируемого спроса на мощность на 1003,5-2287,8 МВт (12,5-33,7 % от спроса на мощность). В состав вводов с высокой вероятностью реализации включена Уссурийская ТЭЦ, строительство которой имеет важное значение для обеспечения надежного электроснабжения потребителей юга Приморья.

Таблица 6.1. Баланс мощности ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1021483,0	1045605,0	1076435,0	1103701,0	1129942,0	1154808,0	1175301,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,1	2,4	2,9	2,5	2,4	2,2	1,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3280,0	4120,0	4279,0	4279,0	4279,0	4279,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	154279,0	158095,0	162356,0	166391,0	170340,0	173873,0	177071,0
Число часов использования максимума	час	6604	6593	6605	6607	6608	6617	6613
Экспорт мощности		2297,9	1176,0	1176,0	1176,0	1176,0	1176,0	1176,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	31566,0	32348,0	33225,0	34056,0	34882,0	35602,0	36251,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**188142,9**	**191619,0**	**196757,0**	**201623,0**	**206398,0**	**210651,0**	**214498,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	228306,3	235333,0	244577,0	246634,6	247068,5	245948,1	247970,3
АЭС	тыс.кВт	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ГЭС	тыс.кВт	47052,7	48620,7	49069,5	49284,7	49380,9	49524,8	49954,5
ТЭС	тыс.кВт	155977,8	161436,5	167082,9	166556,5	165947,2	165029,9	164698,4
ВИЭ	тыс.кВт	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	17145,7	15713,8	15599,5	15415,2	15378,0	15375,9	15408,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2471,0	4067,8	3892,5	4534,2	2364,0	1582,2	2627,0
Запертая мощность	тыс.кВт	2580,0	2028,0	680,0	640,0	390,0	360,0	340,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**206109,6**	**213523,4**	**224405,0**	**226045,2**	**228936,5**	**228630,0**	**229594,9**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**17966,7**	**21904,4**	**27648,0**	**24422,2**	**22538,5**	**17979,0**	**15096,9**

Таблица 6.2. Баланс мощности ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	989650,0	1012299,0	1042078,0	1067843,0	1093274,0	1117537,0	1137439,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,1	2,3	2,9	2,5	2,4	2,2	1,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3280,0	4120,0	4279,0	4279,0	4279,0	4279,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	149858,0	153558,0	157670,0	161438,0	165273,0	168730,0	171843,0
Число часов использования максимума	час	6587	6571	6583	6588	6589	6598	6594
Экспорт мощности		2295,9	1172,0	1172,0	1172,0	1172,0	1172,0	1172,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	30548,0	31303,0	32145,0	32915,0	33715,0	34417,0	35047,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**182701,9**	**186033,0**	**190987,0**	**195525,0**	**200160,0**	**204319,0**	**208062,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	219046,9	226146,6	235132,1	237046,7	237219,6	236650,2	238544,9
АЭС	тыс.кВт	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ГЭС	тыс.кВт	43712,7	45280,7	45569,5	45624,7	45720,9	45849,8	46279,5
ТЭС	тыс.кВт	150058,4	155590,1	161138,0	160628,6	159758,3	159407,0	158948,0
ВИЭ	тыс.кВт	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	17005,9	15574,0	15459,7	15275,4	15238,2	15236,1	15271,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2471,0	4067,8	3753,0	4534,2	2364,0	1457,2	2364,0
Запертая мощность	тыс.кВт	2580,0	2028,0	680,0	640,0	390,0	360,0	340,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**196990,0**	**204476,8**	**215239,4**	**216597,1**	**219227,4**	**219596,9**	**220569,4**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**14288,1**	**18443,8**	**24252,4**	**21072,1**	**19067,4**	**15277,9**	**12507,4**

Таблица 6.3. Баланс мощности европейской части ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	779816,0	798677,0	819069,0	836396,0	853832,0	871044,0	887749,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,0	2,4	2,6	2,1	2,1	2,0	1,9
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3280,0	4120,0	4279,0	4279,0	4279,0	4279,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	119486,0	122342,0	125081,0	127948,0	130512,0	133373,0	135999,0
Число часов использования максимума	час	6505	6501	6515	6504	6509	6499	6496
Экспорт мощности		2215,5	1092,0	1092,0	1092,0	1092,0	1092,0	1092,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	23855,0	24423,0	24965,0	25535,0	26055,0	26632,0	27160,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**145556,5**	**147857,0**	**151138,0**	**154575,0**	**157659,0**	**161097,0**	**164251,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	169541,6	175233,3	183306,1	185327,7	185495,6	184931,2	186870,9
АЭС	тыс.кВт	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ГЭС	тыс.кВт	19445,3	20009,3	20298,1	20348,3	20439,5	20563,4	20988,1
ТЭС	тыс.кВт	124820,5	129948,2	134583,4	134186,0	133315,7	132974,4	132565,4
ВИЭ	тыс.кВт	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	7190,8	7297,8	7183,5	6994,2	6952,0	6959,9	6990,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2364,3	3787,8	3753,0	4414,2	2364,0	1367,2	2364,0
Запертая мощность	тыс.кВт	980,0	830,0	680,0	640,0	390,0	360,0	340,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**159006,5**	**163317,7**	**171689,6**	**173279,3**	**175789,6**	**176244,1**	**177176,6**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**13450,0**	**15460,7**	**20551,6**	**18704,3**	**18130,6**	**15147,1**	**12925,6**

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 выводу из эксплуатации 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 период до 2016 года

9498 МВт, включая запланированный собственниками вывод из эксплуатации генерирующего оборудования в объеме 1024,5 МВт (подробнее – в Главе 5).

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.

В случае реализации дополнительного вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по заявкам генерирующих компаний, согласованных ОАО «СО ЕЭС» и Министерством энергетики Российской Федерации, дополнительное снижение установленной мощности оценивается 4596,8 МВт (глава 5).

Кроме того, возможен дополнительный вывод из эксплуатации генерирующего оборудования в объеме 2769,5 МВт, которое предлагалось к выводу генерирующими компаниями, но не было учтено при формировании инвестиционных программ на 2012-2014 годы (глава 5).

Балансы электрической энергии по ЕЭС и ОЭС России рассчитаны для варианта развития генерирующих мощностей с вводами высокой вероятностью реализации и сформированы с учетом следующих расчетных условий:

- потребность в электроэнергии по ЕЭС России формируется из величины электропотребления и прогнозируемого экспорта-импорта электроэнергии (сальдо экспорта-импорта) по энергообъединениям;
- 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 2012-2018 годах.

Структура производства электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России приведена в таблице 6.4.

Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России относительно фактических величин 2011 года (1019,4 млрд. кВт•ч) возрастет на 166,2 млрд. кВт•ч (до 1185,6 млрд. кВт•ч) в 2018 году. Прирост выработки будет обеспечен на 31% от АЭС, на 52% – от ТЭС и на 17% – от ГЭС.

Таблица 6.4. Структура производства электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

ОЭС	Единицы измерения	ПРОГНОЗ											
		2012 г.				2015 г.				2018 г.			
		АЭС	ГЭС	ТЭС	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	Всего
Северо-Запада	млрд. кВт•ч	37,5	12,7	57,5	107,7	35,5	12,7	57,1	105,3	46,9	12,7	55,7	115,3
	%	34,9	11,7	53,4	100,0	33,7	12	54,3	100,0	40,7	11	48,3	100,0
Центра	млрд. кВт•ч	89,0	3,4	154,0	246,4	108,3	4,4	153,3	266,0	108,4	4,4	166,3	279,1
	%	36,1	1,4	62,5	100,0	40,7	1,7	57,6	100,0	38,8	1,6	59,6	100,0
Средней Волги	млрд. кВт•ч	30,5	21,7	55,6	107,8	30,2	20,3	59,4	109,9	30,9	20,3	64,3	115,5
	%	28,3	20,1	51,6	100,0	27,5	18,5	54,0	100,0	26,7	17,6	55,7	100,0
Юга	млрд. кВт•ч	14,7	20,8	45,7	81,2	18,6	21,0	54,8	94,4	26,9	21,7	57,3	105,9
	%	18,1	25,6	56,3	100,0	19,7	22,2	58,1	100,0	25,4	20,5	54,1	100,0
Урала	млрд. кВт•ч	4,1	5,4	248,6	258,1	7,3	5,0	259,3	271,6	10,7	5,0	270	285,7
	%	1,6	2,1	96,3	100,0	2,7	1,8	95,5	100,0	3,8	1,7	94,5	100,0
Европейская часть ЕЭС	**млрд. кВт•ч**	175,9	64,0	561,4	801,3	199,9	63,3	583,9	847,1	223,8	64,1	613,6	901,5
	%	21,9	8,0	70,1	100,0	23,6	7,5	68,9	100,0	24,8	7,1	68,1	100,0
Сибири	млрд. кВт•ч	0,0	92,4	112,5	204,9	0,0	107,4	123,6	231,0	0,0	107,4	138,8	246,2
	%	0,0	45,1	54,9	100,0	0,0	46,5	53,5	100,0	0,0	43,6	56,4	100,0
Востока	млрд. кВт•ч	0,0	10,6	21,4	32,0	0,0	12,0	23,9	35,9	0,0	12,9	25,0	37,9
	%	0,0	33,2	66,8	100,0	0,0	33,3	66,7	100,0	0,0	34,0	66,0	100,0
ЕЭС России, всего	**млрд. кВт•ч**	175,9	167,0	695,3	1038,2	199,9	182,6	731,5	1114,0	223,8	184,3	777,5	1185,6
	%	16,9	16,1	67,0	100,0	17,9	16,4	65,7	100,0	18,9	15,5	65,6	100,0

Укрупненная структура изменения производства электрической энергии в ЕЭС России по типам электростанций в рассматриваемый период приведена в таблице 6.5 и рисунке 6.1.

Таблица 6.5. Укрупнённая структура производства электрической энергии в ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Единицы измерения	**Выработка электрической энергии 2011 г.**	**Прирост за 2012-2018 годы**	**Выработка электрической энергии 2018 г.**
Всего, в т.ч.	млрд. кВт•ч	1019,4	166,2	1185,6
	%	100,0	100,0	100,0
АЭС	млрд. кВт•ч	172,9	50,9	223,8
	%	16,9	30,6	18,9
ГЭС	млрд. кВт•ч	155,5	28,8	184,3
	%	15,3	17,3	15,5
ТЭС	млрд. кВт•ч	691,0	86,5	777,5
	%	67,8	52,1	65,6

Рисунок 6.1. Укрупнённая структура производства электрической энергии в ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

В прогнозируемой структуре производства электрической энергии по ЕЭС России доля АЭС увеличится с 16,9% в 2011 году до 18,9% в 2018 году, доля ГЭС - с 15,3% до 15,5%, доля ТЭС снизится с 67,8% до 65,6%, (таблица 6.4).

По энергообъединениям прогнозируется следующая динамика изменения структуры производства электрической энергии за период с 2011 по 2018 год:

- в ОЭС Северо-Запада значительный рост доли АЭС в производстве электрической энергии – с 36,5% в 2011 году до 40,7% в 2018 году и снижение доли ТЭС с 52,1% до 48,3%. При этом прогнозируемый прирост суммарного производства электрической энергии в ОЭС Северо-Запада за 2012-2018 годы (9,5 млрд. кВт•ч) обеспечивается от АЭС (8,3 млрд. кВт•ч), ТЭС (0,6 млрд. кВт•ч) и ГЭС (0,6 млрд.кВт•ч).
- в ОЭС Центра прирост выработки АЭС за рассматриваемый период составит 27 млрд. кВт•ч, при этом доля АЭС изменится с 34,0% в отчетном 2011 году до 38,8% в 2018 году. Снижение доли ТЭС оценивается 4,9% (с 64,5% в отчетном 2011 году до 59,6 % в 2018году);
- в ОЭС Средней Волги прирост потребности в электроэнергии будет обеспечен от ТЭС, долевое участие которых возрастет с 52,5 % (57,9 млрд. кВт.ч) в 2011 году до 55,7 % (64,3 млрд. кВт.ч) в 2018 году;
- в ОЭС Юга прирост доли АЭС в производстве электрической энергии за рассматриваемый период составит 11,1 млрд. кВт•ч (с 20% в 2011 году до 25,4% в 2018 году). Долевое участие ТЭС снизится с 56,9% в 2011 году до 54,1% в 2018 году при росте абсолютной величины выработки ТЭС с 44,9 млрд. кВт•ч до 57,3 млрд. кВт•ч;
- в ОЭС Урала доля АЭС в производстве электроэнергии с расширением Белоярской АЭС увеличится с 1,7% (4,2 млрд. кВт•ч) в 2011 году до 3,8% (10,7 млрд. кВт•ч) в 2018 году с соответствующем снижением на 2 % доли ТЭС (96,5 % в 2011 году до 94,5 % в 2018 году);
- в ОЭС Сибири долевое участие ТЭС увеличится с 55,8% в 2011 году до 56,4 % в 2018 году;
- в ОЭС Востока доля ТЭС в рассматриваемый период снизится с 68,3% в 2011 году до 66% в 2018 году.

В условиях маловодного года снижение выработки ГЭС ОЭС Сибири оценивается 11-12 млрд. кВт•ч, ГЭС ОЭС Востока - около 4 млрд. кВт•ч, что потребует дополнительной выработки на тепловых электростанциях соответствующих объемов электроэнергии (приложение № 13).

В целом по ЕЭС России баланс электрической энергии в 2012-2018 годах обеспечивается при следующем годовом числе часов использования установленной мощности АЭС и ТЭС (таблица 6.6, с округлением):

Таблица 6.6. Число часов использования установленной мощности электростанций ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Годовое число часов использования установленной мощности электростанций ЕЭС								
	ФАКТ		**ПРОГНОЗ**						
	2010 г.	**2011 г.**	**2012 г.**	**2013 г.**	**2014 г.**	**2015 г.**	**2016 г.**	**2017 г.**	**2018 г.**
АЭС	7000	7125	6960	7085	6380	6490	6960	7055	6720
ТЭС	4640	4630	4460	4350	4360	4390	4430	4610	4720

Годовая загрузка ТЭС для обеспечения баланса электроэнергии характеризуется числом часов использования установленной мощности, которое в ЕЭС России в период до 2018 года изменяется в диапазоне 4300-4700 часов/год.

При этом в ОЭС Северо-Запада число часов использования установленной мощности ТЭС будет составлять порядка 3600-3900 часов /год, в ОЭС Центра – 3700-4200 часов/год, в ОЭС Юга – 4000-4600 часов/год, в ОЭС Средней Волги – 3600-4300 часов/год, в ОЭС Урала – 5100-5500 часов/год, в ОЭС Сибири – 4400-5300 часов/год и в ОЭС Востока – 3600-4300 часов/год.

В приложении № 13 представлены перспективные балансы электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России на 2012-2018 годы, баланс электрической энергии по ЕЭС России – в таблице 6.7. Кроме того, в приложении № 14 приведены данные по региональной структуре перспективных балансов электрической энергии на 2012-2018 годы.

Таблица 6.7. Баланс электрической энергии ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	**Единицы измерения**	**ПРОГНОЗ**						
		2012 г.	**2013 г.**	**2014 г.**	**2015 г.**	**2016 г.**	**2017 г.**	**2018 г.**
Потребление электрической энергии	млрд. кВт•ч	1021,48	1045,60	1076,44	1103,70	1129,94	1154,81	1175,30
в том числе заряд ГАЭС	млрд. кВт•ч	2,58	3,28	4,12	4,28	4,28	4,28	4,28
Экспорт	млрд. кВт•ч	16,76	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31
Потребность	**млрд. кВт•ч**	**1038,24**	**1055,91**	**1086,74**	**1114,01**	**1140,25**	**1165,11**	**1185,61**
Производство электрической энергии - всего	**млрд. кВт•ч**	**1038,24**	**1055,91**	**1086,74**	**1114,01**	**1140,25**	**1165,11**	**1185,61**
ГЭС	млрд. кВт•ч	167,04	174,11	177,22	182,60	183,55	183,55	184,33
АЭС	млрд. кВт•ч	175,89	179,00	181,40	199,90	220,80	221,40	223,80
ТЭС	млрд. кВт•ч	695,31	702,79	728,11	731,50	735,89	760,16	777,47
ВИЭ	млрд. кВт•ч	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Установленная	**МВт**	**228306,3**	**235333,0**	**244577,0**	**246634,6**	**247068,5**	**245948,1**	**247970,3**

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
мощность - всего								
ГЭС	МВт	47052,7	48620,7	49069,5	49284,7	49380,9	49524,8	49954,5
АЭС	МВт	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ТЭС	МВт	155977,8	161436,5	167082,9	166556,5	165947,2	165029,9	164698,4
ВИЭ	МВт	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6962	7085	6384	6494	6959	7055	6719
ТЭС	час/год	4458	4353	4358	4392	4435	4606	4721

7. Прогноз спроса на топливо организаций электроэнергетики ЕЭС России (без учета децентрализованных источников) на период 2012-2018 годы.

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.

Оценка потребности тепловых электростанций России в органическом топливе формируется исходя из намечаемых уровней производства электрической и тепловой энергии (таблица 7.1).

Таблица 7.1. Производство электрической и тепловой энергии на ТЭС ЕЭС России в 2012-2018 годах

	ПРОГНОЗ						
	2012 г.	**2013 г.**	**2014 г.**	**2015 г.**	**2016 г.**	**2017 г.**	**2018г.**
Выработка электрической энергии, млрд кВт•ч	695,3	702,8	728,1	731,5	735,9	760,2	777,5
Выработка электрической энергии, млрд кВт•ч *	695,3	716,8	742,5	746,9	751,3	775,6	792,9
Отпуск тепла ТЭС, млн Гкал	637,8	642,8	650,8	654,3	656,2	659,1	661,1

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

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

Изменение спроса на органическое топливо тепловых электростанций ЕЭС России (без учета децентрализованных источников) для рассматриваемого варианта представлено в таблице 7.2.

Таблица 7.2. Потребность тепловых электростанций ЕЭС России в органическом топливе в 2012-2018 годах

	ПРОГНОЗ						
	2012 г.	**2013 г.**	**2014 г.**	**2015 г.**	**2016 г.**	**2017 г.**	**2018 г.**
Потребность ТЭС в топливе, тыс.тут	304532	304717	310902	310431	310741	318978	324822
Газ	212811	214076	217110	216607	215535	221035	225152
Нефтетопливо	3456	3385	3356	3255	3230	3325	3372
Прочее топливо	8564	8672	8688	8725	8796	8706	8742
Уголь	79702	78583	81748	81843	83180	85912	87556
Потребность ТЭС в топливе, %	100	100	100	100	100	100	100
Газ	69,9	70,3	69,8	69,8	69,4	69,3	69,3
Нефтетопливо	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
Прочее топливо	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7
Уголь	26,2	25,8	26,3	26,4	26,8	26,9	27,0

Потребность в топливе тепловых электростанций ЕЭС России увеличивается с 305,9 млн.тут в 2010 году до 324,8 млн.тут в 2018 году, в том числе газ с 210,2 млн.тут до 225,2 млн.тут, уголь с 81,3 млн.тут до 87,6 млн.тут, нефтетопливо уменьшается с 5,5 млн.тут до 3,4 млн.тут, прочее топливо остается на уровне 8,8-8,6 млн.тут на весь расчетный период.

Прирост потребности ТЭС в топливе в 2018 году составит 18,9 млн.тут по отношению к 2010 году, т.е. 6,2%. При этом удельные расходы топлива на отпущенную электрическую энергию будут снижаться с 335,8 г/кВт•ч в 2010 года до 310,4 г/ кВт•ч в 2018 году.

Структура топлива на весь рассматриваемый период практически не меняется. Основная доля в структуре топлива - газ. Его доля составляет 70-69%.

В варианте с гарантированной выработкой на ГЭС Сибири и Востока при маловодных условиях дополнительно потребуется топлива в 2013 году 4,4 млн. тут (из них на ТЭС ОЭС Сибири – 3,3 млн. тут, на ТЭС ОЭС Востока – 1,1 млн. тут), в 2014 году – 4,5 млн. тут (из них на ТЭС ОЭС Сибири – 3,4 млн. тут, на ТЭС ОЭС Востока – 1,1 млн. тут), в 2015-2016 годах – 4,8 млн. тут (3,0 млн. тут на ТЭС ОЭС Сибири, 1,2 млн. тут на ТЭС ОЭС Востока и 0,6 млн. тут на ТЭС ОЭС Урала), в 2017-2018 годах – 4,7 млн. тут (2,1 млн. тут на ТЭС ОЭС Сибири, 1,2 млн. тут на ТЭС ОЭС Востока и 1,4 млн. тут на ТЭС ОЭС Урала).

Прогноз потребности тепловых электростанций в различных видах органического топлива по ОЭС приведен в таблице 7.3.

Таблица 7.3. Потребность тепловых электростанций в органическом топливе по ОЭС в 2012-2018 годах

ОЭС	Годы	Расход топлива, тыс.тут	Газ	Нефте-топливо	Прочее топливо	Уголь
ОЭС Северо-Запада	2012	27073	21631	1246	1773	2422
	2013	25714	20446	1164	1786	2319
	2014	26260	20852	1153	1790	2466
	2015	26447	20891	1137	1794	2626
	2016	26106	20542	1121	1801	2642
	2017	25938	20366	1160	1797	2614
	2018	26366	20905	1178	1805	2477
ОЭС Центра	2012	64979	57379	408	2999	4193
	2013	63945	56118	376	3117	4334
	2014	64466	56432	358	3117	4558
	2015	62345	54678	324	3128	4215
	2016	60912	53417	305	3158	4032
	2017	63930	56486	306	3041	4098
	2018	66440	58789	319	3049	4284
ОЭС Средней Волги	2012	29619	28852	638	52	77
	2013	29326	28557	642	50	76
	2014	29929	29153	650	51	77
	2015	30363	29586	648	52	77
	2016	30189	29414	647	51	77
	2017	31801	30983	688	52	77
	2018	32168	31341	697	52	77
ОЭС Юга	2012	17802	16048	96	11	1647
	2013	19304	17459	160	8	1677
	2014	20770	18779	156	8	1827
	2015	20938	18617	90	8	2222
	2016	21336	18994	91	8	2243
	2017	21383	19039	92	8	2243
	2018	21508	19144	94	8	2261
ОЭС Урала	2012	99765	82679	571	1520	14994
	2013	101041	83652	569	1520	15300
	2014	101142	83366	568	1520	15688
	2015	100132	83844	577	1520	14190
	2016	99737	83923	577	1520	13717
	2017	100557	84852	577	1495	13634
	2018	101820	85646	576	1495	14103
ОЭС Сибири	2012	54951	4445	459	2209	47838
	2013	54758	4408	448	2191	47711
	2014	57388	4971	448	2202	49767
	2015	58888	5162	455	2224	51047
	2016	61133	5510	466	2257	52899
	2017	63806	5699	479	2312	55316
	2018	64685	5766	485	2332	56101
ОЭС Востока	2012	10343	1776	37	0	8530
	2013	10630	3437	27	0	7166
	2014	10946	3557	24	0	7365
	2015	11319	3828	24	0	7467
	2016	11328	3735	24	0	7569
	2017	11563	3610	23	0	7929
	2018	11836	3561	23	0	8252

8. Развитие магистральных и распределительных сетей с учетом требований по обеспечению регулирования (компенсации) реактивной электрической мощности на 2012-2018 годы

Развитие электрической сети напряжением 220 кВ и выше ЕЭС России в период 2012-2018 годов будет связано с решением следующих задач, направленных на улучшение технической и экономической эффективности функционирования ЕЭС России:

- обеспечение внешнего электроснабжения новых крупных потребителей, а также обеспечение возможности увеличения роста нагрузок существующих потребителей за счет расширения производственных мощностей и (или) естественного роста нагрузок на перспективу;
- повышение надежности электроснабжения существующих потребителей,
- выдача мощности новых электростанций;
- выдача «запертой» мощности существующих электростанций;
- снятие сетевых ограничений в существующей электрической сети, а также исключение возможности появления «узких мест» на перспективу из-за изменения структуры сети и электростанций;
- развитие межсистемных связей для обеспечения эффективной работы ЕЭС России в целом;
- обеспечение запланированных поставок мощности и электроэнергии на экспорт/импорт;
- решение проблем, связанных с регулированием напряжения в электрической сети и обеспечением уровней напряжения в допустимых пределах;
- обновление силового оборудования, связанное с физическим и моральным старением основных фондов.

Предложения по развитию электрической сети напряжением 220 кВ и выше на период 2012-2018 годов сформированы на основе анализа существующего состояния и изменения энергетической ситуации в ЕЭС России на перспективу, результатов ранее выполненных работ по развитию ЕЭС, ОЭС и отдельных территориальных энергосистем, схем выдачи мощности электростанций и схем внешнего электроснабжения потребителей, работ, связанных с обоснованием необходимости сооружения электросетевых объектов, а также на основе 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 материалы инвестиционных программ ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК (или их проекты).

В период 2012 – 2018 годов намечается сооружение основных объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающих выдачу мощности следующих электростанций:

- АЭС: Балтийской АЭС, Калининской АЭС, Ростовской АЭС, Балаковской АЭС, Белоярской АЭС-2, Ленинградской АЭС-2, Нововоронежской АЭС-2;
- ТЭС: Нижневартовской ГРЭС, Уренгойской ГРЭС, Няганской ГРЭС, Сургутской ГРЭС-2, Южно-Уральской ГРЭС-2, Уфимской ТЭЦ-5, Серовской ГРЭС,

Троицкой ГРЭС, Ново-Богословской ТЭЦ, Ново-Березниковской ТЭЦ, Харанорской ГРЭС, ТЭЦ–12 ОАО «Мосэнерго», ТЭЦ–16 ОАО «Мосэнерго», ТЭЦ–20 ОАО «Мосэнерго», Череповецкой ГРЭС, Владимирской ТЭЦ-2, ПГУ на Тенинской котельной (г. Ярославль), Киришской ГРЭС, Кудепстинской ТЭС, Джубгинской (Туапсинской) ТЭС, ПГУ на территории Центральной котельной г. Астрахань, Ставропольской ГРЭС, Красноярской ТЭЦ-3, Березовской ГРЭС-1, Кузнецкой ТЭЦ, Уссурийской ТЭЦ;

- ГЭС и ГАЭС: 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 открытое распредилительное устройство (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.

Сооружение новых линий электропередачи 500 кВ будет 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.

Ниже представлены наиболее значимые вводы электросетевых объектов в период до 2018 года:

- в ОЭС Центра: две ВЛ 500 кВ Грибово – Дорохово с ПС 500 кВ Дорохово, ВЛ 500 кВ Дорохово – Панино с сооружением ПП 500 кВ Панино – для выдачи мощности Калининской АЭС, ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-2 – Елецкая (Борино), вторая ВЛ 500 кВ Нововоронежской АЭС-2 – Старый Оскол – 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 - переключательный пункт (ПП) Ожерелье, ОРУ 220 кВ на ПС 750 кВ Белый Раст с установкой АТ 500/220 кВ, ПС 500 кВ Бутырки с кабельной линией (КЛ) 500 кВ Бескудниково-Бутырки – для повышения надёжности электроснабжения потребителей Москвы и Московской области, ПС 500 кВ Софьино с заходами ВЛ 500 кВ Дорохово – Панино –для обеспечения возможности подключения потребителей новой территории г. Москва, ПС 500 кВ Обнинская с заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС - Калужская и ВЛ 500 кВ Дорохово – Обнинская - для повышения надежности электроснабжения потребителей северной части Калужской области, ПС 500 кВ Белобережская с заходами ВЛ 500 кВ Новобрянская – Елецкая - для повышения надежности электроснабжения потребителей Брянской области, ПС500 кВ РЛПЗ с заходами ВЛ 500 кВ РязанскаяГРЭС-Тамбовская – для электроснабжения Рязанского листопрокатного завода;

- в ОЭС Юга: ВЛ 500 кВ Кубанская – 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 Ростовской энергосистемы, ВЛ 500 кВ Ростовская – Андреевская с ПС 500 кВ Андреевская и заходами ВЛ 500 кВ Тихорецк – Кубанская - для повышения пропускной способности сети между энергосистемами Ростовской области и Краснодарского края с Республикой Адыгея, а также для 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, ВЛ 500 кВ Невинномысск – распределительный пункт (РП) Новосвободная и ВЛ 500 кВ Новосвободная – Черноморская для усиления питания потребителей Сочинского энергорайона, вторая ВЛ 500 кВ Волгодонская АЭС – Тихорецкая и ВЛ 500 кВ Волгодонская АЭС - Ростовская - для выдачи мощности энергоблоков №№ 3 и 4 Ростовской 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 свобо́дной экономи́ческой зо́ны (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 и обеспечения возможности присоединения новых потребителей Казанского энергоузла;

- в ОЭС Урала: заходы ВЛ 500 кВ Южная-Шагол на Белоярскую АЭС-2, заходы ВЛ 500 кВ РефтинскаяГРЭС – Козырево на одноцепных опорах на ПС 500 кВ Исеть, ВЛ 500 кВ Белоярская АЭС-2–Исеть с ПС 500 кВ Исеть – для выдачи мощности Белоярской АЭС-2, шлейфовый заход ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Шагол на распредилительное устройство РУ ЮУГРЭС-2 – для выдачи мощности ЮУГРЭС-2; ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Приваловская – для повышения надежности электроснабжения потребителей Кропачево-Златоустовского энергоузла и выдачи мощности Троицкой ГРЭС, заходы ВЛ 500 кВ Ильково-Луговая в ОРУ 500 кВ Няганской ГРЭС – для выдачи мощности Няганской ГРЭС, вторая цепь ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС - Белозерная – для выдачи мощности Нижневартовской ГРЭС, 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 повышения надежности электроснабжения потребителей Когалымского и Ноябрьского энергоузлов, ПС 500 кВ Святогор с заходами ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Магистральная – для повышения надежности электроснабжения электроустановок ОАО «НК «Роснефть»;

- в ОЭС Сибири: две ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Ангара, ПС 500 кВ Ангара, ВЛ 500 кВ Ангара – Камала, ВЛ 500 кВ Ангара – Озёрная, ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озёрная – для выдачи мощности Богучанской ГЭС, третья ВЛ 500 кВ Березовская ГРЭС-1 – Итатская - для выдачи мощности Березовской ГРЭС-1, ВЛ 500 кВ Алюминиевая - Абакан – Итатская - для повышения надежности электроснабжения Саянского и Хакасского алюминиевых заводов, 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; перевод на номинальное напряжение ВЛ 500 кВ Ключи - Гусиноозерская – ПП Петровск-Забайкальский - Чита с сооружением ПП 500 кВ Петровск-Забайкальский, ОРУ 500 кВ на ПС Чита, ПС 500 кВ Гусиноозерская с заходами ВЛ 500 кВ Ключи – ПП Петровск-Забайкальский - для повышения пропускной способности транзита Иркутск - Бурятия – Чита, ПС 500 кВ Усть-Кут, ВЛ 500 кВ Усть-Кут - Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская для повышения надежности электроснабжения потребителей Иркутской ЭС и зоны БАМа, ПС 500 кВ Озерная, ВЛ 500 кВ Тайшет – Озёрная, ВЛ 500 кВ Братский ПП - Озерная – для электроснабжения Тайшетского алюминиевого завода; вторая ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут - для обеспечения внешнего электроснабжения ВСТО-1;

- 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 (вторая ВЛ) – 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 2012-2018 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 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 330 кВ из энергосистемы Мурманской области в энергосистему Ленинградской области. Намечается сооружение ВЛ 330 кВ Лоухи – РП Путкинский– РП Ондский – 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, ВЛ 330 кВ Садовая – Сеймская – для повышения надежности электроснабжения г. Курск.

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, 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 ПС 330 кВ Гудермес 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 ПС.

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 (2015 год) с подвеской второй цепи ВЛ 220 кВ Тында – Чара (ОЭС Востока).

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 Печорская ГРЭС – Ухта – Микунь – Заовражье.

В ОЭС Центра предполагается сооружение двух ВЛ 220 кВ Калужская – Метзавод - для электроснабжения Калужского электрометаллургического завода, ВЛ 220 кВ Заря – Иваново – для электроснабжения Ковровского сталеплавильного завода и других потребителей Владимирской области, ПС 220 кВ Казинка с заходами двух цепей ВЛ 220 кВ Липецкая – Металлургическая – для электроснабжения особой экономической зоны «Липецк», значительное усиление электрической сети напряжением 220 кВ предусматривается в Московском регионе, в том числе сооружение ПС 220 кВ Сколково, ПС 220 кВ Смирново, ПС 220 кВ Минская – для электроснабжения инновационного центра «Сколково».

В ОЭС Юга развитие электрической сети 220 кВ предусматривается для выдачи мощности Джубгинской и Кудепстинской ТЭС, Центральной Котельной в г. Астрахань, 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 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 (Борская - Семеновская, Семеновская - Узловая), Нижнекамском энергоузле (ВЛ 220 кВ для внешнего электроснабжения нефтехимического и нефтеперерабатывающих заводов (НХ и НПЗ) в г. Нижнекамск. Кроме этого предусматривается локальное развитие электрической сети 220 кВ в остальных энергосистемах ОЭС Средней Волги.

В ОЭС Урала намечается ввести заходы одной цепи ВЛ 220 кВ БАЭС-Каменская на Белоярскую АЭС-2 – для выдачи мощности Белоярской АЭС-2, заходы ВЛ 220 кВ Красноленинский ГПЗ – Ильково на Няганскую ГРЭС, ВЛ 220 кВ Няганская ГРЭС – Картопья – для выдачи мощности Няганской ГРЭС, заходы ВЛ 220 кВ Сосьва - Краснотурьинск на Серовскую ГРЭС - для выдачи мощности Серовской ГРЭС, реконструкция ВЛ 220 (500) кВ Тарко-Сале - Уренгой, ВЛ 220 кВ УренгойскаяГРЭС - Уренгойская № 2, 1 и 2 цепь - для выдачи мощности Уренгойской ГРЭС и повышения надежности электроснабжения Северного и Ноябрьского энергорайонов, ВЛ 220 кВ Бузулукская - Красноармейская (Бузулукская – Куйбышевская, 2-я цепь) - для повышения надежности электроснабжения Бузулукского энергорайона Оренбургской области; ВЛ 220 кВ Лебяжье – Дубники - для повышения надежности электроснабжения потребителей Южного энергорайона энергосистем Кировской области и Республик Марий Эл ОЭС Средней Волги. Для внешнего электроснабжения трубопроводной системы «Заполярье - Пурпе» предполагается сооружение ПС 220 кВ Ермак (НПС-2) с шлейфовыми заходами одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Мангазея, одноцепной ВЛ 220 кВ Исконная - Ермак (НПС-2), ПС 220 кВ Славянская (ГНПС) с двумя одноцепными ВЛ 220 кВ Ермак (НПС-2) - Славянская (ГНПС). Для внешнего электроснабжения трубопроводной системы «Пурпе – Самотлор» предполагается сооружение ПС Андреевская (НПС-2) на напряжении 220 кВ и двух одноцепных ВЛ

220 кВ Янга-Яха - Андреевская (НПС-2), а также ПС 220 кВ Невская (НПС-3) с шлейфовыми заходами ВЛ 220 кВ Варьеган-Мачтовая.

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 ГОК; ВЛ 220 кВ Пеледуй - Чертово Корыто - Сухой Лог – Артемовская - Мамакан - для электроснабжения месторождений золота «Сухой Лог» и «Чертово Корыто»; двухцепная ВЛ 220 кВ БПП – Табь с ПС 220 кВ Табь (НПС № 3), две ВЛ 220 кВ БПП – Чукша с отпайками на ПС Табь и ПС 220 кВ Чукша (НПС № 2), ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Тира- Киренская с ПС 220 кВ Тира (НПС №7) и Киренская, ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Бобровка – Киренская с ПС 220 кВ Бобровка (НПС № 6), две ВЛ 220 кВ Киренская - Надеждинская с ПС 220 кВ Надеждинская (НПС № 8), ПС 220 кВ Рассоха (НПС № 9) с заходами ВЛ 220 кВ Надеждинская – Талаканская - 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;
- девяти ПС НПС № 20, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29 – в энергосистеме Амурской области;
- четырех ПС НПС № 30, 32, 33, 34, - в энергосистеме Хабаровской края;
- пяти ПС НПС № 10 (Талаканская), № 11 (Нюя), № 12, 13, 15 (Юрях) – 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 (Солянка) – НПС-15 (Юрях) – НПС-16 (Открытая) с установкой вставки несинхронной связи (ВНС) на ПС 220 кВ Олекминск.

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию магистральных и распределительных сетей напряжением 220 кВ и выше с учетом требований по обеспечению регулирования (компенсации) реактивной электрической мощности на 2012-2018 годы приведен в приложении № 15.

Всего за период 2012-2018 годов намечается ввод ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 43979,6 км, трансформаторной мощности 168201 МВА. Такой объем электросетевого строительства потребует 1729,5 млрд.руб. в прогнозных ценах с учетом НДС (18 %) и инфляционного удорожания за рассматриваемый расчетный период до 2018 года.

Карты-схемы размещения линий электропередачи, ПС напряжением 220 кВ и выше и электростанций по ОЭС ЕЭС России на 2012-2018 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 12.

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 220 кВ представлены в приложении № 16.

9. Предложения по развитию электрических сетей напряжением 220-750 кВ по энергосистеме Московской области и г. Москвы на период 2012-2018 годов

9.1. Основные характеристики энергосистемы.

Общими характеристиками, определяющими проблемы энергоснабжения крупных городов, являются значительная концентрация нагрузок, усиление электрических сетей и возрастание токов коротких замыканий. В ряде мегаполисов, в частности в Москве, эта ситуация дополнительно осложняется наличием внутригородских электростанций. В Москве сосредоточено значительное количество генерирующих объектов – более 20, обеспечивающих избыточный баланс мощности и электроэнергии города. В Московской энергосистеме имеются многочисленные связи 110, 220 и 500 кВ, в том числе 48 связей напряжением 110 кВ и выше со смежными энергосистемами ОЭС Центра.

Электрические сети, действующие в настоящее время на территории Московского региона, в основном обеспечивают условия для поставки и получения мощности и электроэнергии потребителям.

Вместе с тем, в электрических сетях остаются нерешенными проблемы и «узкие места», которые снижают техническую и экономическую эффективность функционирования Московской энергосистемы.

Основными проблемами Московской энергосистемы являются:

- повышенная загрузка автотрансформаторов 500/220, 500/110 кВ Московского кольца. Загрузка АТ ПС 500 кВ Пахра и Трубино находится в диапазоне значений 55 - 90 %;
- повышенная загрузка ряда кабельных и воздушных линий электропередачи и трансформаторов сети 220-110 кВ;
- возникновение перегрузок в сетях 110-220 кВ при отключении элементов сети 500 кВ;
- большие величины токов короткого замыкания (КЗ) и недостаточная отключающая способность выключателей 500, 220 и 110 кВ, необходимость применения различных мероприятий по их ограничению, в большинстве своем секционирования и разрывов электрической сети, приводящих к снижению надежности электроснабжения потребителей, тенденция к постоянному росту уровня токов КЗ;
- регулирование напряжения в сети Московской энергосистемы затруднено по причине недостаточности и низкой эффективности средств управления и компенсации реактивной мощности: отсутствием работоспособных устройств регулирование под нагрузкой (РПН) на автотрансформаторах, отсутствием достаточного числа регулируемых средств управления и компенсации реактивной мощности на напряжении 110-220 кВ;
- необходимость компактного исполнения объектов электрических сетей вследствие высокой стоимости земли.

9.2. Концептуальные подходы к развитию Московской энергосистемы:

- схема основной электрической сети должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие и иметь возможность приспосабливаться к изменению условий роста нагрузки и развитию электростанций;
- схема и параметры распределительных сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при полной схеме сети и при выводе в ремонт одной ВЛ или автотрансформатора (или трансформатора);
- перспективная схема электрической сети Московской энергосистемы не должна предусматривать использование противоаварийной автоматики (ПА) при нормативном возмущении в нормальной и единичной ремонтной схеме. Применение противоаварийного управления допускается только на базе локальных устройств противоаварийной автоматики;
- покрытие дефицита мощности и энергии Московской энергосистемы за счет сооружения новых генерирующих объектов в в Московском регионе (ТЭС на газе и угле, ГАЭС) в комплексе с осуществлением внешнего энергоснабжения от электростанций (АЭС, ТЭС) ОЭС Центра по линиям электропередач (ЛЭП) высокого напряжения и технического перевооружения действующих электростанций;
- в условиях высокой плотности нагрузки, обеспечения надежности и эффективности энергоснабжения в Москве рассмотрение сочетания системных электростанций и локальных источников мощностью до 100 МВт. Эти источники должны быть максимально приближены к центрам нагрузок и обеспечивать требования по надежности, регулированию частоты и активной мощности, регулированию напряжения и реактивной мощности и другим, как в условиях параллельной работы в энергосистеме, так и в условиях изолированной работы на выделенную нагрузку;
- техническое перевооружение электрических сетей должно предусматривать повышение пропускной способности, в том числе путем перевода ВЛ и ПС на более высокий класс напряжения;
- широкое использование кабельных сетей высокой пропускной способности и закрытых ПС с применением в РУ высшего напряжения элегазового оборудования в городских районах массовой застройки;
- проведение реконструкции ПС 110-500 кВ открытого типа и ВЛ, проходящих в черте города, путем сооружения на месте существующих ПС новых ПС, выполненных по новейшим технологиям. Реконструкция ВЛ планируется путем перевода их в кабельные линии;
- применение новых технологий и оборудования при управлении потокораспределением, уровнями напряжения;
- применение новых технологий и оборудования, ограничивающего токи КЗ;

- поэтапная замена выключателей 110 кВ и выше, отработавших нормативный срок и имеющих несоответствующую уровням токов КЗ отключающую способность;
- отказ от развития электрических сетей напряжением 110 кВ как системообразующих сетей. Электрические сети данных напряжений будут поддерживаться в рабочем состоянии там, где невозможен их перевод на напряжение 220 кВ;
- ограничение суммарной установленной мощности и количества нагрузочных трансформаторов 110 и 220 кВ на вновь сооружаемых и реконструируемых ПС.

Развитие электрической сети 110 - 750 кВ Московской энергосистемы будет осуществляться за счет реконструкции и ввода новых ПС, а также строительства новых ВЛ и КЛ с учетом:

- применения новых типов силового и коммутационного оборудования созданного на основе новых материалов, передовых технологий на ПС – элегазовых выключателей, комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) на ПС 110, 220, 500 кВ, трехфазные АТ 500 кВ;
- обеспечения большей пропускной способности, снижения потерь, защита сетей от внешних воздействий ЛЭП – применение композитных проводов и кабелей из сшитого полиэтилена большой пропускной способности.

9.3. Развитие электрических сетей

В период 2012-2018 годов развитие электрической сети напряжением 110-750 кВ и выше Московской энергосистемы предусматривает:

Развитие сетей 750 кВ для:

- выдачи мощности Калининской АЭС с вводом 4-го энергоблока;
- повышения надежности электроснабжения потребителей северной части Московской энергосистемы – районов г. Дмитров, Лобня (ОРУ 220 кВ на ПС Белый Раст).

Развитие сети 500 кВ для:

- выдачи мощности крупных электростанций - Калининской АЭС с вводом 4-го энергоблока, Загорской ГАЭС-2;
- повышения надежности доставки мощности в Московский регион от внешних источников – ПП Ожерелье, ПП (ПС) Панино;
- повышения надежности электроснабжения потребителей (реконструкция ПС существующего Московского кольца 500 кВ – Ногинск, Пахра, Трубино), в том числе восточной части Московской энергосистемы - районов Некрасовка, Люберцы, Кожухово – ПС Каскадная;

Развитие сетей 220 кВ:

Сеть 220 кВ будет продолжать выполнять системообразующие функции и обеспечивать выдачу мощности электростанций и электроснабжение нагрузочных узлов и крупных потребителей.

9.3.1. Развитие объектов электрических сетей 500, 750 кВ

Объекты нового строительства 500,750 кВ

ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Грибово

Для выдачи мощности блока №4 Калининской АЭС сооружается новая ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Грибово ориентировочной протяженностью 285 км со строительством заходов от порталов ОРУ 750 кВ Калининской АЭС в сторону ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Ленинградская и ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Белозерская.

Ввод объекта планируется в 2012 году.

ПС 750/500/220/110 кВ Грибово (перевод на напряжение 750 кВ)

Согласно техническим условиям (ТУ) на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ФСК ЕЭС» электроустановок ОАО «Концерн Росэнергоатом» (энергоблок №4 мощностью 1000 МВт на Калининской АЭС) производится полная реконструкция ПС 220 кВ Грибово с расширением:

- строительство РУ 750 кВ, РУ 500 кВ, РУ 220 кВ, РУ 110 кВ и РУ 10 кВ;
- установка двух автотрансформаторных групп 750/500 кВ мощностью 3х417 МВА каждая;
- установка двух автотрансформаторных групп 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА каждая;
- установка двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 200 МВА каждый;
- сооружение перемычки 220 кВ между новым РУ 220 кВ ПС 750 кВ Грибово и старым ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Грибово;
- установка одной группы шунтирующих реакторов 750 кВ мощностью 3х110 Мвар (с резервной фазой мощностью 110 Мвар).

В РУ 750 кВ присоединяется ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – ПС Грибово с шунтирующим реактором на линии мощностью 3х110 МВА, в РУ 500 кВ присоединяются две **ВЛ 500 кВ Грибово – Дорохово** (2012 и 2015 годы), в РУ 220 кВ заводятся ВЛ 220 кВ Грибово – Дровнино, Грибово – Шмелево (2012 г.).

Ввод объекта планируется в 2012 году.

ПС 750/500 кВ Белый Раст

Для обеспечения возможности присоединения потребителей Дмитровского района и новых центров питания (ПС Филино) на ПС 750 кВ Белый Раст сооружается РУ 220 кВ с установкой двух АТ 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый. Присоединение к сети 220 кВ осуществляется за счет строительства нового двухцепного транзита **220 кВ Белый Раст - Западная**, длиной 2х50 км.

Ввод объекта планируется в 2016 году.

ПС 500/220/110 кВ Дорохово

Сооружение ПС 500/220/110 кВ осуществляется в районе н.п. Дорохово Можайского района Московской области.

ПС имеет двойное назначение:

- для принятия мощности от Калининской АЭС;
- для электроснабжения потребителей развивающейся западной части Московской энергосистемы.

Ввод ПС 500 кВ обеспечит надежное электроснабжение потребителей Одинцовского района и уменьшит загрузку питающих район ВЛ 110 кВ от ПС 500 кВ Очаково, что позволит снять ограничения по присоединению новых потребителей. Кроме того ПС обеспечит надежное электроснабжение потребителей, имеющих питание от сети 220 кВ в западной и юго-западной части Московской энергосистемы.

Согласно ТУ на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ФСК ЕЭС» электроустановок ОАО «Концерн Росэнергоатом» (энергоблок №4 мощностью 1000 МВт на Калининской АЭС) проектом предусматривается:

- строительство РУ 500 кВ, РУ 220 кВ, РУ 110 кВ и РУ 10 кВ;
- установка двух автотрансформаторных групп 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА (с резервной фазой мощностью 167 МВА);
- установка двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый.

В РУ 500 кВ присоединяются две ВЛ 500 кВ Грибово – Дорохово (2012 и 2015 годы), ВЛ 500 кВ Дорохово – ПП Панино (2015 год).

В РУ 220 кВ присоединяются: заходы ВЛ 220 кВ ПС Кедрово – ПС Дровнино, две **КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода** (2013 год).

Ввод в эксплуатацию ПС 500 кВ Дорохово намечается в 2012 году.

ПС 500/220/110 кВ Ярцево (для выдачи мощности ЗАГАЭС -2)

Для обеспечения выдачи мощности и заряда I очереди (2х210 МВт) Загорской ГАЭС-2 предполагается перевод ПС 220 кВ Ярцево на напряжение 500 кВ и сооружение двух цепей ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС-2 – Ярцево длиной 2х30 км.

На ПС Ярцево сооружается РУ 500 кВ, на которое заводится ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС – Трубино (заходы 2х1 км). В РУ 500 кВ предполагается установить два АТ 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый.

На ПС 220 кВ Ярцево предусматривается замена двух АТ 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый на АТ мощностью 2х250 МВА.

Ввод объекта планируется в 2013 году.

ВЛ 500 кВ ЗаГАЭС-2 – Трубино

Для обеспечения выдачи мощности и заряда II очереди (2х210 МВт) Загорской ГАЭС-2 предполагается сооружение ВЛ 500 кВ ЗаГАЭС-2 – Трубино длиной 90км.

Ввод объекта планируется в 2013 году.

ПС 500/220/110 кВ Каскадная

ПС 500/220/110 кВ Каскадная рассматривается как системная ПС, необходимая для обеспечения надежности электроснабжения Московской энергосистемы.

На первом этапе (2014 г.) сооружаются РУ 500 кВ, РУ 220 кВ и РУ 110 кВ. В РУ 500 кВ заводится ВЛ 500 кВ Чагино – Ногинск (2х0,1 км) и устанавливаются два автотрансформатора 500/220 кВ мощностью по 500 МВА. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем захода ВЛ 220 кВ Восточная – ЦАГИ и ТЭЦ-23 – Ногинск (4х0,1 км). На ПС устанавливаются два АТ 220/110 кВ мощностью по 250 МВА каждый, а также четыре трансформатора 220/10 кВ мощностью по 100 МВА каждый.

На втором этапе (2015г.) в РУ 110 кВ заводятся ВЛ 110 кВ: Минеральная – Прогресс, Минеральная – Некрасовка, Некрасовка – Прогресс, Некрасовка – Кучино и Восточная – Некрасовка с отпайкой на ПС Ясная (8х0,5 км).

Строительство ПС Каскадная обеспечит электроснабжение районов Некрасовка, Люберцы и Кожухово и питание нагрузки планируемого в данном районе г. Москвы (Люберцы) и Московской области коммунально-бытового сектора.

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в 2014 году.

ПС 500/220/110 кВ Бутырки

Сооружение ПС 500 кВ Бутырки на территории города Москвы (перевод ПС 220 кВ Бутырки на 500 кВ) предусматривается для снижения загрузки ЛЭП 220 кВ со стороны ПС 500 кВ Бескудниково, снижения уровней токов КЗ, вследствие оптимизации схемы сети 220 и 500 кВ, и обеспечения надежного электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы при сооружении новых электросетевых объектов 220 кВ (кольцо ЦАО 220 кВ).

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в 2018 году.

ПП 500 кВ Ожерелье (переключательный пункт 500 кВ в районе пересечения ВЛ 500 кВ Михайлов – Чагино с ВЛ 750 кВ на ПС Калужская)

Для повышения надежности доставки мощности от внешних источников, в частности, от Смоленской АЭС и Рязанской ГРЭС в Московский регион необходима ликвидация «тройника» - пересечения ВЛ 750 кВ в направлении и ПС Калужская и ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино. Его наличие в два раза повышает вероятность вывода из работы этих ВЛ, что в свою очередь может привести к перегрузке транзита ВЛ 220 кВ Калужская – Очаково, а при ремонте ВЛ 500 кВ Михайлов – Новокаширская – Пахра - к потере потока мощности от Рязанской ГРЭС в Москву. На месте коммутации «тройника» предлагается создать ПП 500 кВ Ожерелье (Кашира) с заходами ВЛ 500 кВ Чагино – Михайловская (2х10 км) и участком ВЛ 750 кВ отв. (тройник) – ПП Ожерелье – Калужская (вкл. на 500 кВ) протяженностью 10 км.

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в 2016 году.

ПС 500/110 кВ Панино

Сооружение ПП 500 кВ Панино с заходами ВЛ 500 кВ Чагино – ПП Ожерелье (2х10 км) и ВЛ 500 кВ Новокаширская – Пахра (2х10 км) и сооружение ВЛ 500 кВ Дорохово – ПП Панино (согласно ТУ на выдачу мощности 4-го блока Калининской АЭС) – 2015 год.

Объекты реновации 500 кВ

ПС 500/220/110 кВ Чагино

Комплексная реконструкция ПС Чагино обусловлена физическим и моральным износом оборудования, высоким уровнем токов КЗ, которые превышают отключающую способность установленных выключателей.

На ПС предусмотрены к установке два автотрансформатора 500/220 кВ мощностью по 500 МВА, четыре автотрансформатора 220/110 кВ мощностью по 250 МВА и два силовых трансформатора 220/10(20) кВ мощностью по 100 МВА каждый.

В РУ 500 кВ заходят следующие ВЛ 500 кВ: Ногинск – Чагино, Пахра – Чагино, Михайлов – Чагино с отп.

В РУ 220 кВ предусмотрены ячейки для существующих линий, устанавливаемых на ПС автотрансформаторов и резервные для подключения дополнительно двух линий 220 кВ (для подключения ПС 220 кВ Цимлянская).

Окончание реконструкции ПС намечается в **2013 году**.

ПС 500 кВ Пахра

Комплексная реконструкция ПС Пахра обусловлена физическим и моральным износом оборудования, высоким уровнем токов КЗ, которые превышают отключающую способность (31,5 кА) установленных выключателей.

Реконструкция ПС 500/220/110 кВ Пахра предполагает установку на ПС:

- 2-х автотрансформаторов напряжением 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый;
- 2-х автотрансформаторов напряжением 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый;
- 2-х трансформаторов напряжением 220/10 (20) кВ мощностью 100 МВА каждый;
- 4-х СТК по 50 Мвар, присоединенных к шинам 110 кВ.

К РУ 500 кВ присоединяются три ВЛ 500 кВ: Пахра – Чагино; Новокаширская – Пахра; Пахра – ТЭЦ-26.

Схема РУ 220 кВ «полуторная схема секционированная выключателями» с подключением автотрансформаторов напряжением 500/220 кВ и 220/110 кВ и через «полуторную» цепочку». В РУ 220 кВ присоединяются шесть ВЛ 220 кВ и предусмотрено две резервные ячейки.

К РУ 110 кВ присоединяются шестнадцать ВЛ. Предусматривается одна резервная ячейка.

Окончание реконструкции ПС намечается в 2016 году.

ПС 500 кВ Трубино

ПС 500/220/110 кВ Трубино расположена вблизи пос. Ивантеевка Московской области на территории Восточных электрических сетей ОАО «МОЭСК» и является частью Московского кольца 500 кВ и системообразующей сети ОЭС Центра. Комплексная реконструкция ПС Трубино обусловлена физическим и моральным износом оборудования, высоким уровнем токов КЗ, которые превышают отключающую способность (31,5 кА) установленных выключателей.

Реконструкция ПС 500/220/110 кВ Трубино предполагает установку на ПС:

- 4-х автотрансформаторов напряжением 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый,
- 2-х автотрансформаторов напряжением 220/110 кВ мощностью по 250 МВА,
- 2-х трансформаторов напряжением 220/10 (20) кВ мощностью по 100 МВА каждый.

К РУ 500 кВ предполагается присоединение пяти ВЛ 500 кВ (четырех существующих: Трубино – Бескудниково, Трубино – Владимирская, ЗАГАЭС – Трубино, Конаково – Трубино (впоследствии Ярцево-500 – Трубино) и второй новой линии ЗАГАЭС-2 – Трубино.

В РУ 220 кВ предполагается присоединение пяти ВЛ 220 кВ: трех существующих - Трубино – Н. Софрино, Трубино – Горенки, Трубино – ТЭЦ-23 и двух новых - Трубино – Ивантеевка (Омелино) 1,2 (год ввода – 2020 г.) . В РУ 220 кВ предусмотрены две резервные ячейки.

В РУ 110 кВ предполагается присоединение 11 существующих линий и предусматривается одна резервная ячейка.

Увеличение трансформаторной мощности позволит повысить надежность электроснабжения Московской области и обеспечит увеличение пропускной способности внешних связей Московской энергосистемы с ОЭС Центра.

Завершение комплексного технического перевооружения и реконструкции ПС намечается в **2017 году**.

ПС 500 кВ Ногинск

Площадка ПС Ногинск расположена около г. Ногинск Московской области. ПС «Ногинск» является частью Московского кольца 500 кВ и системообразующей сети ОЭС Центра.

Реконструкция обусловлена физическим и моральным износом оборудования, высоким уровнем токов КЗ, величина которых практически достигла отключающей способности установленных на ПС выключателей (31,5 кА на стороне 110 кВ, 26,3 и 31,5 на стороне 220 кВ).

Реконструкция ПС 500/220/110 кВ Ногинск предполагает установку на ПС:

- 2-х автотрансформаторов напряжением 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА каждый.
- 4-х автотрансформаторов напряжением 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый.

- 2-х трансформаторов напряжением 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый.
- 2-х батарей статической компенсации (БСК) мощностью 100 Мвар каждая, присоединенных к шинам 10 кВ.

В РУ 500 кВ присоединяются три существующих ВЛ 500 кВ: Ногинск – Чагино, Ногинск – Владимирская, Ногинск – Бескудниково. В РУ 500 кВ предусматривается 2 резервные ячейки.

В РУ 220 кВ присоединяются семь существующих ВЛ и предусматривается 1 резервная ячейка.

К шинам 110 кВ присоединены ВЛ 110 кВ на ПС: Боровое (1 и 2), Истомкино (1 и 2), Дуговая (2 и 3), Затишье (Северное и южное), Электросталь (1 и 2), Монино, Черноголовка, Шерна и Шульгино). В РУ 110 кВ предусмотрено две резервные ячейки.

Увеличение трансформаторной мощности позволит повысить надежность электроснабжения Московской области и обеспечит увеличение пропускной способности внешних связей Московской энергосистемы с ОЭС Центра.

Срок окончания реконструкции **2017 году.**

9.3.2. Развитие объектов электрических сетей 220 кВ

Объекты нового строительства 220 кВ

Объекты схемы выдачи мощности ТЭЦ-12

В настоящее время выдача мощности ТЭЦ-12 (установленная электрическая мощность 418 МВт) осуществляется на напряжение 110 кВ по восьми ЛЭП 110 кВ: КЛ 110 кВ ТЭЦ-12 – Маяковская А, Б, КВЛ 110 кВ ТЭЦ-12 – Очаково №1, 2 с отп., КЛ 110 кВ ТЭЦ-12 – Сити №1,2, КЛ 110 кВ ТЭЦ-12 – Зубовская №1,2.

Для надежного энергоснабжения потребителей районов Арбат, Хамовники, Дорогомилово, Фили-Давыдково и Раменки г. Москвы, а также для ликвидации «узких мест» сети 110 кВ в районе ТЭЦ-12 (снижение напряжения на шинах ПС Маяковская и перегрузка трансформаторов на ТЭЦ-12 при АО) предполагается ввод блока №10 (ПГУ 220 (250) МВт) на ТЭЦ-12 (первая очередь) с коммутацией его на напряжение 220 кВ и установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ (мощность определяется при проектировании).

Выдача мощности на напряжение 220 кВ будет осуществляться путем сооружения КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 – Золотаревская №№ 1,2 (2х2 км) и КЛ 220 кВ Пресня – ТЭЦ-12 №№ 1,2 (2х2 км).

Ввод объекта в эксплуатацию планируется в **2013 году**.

Объекты схемы выдачи мощности СВМ ТЭЦ-16

В настоящее время выдача мощности ТЭЦ-16 (установленная электрическая мощность 360 МВт) осуществляется на напряжение 110 кВ по пяти ЛЭП 110 кВ: КЛ 110 кВ ТЭЦ-16 – Токамак, КЛ 110 кВ ТЭЦ-16 – Динамо №№ 1,2, КВЛ 110 кВ Ходынка – ТЭЦ-16 №№ 1,2.

Для надежного энергоснабжения потребителей центральной части г. Москвы, характеризующейся высокой плотностью нагрузки, а также для покрытия нагрузки соседних с ТЭЦ-16 районов предполагается ввод блока № 8 (ПГУ 420 МВт) на ТЭЦ-16 с коммутацией его на напряжение 220 кВ и установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ (мощность определяется при проектировании).

Выдача мощности на напряжение 220 кВ будет осуществляться путем сооружения кабельных заходов КЛ 220 кВ Ваганьковская – Мневники №№ 1,2 (4х0,5 км).

Ввод объекта в эксплуатацию планируется в **2013 году**.

Объекты схемы выдачи мощности СВМ ТЭЦ-20

В настоящее время выдача мощности ТЭЦ-20 (установленная электрическая мощность 730 МВт) осуществляется на напряжение 220 кВ по двум КВЛ 220 кВ: ТЭЦ-20 – Академическая и ТЭЦ-20 – Коньково, на напряжение 110 кВ – по шести ЛЭП 110 кВ: КЛ 110 кВ ТЭЦ-20 – Москворецкая №№ 1,2, КЛ 110 кВ ТЭЦ-20 – Черемушки №№ 1,2 и КВЛ 110 кВ ТЭЦ-20 – Семеновская №№ 1,2.

Для надежного энергоснабжения существующих и подключения новых потребителей ЮАО г. Москвы предполагается ввод блока ПГУ-420 мощностью 420 МВт на ТЭЦ-20. Для выдачи мощности нового блока предусматривается строительство КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Золотаревская №№ 1,2 (2013 год) протяженностью 2х3 км и КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Кожевническая №№ 1,2. (2014 год).

Ввод объекта в эксплуатацию планируется в **2013 году**.

Вторая цепь транзита 220 кВ Очаково – Говорово – Чоботы

Для обеспечения возможности подключения нагрузки к ПС Говорово предполагается строительство второй цепи транзита 220 кВ Очаково – Говорово – Чоботы.

Строительство данного транзита предполагается в кабельно-воздушном исполнении: кабельная часть (заходы на ПС Говорово) будет выполнена кабелем марки 2XS2Y-LWL 1х1200 протяженностью 4х1,1 км, воздушная часть – проводом марки АСО-400 общей протяженностью 15,6 км.

Строительство транзита 220 кВ Очаково – Говорово – Чоботы предлагается для повышения надежности электроснабжения ЦП 110 кВ при делении транзита 220 кВ Очаково-Говорово-Чоботы-Ясенево-ТЭЦ-26 для уменьшения токов КЗ в сети 110 кВ, прилегающей к данным ПС.

Ввод объекта в эксплуатацию планируется в **2012** году.

Вторая цепь КВЛ 220 кВ Красногорская – Герцево

Для ликвидации «узких мест» района сети 110-220 кВ ПС Красногорская и повышения надежности электроснабжения потребителей районов Тушино и Митино г. Москвы предполагается строительство второй цепи кабельной высоковольтной линии (КВЛ 220) кВ Красногорская – Герцево.

Строительство данной линии предполагается в кабельно-воздушном исполнении: кабельная часть (заходы на ПС Герцево) будет выполнена кабелем

марки НХСНВМК-2F 1х1200 протяженностью 0,09 км, воздушная часть – проводом марки АС-400 протяженностью 10,1 км.

Ввод объекта в эксплуатацию планируется в **2012** году.

Заходы второй цепи КВЛ 220 кВ Красногорская - Герцево на ПС 220/20 кВ Ильинская

Для электроснабжения потребителей района Ильинская Пойма сооружаются заходы второй цепи КВЛ 220 кВ Красногорская – Герцево на ПС 220/20 кВ Ильинская (2х1,5 км).

Ввод объекта планируется в **2012** году.

ПС 220/20 кВ Мещанская

Для электроснабжения потребителей центрального административного округа (ЦАО) г. Москвы предусматривается ввод ПС 220/20 кВ Мещанская.

На ПС предполагается установка трех трансформаторов мощностью по 100 МВА каждый. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения двухцепных КЛ 220 кВ Бутырки – Мещанская (2х1,5 км), а к 2012 г. предусматривается строительство двухцепной КЛ 220 кВ Мещанская – Красносельская протяженностью 2х5 км.

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2012 году**.

ПС 220/20 кВ Красносельская

Для повышения надежности электроснабжения существующих потребителей ЦАО г. Москвы и присоединения новых предусмотрено сооружение ПС 220/20 кВ Красносельская.

На ПС предусматривается установка трех трансформаторов мощностью 3х100 МВА. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения двухцепной КЛ 220 кВ ТЭЦ-23 – Красносельская протяженностью 2х13,5 км и двухцепной КЛ 220 кВ Красносельская – Мещанская протяженностью 2х5 км. В 2014 году, предусматривается строительство двухцепной КЛ 220 кВ Красносельская – Кожевническая протяженностью 2х12,5 км.

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2012 году**.

ПС 220/20 кВ Мневники

Для электроснабжения потребителей района Хорошево – Мневники северо-западного административного округа (СЗАО) г. Москвы предусматривается ввод ПС 220/20 кВ Мневники.

На ПС предусматривается установка трансформаторов мощностью 3х100 МВА. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения двухцепной КЛ 220 кВ Очаково – Мневники протяженностью 2х12 км.

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2012 году**.

В 2013 году планируется строительство двухцепной КЛ 220 кВ Мневники – Ваганьковская (2х10 км), также в 2013 году для выдачи мощности блока №8 (ПГУ 420 МВт) ТЭЦ-16 предусматривается строительство заходов этих КЛ на РУ 220 кВ ТЭЦ-16 (4х0,5 км).

ПС 220/20 кВ Горьковская

Для возможности подключения новых потребителей восточного административного округа (ВАО) г. Москвы предусматривается ввод ПС 220/20 кВ Горьковская.

На ПС предусматривается установка трансформаторов мощностью 3х100 МВА. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения двухцепных КЛ 220 кВ Абрамово – Горьковская протяженностью 2х4 км и КЛ 220 кВ Горьковская – Цимлянская (2х10 км).

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2012 году**.

ПС 220/20 кВ Ваганьковская

Для электроснабжения потребителей центрального административного округа (ЦАО) г. Москвы предусматривается ввод ПС 220/20 кВ Ваганьковская.

На ПС предусматривается установка трансформаторов 220/20 кВ мощностью 3х160 МВА. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения двухцепных КЛ 220 кВ Гражданская – Ваганьковская (2х8 км) и Мневники – Ваганьковская протяженностью 2х10 км. Для выдачи мощности блока №8 (ПГУ 420 МВт) ТЭЦ-16 предусматривается строительство заходов КЛ 220 кВ Мневники – Ваганьковская №1,2 на РУ 220 кВ ТЭЦ-16 (4х0,5 км).

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2013 году**.

Перевод ПС 110 кВ Бабушкин на напряжение 220 кВ

Для повышения надежности электроснабжения существующих потребителей северного административного округа (САО) г. Москвы и присоединения новых предусмотрен вывод из эксплуатации ПС 110 кВ Бабушкин и перевод потребителей на новую подстанцию ПС 220/10 кВ Бабушкин.

На ПС 220 кВ Бабушкин предполагается установка четырех нагрузочных трансформаторов 220/10 кВ мощностью 63 МВА каждый. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения кабельных заходов КВЛ 220 кВ Бескудниково – ТЭЦ-27 (2х5,5 км).

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2013 году**.

ПС 220/20 кВ Золотаревская

Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы предусматривается ввод ПС 220/20 кВ Золотаревская.

На ПС предполагается установить три трансформатора 220/20 кВ мощностью по 160 МВА каждый. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения двухцепных КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 – Золотаревская (2х2 км) и ТЭЦ-20 – Золотаревская (2х3 км).

КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 – Золотаревская №1,2 строится для выдачи мощности блока №10 (ПГУ 220 (250) МВт) ТЭЦ-12, КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Золотаревская №1,2 – для выдачи мощности ТЭЦ-20 (ПГУ 420 МВт).

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2013 году**.

ПС 220/110 кВ Орешково

Для повышения надежности электроснабжения потребителей южного административного округа (ЮАО) г. Москвы предусматривается ввод ПС 220/110 кВ Орешково.

На ПС предполагается установка АТ 220/110 кВ мощностью 2х250 МВА и силовых трансформаторов 220/20 кВ мощностью 2х80 МВА. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения заходов ВЛ 220 кВ Чагинская (2х1,5 км) и ВЛ 220 кВ Борисовская (2х1,5 км). Присоединение к сети 110 кВ будет осуществляться путем сооружения заходов ВЛ 110 кВ Апаренки – Гоголево с отп. (2х0,5 км) и ВЛ 110 кВ Сабурово – Видное 2 с отп. (2х0,5 км).

Строительство ПС Орешково предлагается для снятия перегрузок и поддержания напряжения района присоединения к сети 110-220 кВ.

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2014 году**.

ПС 220/110/20 кВ Котловка

Для электроснабжения потребителей ЮАО г. Москвы предусматривается ввод ПС 220/110/20 кВ Котловка.

На ПС предполагается установка двух автотрансформаторов 220/110/20 кВ мощностью по 200 МВА каждый. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения кабельных заходов КВЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Коньково и ТЭЦ-20 – Академическая (4х0,5 км). Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2014 году**.

ПС 220/20/10 кВ Кожевническая

Для электроснабжения потребителей ЮАО г. Москвы предусматривается ввод ПС 220/20 кВ Кожевническая.

На ПС предусматривается установка трансформаторов 220/20/10 кВ мощностью 2х200 МВА. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения двух КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Кожевническая протяженностью 2х5 км и двух КЛ 220 кВ Красносельская – Кожевническая протяженностью 2х12,5 км.

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2014 году**.

Перевод ПС 110 кВ Автозаводская на напряжение 220 кВ

Для повышении надежности энергоснабжения потребителей юго-восточного административного округа (ЮВАО) г. Москвы предусматривается перевод ПС 110 кВ Автозаводская на напряжение 220 кВ.

На ПС на данный момент установлены два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью по 250 МВА каждый. Для подключения новых потребителей предусматривается установка силовых трансформаторов 220/10 кВ мощностью 2х80 МВА. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения двухцепных КЛ 220 кВ Южная – Автозаводская протяженностью 2х6 км.

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2014 году**.

Перевод ПС 110 кВ Сигма на напряжение 220 кВ

Для повышения надежности электроснабжения потребителей Зеленоградского района предусматривается перевод ПС 110 кВ Сигма на напряжение 220 кВ.

На ПС предусматривается установка двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью по 250 МВА каждый. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения кабельных заходов двухцепной ВЛ 220 кВ Омега – Радищево (2х9 км).

Перевод ПС Сигма на напряжение 220 кВ обусловлен высокой загрузкой сети 110 кВ и превышением аварийно-допустимой загрузки сети 110 кВ района расположения ПС 220 кВ Омега при нормативных возмущениях.

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2015 году**.

ПС 220/20/10 кВ Белорусская

Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы предполагается строительство ПС 220/20/10 кВ Белорусская.

На ПС предусматривается установка четырех силовых трансформаторов мощностью 2х100 МВА и 2х80 МВА. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения двух КЛ 220 кВ Бутырки – Белорусская протяженностью 2х12 км и двух КЛ 220 кВ Магистральная – Белорусская протяженностью 2х4,5 км.

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2015** году.

ПС 220/10 кВ Романово

Для электроснабжения потребителей юговосточного административного округа (ЮВАО) г. Москвы предусматривается ввод ПС 220/10 кВ Романово.

На ПС предполагается установка трансформаторов мощностью 2х63 МВА. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться путем сооружения кабельных заходов КВЛ 220 кВ Чагино – Жулебино (2х7 км).

Ввод ПС в эксплуатацию планируется в **2017 году**.

Перевод ПС №734 110 кВ Сирена на напряжение 220 кВ.

Перевод ПС 110 кВ Сирена на напряжение 220 кВ обусловлен повышением надежности электроснабжения, снятием перегрузок, поддержанием напряжения, а также жилищным и промышленным развитием г. Егорьевска.

На ПС предусматривается установка двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, сооружение нового ОРУ-220 кВ по схеме «две рабочие системы шин», рассчитанное на присоединение 4-х линий, двух автотрансформаторов и шиносоединительного выключателя. В новом ОРУ-220 кВ предусматривается возможность установки двух резервных ячеек. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться за счет сооружения заходов ВЛ 220 кВ Шатура – Пески (4х1,5км) с образованием ВЛ 220 кВ Сирена – Шатура, ВЛ 220 кВ Сирена – Пески 1,2 и ВЛ 220 кВ Сирена – Крона. Реконструкция ОРУ – 110 кВ предполагает замену масляных выключателей на элегазовые и установку двух дополнительных линейных ячеек.

Ввод объекта планируется в 2015 году.

ПС 220/10 кВ Ольгино.

Строительство потребительской ПС 220/10 кВ Ольгино обусловлено жилищным развитием Балашихинского района Московской области. На ПС предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 80 МВА каждый напряжением 220/10 кВ. РУ 220 кВ предполагается выполнить по схеме мостик с установкой элегазовых выключателей на линейных, трансформаторных вводах и в перемычке. Присоединение к сети 220 кВ будет осуществляться по схеме «заход-выход» ВЛ 220 кВ Ногинск – Каскадная с сооружением заходов 2х0,5 км при этом образуются новые ЛЭП 220 кВ Ногинск – Ольгино и Ольгино – Каскадная.

Ввод объекта планируется в 2016 году.

ПС 220 кВ Слобода (Перевод ПС 110 кВ Слобода на напряжение 220 кВ)

ПС 110/10 кВ Слобода расположена в Истринском районе Западных электрических сетей Московской области и осуществляет питание потребителей п. Павловская слобода.

На ПС установлены 2 трансформатора напряжением 115/11/6,6 кВ мощностью по 63 МВА каждый.

Схема ПС Слобода на стороне 110 кВ – «две системы шин с обходной».

К сети 110 кВ ПС присоединена ВЛ Слобода – Дедово (АС-150, 9км) и Слобода – Нахабино (АС-150, 8,8 км).

Необходимость перевода ПС 110 кВ Слобода на напряжение 220/110/10 кВ обусловлена высокой загрузкой прилегающей сети 110 кВ, превышением аварийно-допустимой нагрузки в ремонтных схемах при нормативных возмущениях.

На ПС предусматривается сооружение КРУЭ 220 кВ, КРУЭ 110 кВ, установка двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью по 250 МВА и двух трансформаторов 220/10-6 кВ мощностью по 63 МВА.

В РУ 220 кВ присоединяются: заходы ВЛ 220 кВ Западная – Шмелево, при этом образуются новые **ЛЭП 220 кВ Западная – Слобода** и **Слобода – Шмелево**, **вторая цепь ЛЭП 220 кВ Западная – Слобода** (сооружается новая линия) – в 2012 году, 2х22,5 км, **две КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода** - в 2013 году, ВЛ 73 км, КЛ 7,2 км (80,2 км).

В РУ 110 кВ заводятся следующие ВЛ 110 кВ: Слобода – Нахабино (1 и 2) и Слобода – Дедово (1 и 2).

Ввод объекта планируется в 2012 году.

КЛ 220 кВ Западная – Слобода 1,2 и Слобода – Шмелево

Ввод ПС 220 кВ Слобода (реконструкция ПС 110 кВ) осуществляется для выдачи мощности блока №4 (1000 МВт) Калининской АЭС и для разгрузки АТ на ПС Красногорская (загрузка АТ-1 в нормальном режиме 100%, при аварийном отключении (АО) ЛЭП Очаково – Немчиновка 1,2 загрузка АТ составит 200%) и ПС Луч (загрузка АТ-1 ПС Луч при ремонте АТ-2 составляет 130%)

Для подключения реконструируемой ПС Слобода к сети 220 кВ сооружаются заходы ВЛ 220 кВ Западная – Шмелево, при этом образуются новые КЛ 220 кВ Западная – Слобода и Слобода – Шмелево, также сооружается вторая цепь линии Западная – Слобода.

Общая протяженность линий 2х22,5 км.

Ввод объекта в 2012 году.

ПС 220/10 кВ Котово

Для электроснабжения многофункционального парка Котово предполагается ввод ПС 220/10 кВ Котово-2 с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый. ПС присоединяется к сети по схеме «заход-выход» ВЛ 220 кВ Кедрово – Бугры с образованием двух линий 220 кВ Кедрово – Котово-2 и Котово-2 – Бугры.

Ввод объекта планируется в 2012 году.

ПС 220 кВ Сколково с заходом КВЛ ТЭС Лыково – Очаково и ПС 220 кВ Смирново с заходом КВЛ Очаково – Н.Внуково

Для электроснабжения Инновационного центра (ИЦ) «Сколково» планируется строительство двух подземных ПС: ПС 220/20 кВ Сколково и ПС 220/20 кВ Смирново.

ПС будут построены на территории городского поселения Новоивановское и городского поселения Одинцово, вблизи деревни Сколково, в восточной части Одинцовского района Московской области.

В соответствии с Техническими Требованиями для присоединения новых ПС к сети необходимо:

- провести реконструкцию участков ВЛ 500 кВ Очаково – Западная, ВЛ 220 кВ Очаково – Красногорская, ВЛ 220 кВ Очаково – Лыково, ВЛ 220 кВ Очаково – Нововнуково 1 и 2 цепь с переводом линий в кабельное исполнение от ПС 500 кВ Очаково до строящегося переходного пункта «ВЛ-КЛ»;
- провести реконструкцию участка КВЛ 110 кВ Очаково – Одинцово 1 и 2 цепь с переводом в кабельное исполнение от существующего переходного пункта «КЛ-ВЛ» до строящегося переходного пункта «ВЛ-КЛ».

Ориентировочная длина участка трассы переустраиваемых ЛЭП – 10 км.

ПС Сколково присоединяется к электрической сети 220 кВ по схеме «заход-выход» ЛЭП 220 кВ Лыково – Очаково, а ПС Смирново – по схеме «заход-выход» ЛЭП 220 кВ Очаково – Нововнуково.

На каждой из ПС предусматривается установка двух трансформаторов напряжением 220/20 кВ мощностью по 63 МВА. Трансформаторная мощность на каждой ПС выбрана так, чтобы при отключении одной из них другая обеспечила питание всех потребителей района ИЦ «Сколково». На шинах РУ 20 кВ ПС Смирново предусматриваются дополнительные ячейки для присоединения четырех блоков ТЭС Сколково мощностью 20 МВА каждый.

Ввод ПС 220/20 кВ Сколково и ПС 220/20 кВ Смирново планируется в 2013 г.

ПС 220 кВ Минская с заходом КВЛ Очаково – Мневники 1,2

Для электроснабжения Инновационного центра «Сколково» планируется строительство ПС 220/20 кВ Минская с установкой двух трансформаторов 220/20 кВ мощностью 2х160 МВА каждый и с заходами КВЛ 220 кВ Очаково – Мневники 1,2.

Ввод ПС 220/20 кВ Минская планируется в 2014 году.

ПС 220 кВ Назарьево с заходом ВЛ 220 кВ Радищево - Луч и Радищево – Шмелево

Для электроснабжения потребителей Одинцовского района Московской области и возможности присоединения новых потребителей строится ПС 220/10 кВ Назарьево.

На ПС предусматривается установка четырех трансформаторов напряжением 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый.

К сети 220 кВ ПС присоединяется заходами ВЛ 220 кВ Радищево - Луч и Радищево – Шмелево.

Ввод объекта планируется в 2014-2018 годы.

ПС 220/110/10 кВ Н. Марьино (Филиппово)

Для разгрузки сети 110 кВ, повышения надежности и качества электроснабжения потребителей п. Марьино и Подольского р-на предусматривается строительство ПС с установкой двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 2х250 МВА, оснащенных устройствами РПН. РУ-220 кВ будет выполняется по схеме «две рабочие системы шин», рассчитанным на присоединение 4-х линий 220 кВ, 2-х автотрансформаторов и ШСВ. РУ-110 кВ - по схеме «две рабочие системы шин», рассчитанным на присоединение 4-х линий 110 кВ, 2-х автотрансформаторов и ШСВ. Присоединение ПС осуществляется к сети 220 кВ – двумя новыми ЛЭП 220 кВ от ПС Лесная, с образованием новых ЛЭП 220 кВ Филиппово-Лесная 1,2 (2х10 км); к сети 110 кВ – «заход-выход» ВЛ 110 кВ Лесная – Летово 1,2 с отп., с образованием новых ЛЭП 110 кВ Филиппово – Летово 1,2 с отп, Лесная – Филиппово с отп. и Филиппово – Марьино.
Дата ввода объекта – **2015 год.**

ПС 220/20 кВ Архангельская

Для электроснабжения потребителей Рублево-Архангельского района предполагается строительство ПС 220/20 кВ Архангельская с установкой четырех трансформаторов 220/20 кВ мощностью 100 МВА каждый.

ПС присоединяется к сети 220 кВ двумя новыми КЛ 220 кВ Западная – Архангельская (ПвВГ-1200, 2х22 км) и новой КЛ 220 кВ Красногорская – Архангельская (ПвВГ-1200, 1 км).

Ввод объекта планируется в 2015 году.

ПС 220/110/10 кВ Ромашково с КЛ заходами двухцепной ВЛ 220 кВ Очаково – Красногорская

Для электроснабжения потребителей районов Рублево-Архангельское, Ильинской поймы и Раздоры предполагается строительство ПС 220/110/10 кВ Ромашково.

Строительство ПС 220 кВ Ромашково обусловлено высокой загрузкой сети 110 кВ, превышением аварийно – допустимой нагрузки в ремонтных схемах при

нормативных возмущениях. Также необходимо для разгрузки АТ на ПС Красногорская.

На ПС предполагается установка автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 2х250 МВА с сооружением кабельных заходов на двухцепную ВЛ 220 кВ Очаково – Красногорская и Очаково – Лыково (4х2 км). К сети 110 кВ ПС Ромашково присоединяется заходами на двухцепную ВЛ 110 кВ Барвиха – Немчиновка (4х1 км).

Ввод объекта планируется в 2016 году.

ПС 220/110/10 кВ Саввинская с заходами 2 ВЛ 220 кВ Слобода – Дорохово

Для повышения надежности электроснабжения потребителей в г. Звенигород Московской области и возможности присоединения новых потребителей строится новая ПС 220 кВ Саввинская. Эта ПС разгрузит сеть 110 кВ и ПС 220 кВ Встреча и ПС 220 кВ Нововнуково.

Место расположения ПС – Московская область, Одинцовский район, деревня Супонево.

На ПС предусматривается установка автотрансформаторов напряжением 220/110/10 кВ мощностью 2х250 МВА, оснащенных устройством РПН.

РУ 220 кВ рассчитано на присоединение 4-х линий 220 кВ, 2-х автотрансформаторов, шиносоединительного выключателя и 2-х резервных ячеек.

РУ 110 кВ рассчитано на присоединение 4-х линий 110 кВ, 2-х автотрансформаторов, шиносоединительного выключателя и 4-х резервных ячеек.

К сети 220 кВ ПС Саввинская присоединяется путем сооружением заходов двухцепной **ВЛ 220 кВ Слобода – Дорохово** длиной 4х0,2 км с образованием ВЛ 220 кВ Слобода – Саввинская 1,2 и ВЛ 220 кВ Слобода – Дорохово 1,2.

К сети 110 кВ присоединение ПС осуществляется сооружением двухцепных **ВЛ 110 кВ Саввинская – Лапино (Н.Успенская)** (ориентировочной протяженностью 2х10 км) и двухцепной **ВЛ 110 кВ Саввинская – Звенигород** (ориентировочной протяженностью 2х2 км);

Ввод объекта планируется в 2016 году.

ПС 220/110 кВ Подъячево

Для снятия перегрузок и поддержания допустимых уровней напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей Дмитровского района (Протокол совещания от 07.08.09) сооружается ПС 220/110 кВ Подъячево.

На ПС предполагается установка двух автотрансформаторов мощностью 200 МВА каждый, сооружаются заходы ВЛ 220 кВ Радищево – Шуколово протяженностью 2х2,5 км. Присоединение к сети 110 кВ предлагается путем сооружения заходов двухцепной ВЛ 110 кВ Константиново – Юрьево 1,2 (4х12 км).

Ввод объекта планируется в 2015 году.

ПС 220/110 кВ Болдино

Для электроснабжения жилой застройки г. Королева, поддержания допустимых уровней напряжения и устойчивой работы транзита 110 кВ Трубино –

Хвойная предусматривается сооружение ПС 220/110/10 кВ Болдино. На ПС будут установлены два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый, сооружаются заходы КВЛ 220 кВ ТЭЦ-23 – Трубино на подстанцию протяженностью 2х10 км.

Присоединение к сети 110 кВ предполагается путем сооружения захода ВЛ 110 кВ Н.Подлипки – Клязьма 1,2.

Ввод объекта планируется в 2015 году.

ПС 220/110 кВ Долино

Для электроснабжения жилой застройки и коммунально-бытовых объектов г. Дубна намечен ввод ПС 220/110/10 кВ Долино с установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью по 125 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью по 100 МВА каждый. Присоединение к сети 220 кВ предлагается путем сооружения ВЛ 220 кВ Конаковская ГРЭС – Долино (2х35 км).

Ввод объекта планируется в 2015 году.

ПС 220 кВ Тютчево

Для электроснабжения жилой застройки и производственных объектов г. Пушкино намечен ввод ПС 220/110/10 кВ Тютчево с установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 200 МВА каждый, сооружение заходов ВЛ 220 кВ Уча – Н.Софрино (2х5 км). Присоединение к сети 110 кВ предлагается путем сооружения двухцепной ВЛ 110 кВ Тютчево – Пушкино (2х5км) и двухцепной ВЛ Тютчево – Гранит (2х20км). На ПС Тютчево переводится часть нагрузки ПС 110 кВ Пушкино.

Ввод объекта планируется в 2015 году.

Заходы ВЛ 220кВ Радуга – Ярцево на ПС 220 кВ Дмитров

Для повышения надежности электроснабжения потребителей Дмитровского района, для обеспечения возможности присоединения новых потребителей и снижения загрузки ВЛ 220 кВ Конаковская ГРЭС – Темпы намечается сооружение захода ВЛ 220 кВ Радуга – Ярцево на ПС Дмитров протяженностью 2х15 км.

Ввод объекта планируется в 2016 году.

ПС 220/10 кВ Ступино

Для электроснабжения жилой застройки северо – западного района г. Ступино, вновь строящихся и реконструируемых промышленных потребителей, объектов социальной инфраструктуры Ступинского муниципального района – предусматривается строительство ПС с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 2х100 МВА и заходом ВЛ 220 кВ ГРЭС-4 – Образцово (2х6 км).

Дата ввода объекта – **2013 год.**

ПС 220/110 кВ Девятская

Строительство ПС обусловлено высокой загрузкой сети 110 кВ Подольского района Московской области, превышением аварийно-допустимой нагрузки в ремонтных схемах данного района при нормативных возмущениях (при АО ВЛ 110 Лесная – Щапово происходит недопустимое снижение напряжения в сети 110 кВ), а также необходимостью повышения надежности электроснабжения, обеспечения возможности подключения новых потребителей северо-западной части г. Подольска. Планируется установка двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 2х200 МВА и сооружение заходов ВЛ 220 кВ Пахра – Лесная и ВЛ 220 кВ Лесная – Образцово.

Дата ввода объекта – **2014 год.**

ПС 220/10 кВ Молоково (Еловая)

Для обеспечения возможности подключения новых потребителей Ленинского района Московской области предусматривается строительство ПС с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 2х160 МВА и строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Пахра – Молоково 1,2.

Организация, ответственная за реализацию проекта – ООО «Есть».

Дата ввода объекта – **2015 год.**

ПС 220/10 кВ Стекольная

Для обеспечения возможности подключения новых потребителей и повышения надежности электроснабжения предусматривается строительство ПС с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 2х25 МВА и заходом ВЛ 220 кВ Пахра – Мячково (2х1,0 км).

Дата ввода объекта – **2012 год.**

ПС 220/110/10 кВ Меткино

Для повышения надежности электроснабжения, возможности присоединения новых потребителей, разгрузки сети 110 кВ и АТ ПС 500 кВ Пахра (ВЛ 110 кВ Пахра – Новодомодедово приводит к снижению напряжения ниже минимально допустимого на 2 СШ 110 кВ ПС Новодомодедово, ПС Хомутово. АО АТ-8 Каширской ГРЭС приводит к перегрузкам по ВЛ 110 кВ Пахра –Новодомодедово 2 цепь и ВЛ 110 кВ Хомутово – Новодомодедово) – предусматривается строительство ПС с установкой двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 2х250 МВА с заходами ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Пахра и Пахра-Меткино 1,2 и ВЛ 110 кВ Сидорово – Взлетная и Ляхово – Новодомодедово.

Дата ввода объекта – **2015 год.**

ПС 220/110 кВ Лазарево (перевод на 220 кВ)

Для обеспечения нормального экономического потокораспределения, поддержания допустимых уровней напряжения как в нормальных, так и в ремонтных схемах и устойчивой работы сети 110 кВ Серпуховского района планируется **реконструкция** ПС 110 кВ Лазарево с переводом на 220 кВ с установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 2х200 МВА с

заходом ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Ока 1,2 и строительством ВЛ 110 кВ Лазарево – Талеж 1,2.

Дата ввода объекта – **2015 год.**

ПС 220/10 кВ Филино

Для электроснабжения аэропорта Шереметьево, а также обеспечения возможности присоединения новых потребителей (Транспортно-логистический центр «Шемякино») предусматривается строительство ПС 220/10 кВ Филино с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый и сооружением захода двухцепной ВЛ 220 кВ Белый Раст – Западная протяженностью 4х0,5 км.

Ввод объекта планируется в 2018 год.

ПС 220/110 кВ Теплый Стан (перевод на 220 кВ)

Для снятия перегрузок, обеспечения возможности подключения новых потребителей и повышения надежности электроснабжения потребителей микрорайона Теплый Стан планируется **реконструкция** ПС 110 кВ Теплый Стан с переводом на 220 кВ с установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 2х200 МВА и сооружение двухцепных ЛЭП 220 кВ Никулино – Теплый Стан 1,2 и Теплый Стан – Филиппово 1,2.

Ввод объекта планируется в 2018 год.

ПС 220/110 кВ Взлетная (перевод на 220 кВ)

Для обеспечения надежного электроснабжения аэропорта "Домодедово" и Домодедовского района планируется **реконструкция** ПС 110 кВ Взлетная с переводом на напряжение 220 кВ с установкой двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 2х200 МВА, двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 2х100 МВА и сооружением ЛЭП 220 кВ Пахра – Взлетная 1,2 (2х15 км).

Дата ввода объекта – **2018 год.**

<u>Объекты реновации 220 кВ</u>

ПС 220 кВ Новобратцево

Завершение реконструкции (перевод всех присоединений 110 кВ в новое КРУЭ) с установкой силовых трансформаторов 220/20 кВ мощностью 2х100 МВА. Перевод ПС на напряжение 220 кВ был осуществлен для выдачи мощности ТЭЦ-21 и устранения «узких мест» сети 110 кВ в районе ПС Новобратцево (разгрузка сети 110 кВ по транзиту ТЭЦ-16 – Гражданская – Новобратцево), также для повышения надежности электроснабжения потребителей районов Левобережный, Головинский, Войковский, Ховрино и Коптево г. Москвы. Завершить реконструкцию планируется в **2012 году**.

ПС 220/110 кВ Пресня

На ПС установлены два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью по 200 МВА каждый (год изготовления – 1979, 1980). Предполагается замена установленных автотрансформаторов на автотрансформаторы мощностью 2х250 МВА (в связи с физическим износом – срок службы более 20 лет) и установка силовых трансформаторов мощностью 2х100 МВА (для возможности подключения новых потребителей). Также предполагается реконструкция ОРУ 220 кВ для возможности подключения двухцепной КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 – Пресня (для обеспечения выдачи мощности блока ПГУ 220 (250) МВт ТЭЦ-12). Завершить реконструкцию планируется в **2013 году**.

ПС 220/110 кВ Баскаково

На ПС установлены два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью по 200 МВА каждый (год изготовления – 1986, 1999). Реконструкция ПС предполагается с целью замены установленных автотрансформаторов на автотрансформаторы мощностью 2х250 МВА (для снятия перегрузки и в связи с физическим износом – срок службы АТ-1 более 20 лет). Завершить реконструкцию планируется в **2014 году**.

ПС 220/10 кВ Гольяново

На ПС установлены два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью по 63 МВА каждый (год изготовления – 1978, 1980). Реконструкция ПС предполагается с целью замены установленных трансформаторов на трансформаторы мощностью 2х80 МВА (для снятия перегрузки и в связи с физическим износом – срок службы более 20 лет). Завершить реконструкцию планируется в **2014 году**.

ПС 220/10 кВ Владыкино

На ПС установлены два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью по 63 МВА каждый (год изготовления – 1989). Реконструкция ПС предполагается с целью строительства КРУЭ 220 кВ и установкой новых выключателей (в настоящее время уровень токов КЗ превышает отключающую способность установленных выключателей (40 кА)), а также замены установленных трансформаторов на трансформаторы мощностью 2х80 МВА (в связи с физическим износом – срок службы более 20 лет). Завершить реконструкцию планируется в **2015 году**.

ПС 220/110 кВ Центральная

На ПС установлены два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью по 250 МВА каждый (год изготовления – 1997) и два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью по 63 МВА каждый (год изготовления – 1996). Реконструкция ПС предполагается с целью строительства КРУЭ 220 кВ с установкой новых выключателей (в настоящее время уровень токов КЗ превышает отключающую способность установленных выключателей (40 кА)), а также установки силовых трансформаторов 220/10 кВ мощностью 2х80 МВА (для снятия перегрузки АТ-3, АТ-4, Т-1 и Т-2). Завершить реконструкцию планируется в **2015 году**.

ПС 220/110 кВ Чертаново

На ПС установлены два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью по 250 МВА каждый (год изготовления – 2007) и два силовых трансформатора 110/10/10 кВ мощностью по 63 МВА каждый. Реконструкция ПС предполагается с целью замены установленных силовых трансформаторов 110/10/10 кВ на трансформаторы 220/10 кВ мощностью 2х100 МВА (для снятия перегрузки АТ-1,2 и подключения новых потребителей районов Чертаново и Царицыно). Завершить реконструкцию планируется в **2016 году**.

ПС 220/110 кВ Сабурово

На ПС установлены два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью по 200 МВА каждый (год изготовления – 1991, 1990). Реконструкция ПС предполагается с целью замены установленных автотрансформаторов на автотрансформаторы мощностью 2х250 МВА (для снятия перегрузки и в связи с физическим износом АТ-1,2 – срок службы более 20 лет). Завершить реконструкцию планируется в **2016 году**.

ПС 220/110 кВ Южная

На ПС установлены два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью по 200 МВА каждый (год изготовления – 1984, 1982). Реконструкция ПС предполагается с целью замены установленных автотрансформаторов на автотрансформаторы мощностью 2х250 МВА (для снятия перегрузки и в связи с физическим износом АТ-1,2 – срок службы более 20 лет). Завершить реконструкцию планируется в **2016 году**.

ПС 220/110 кВ Луч

На территории Истринского района в д. Новораково расположена ПС 220/110/10 кВ Луч с автотрансформаторами мощностью 2х200 МВА напряжением 220/110/10 кВ и трансформаторами мощностью 2х20 МВА напряжением 110/6 кВ.

ПС присоединена к сети 220 кВ ВЛ 220 кВ Луч – Шмелево (АС-400, 71,93 км) и Луч – Радищево (АС-400, 63,4 км), к сети 110 кВ ВЛ 110 кВ Луч – Пернатово с отп. (АС-150, 11,3 км) и ВЛ 110 кВ Луч – Манихино (АС-150, 13.3 км).

Необходимость реконструкции ПС связана с перегрузкой существующих АТ в послеаварийных режимах работы. Так при аварийном отключении АТ-2 ПС 220 кВ Луч загрузка оставшегося в работе АТ-1 составляет более 130%.

Реконструкцией предусматривается установка новых автотрансформаторов мощностью 2х200 МВА напряжением 220/110 кВ и трансформаторов мощностью 2х125 МВА напряжением 110/6 кВ. Схема присоединения к сети 110-220 кВ остается без изменений.

Ввод объекта планируется в 2015 году.

ПС 220 кВ Уча

Реконструкция обусловлена моральным и физическим износом оборудования. На ПС предполагается замена двух автотрансформаторов мощностью 125 МВА (1970 г.) каждый на два АТ мощностью 2х250 МВА.

В ОРУ 220 кВ необходимо заменить все существующие выключатели на элегазовые, выполнить установку дополнительной ячейки для включения второй цепи ВЛ 220 кВ ТЭЦ-27 – Уча.

В ОРУ 110 кВ выполняется замена всех выключателей на элегазовые, установка четырех линейных регулировочных трансформаторов мощностью 40 МВА каждый, установка двух дополнительных трансформаторов мощностью 40 МВА каждый напряжением 110/6 кВ.

Завершение реконструкции в 2012 году.

ПС 220 кВ Темпы

Реконструкция обусловлена необходимостью повышения надежности электроснабжения, обеспечению возможности подключения новых потребителей Дмитровского района, а также вводом новой ПС 220 кВ Долино. На ПС Темпы предлагается выполнить замену автотрансформаторов мощностью 125 МВА на АТ мощностью 2х200 МВА, установить два регулировочных трансформатора мощностью 2х40 МВА.

Завершение реконструкции в 2014 году.

ПС 220 кВ Старбеево

Для снятия перегрузок (аварийная загрузка АТ-1 и АТ-2 в зимний максимум составляет 112% и 111%) на ПС Старбеево необходима замена двух автотрансформаторов мощностью 200 МВА каждый на АТ мощностью 2х250 МВА.

Завершение реконструкции в 2014 году.

ПС 220 кВ Хвойная

Для снятия перегрузок (аварийная загрузка АТ-1 и АТ-2 в зимний максимум составляет 121%) на ПС Хвойная необходима замена двух автотрансформаторов мощностью 200 МВА каждый на АТ мощностью 2х250 МВА.

Завершение реконструкции в 2014 году.

ПС 220 кВ Н.Софрино

Реконструкция обусловлена физическим и моральным износом оборудования. На ПС проведена замена трансформаторной группы мощностью 3*30 МВА (год установки 1952 г.) на АТ мощностью 125 МВА. Производится дальнейшая реконструкция РУ 110, 220 кВ с заменой выключателей на элегазовые.

Завершение реконструкции в 2017 году.

ПС 220 кВ Тайнинка

Реконструкция обусловлена необходимостью повышения надежности электроснабжения потребителей Мытищинского района. В настоящее время ПС Тайнинка включена по отпаечной схеме от ВЛ 220 кВ ТЭЦ-27 – Щедрино. На ПС установлен один трансформатор мощностью 32 МВА. Реконструкция предполагает установку двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 2х63 МВ.А. Присоединение ПС к сети 220 кВ осуществляется по схеме «заход-выход» ВЛ 220 кВ ТЭЦ-27– Щедрино с использованием трассы существующего линейного захода. ОРУ 220 кВ

выполняется по схеме «мостика» с выключателями в цепях линий и трансформаторов.

Завершение реконструкции в 2017 году.

ПС 220 кВ Ока

Реконструкция ПС обусловлена высокой загрузкой сети 110 кВ, превышением аварийно-допустимой нагрузки в ремонтных схемах при нормативных возмущениях (при наложении аварийного отключения АТ-1(2) ПС Бугры на ремонт АТ-3 ПС Ока загрузка АТ-1(2) ПС Ока составит более 130% на каждого) и позволит повысить надежности и качество электроснабжения потребителей Серпуховского р-на. Предусматривается замена трансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 2х90 МВА на трансформаторы мощностью 2х200 МВА и установка трансформаторов 220/10 кВ мощностью 2х63 МВА. Дата ввода оборудования – **2015 год.**

ПС 220 кВ Бугры

Реконструкция ПС обусловлена износом оборудования (1968-1973 годы вводов трансформаторов в эксплуатацию). Предусматривается замена трех трансформаторов 220/35/6 мощностью 3х40 МВА и двух автотрансформаторов 220/110/10 мощностью 2х125 МВА на новые трансформаторы и автотрансформаторы аналогичного напряжения и мощности. Дата ввода оборудования – **2017 год.**

ПС 220 кВ Кедрово

На ПС установлены три автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью по 125 МВА каждый (год изготовления – 1985, 1968, 1966) и три трансформатора 220/35/10 кВ мощностью по 40 МВА каждый (год изготовления – 1966, 1963, 1969). Предусматривается их замена на новые трансформаторы и автотрансформаторы аналогичного напряжения и мощности. Дата ввода оборудования – **2018 год.**

9.4. Электроснабжение новых потребителей в зоне расширения г. Москвы

Современная Москва при 11 млн. населения занимала около 1,1 тыс. кв.км территорий (110 тыс. гектаров), что в 25 раз меньше других крупных городов мира.

Плотность населения в Москве (свыше 10 588 чел./км²) является одной из самых высоких в мире. Разница в данном показателе с Санкт-Петербургом составляет более чем в 2,5 раза (3 384 чел./км² в 2011).

В соответствии с постановлением Совета Федерации Федерального собрания Российской Федерации от 27.12.2011 № 560-СФ «Об утверждении изменения границы между субъектами Российской Федерации городом федерального значения Москвой и Московской областью» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 1, ст. 17) предполагается включение в состав Москвы 21 муниципального образования, в том числе 2-х городских округов, 19 городских и сельских поселений на юго-западном направлении Московской области, а также

трех участков территории на западе от Москвы. Территория города Москвы будет расширена в 2,39 раза на 148 тысяч гектаров.

В состав столицы войдут значительные части Нарофоминского, Подольского и Ленинского районов Московской области, города Щербинка и Троицк. Города Подольск, Климовск и Апрелевка останутся в составе Московской области. На присоединяемой к г. Москва территории в настоящее время постоянно проживают 250 тыс.человек. Карта г. Москвы в новых границах приведена на рисунке 9.1.

Более 40 тысяч гектар присоединяемой к Москве территории планируется отдать под строительство - административное, деловое, строительство образовательных учреждений и жилья. Потенциал строительства объектов на новой территории площадью 105 млн. кв. м, включая 60 млн. кв. м жилья.

На новых территориях Москвы предполагается размещение федеральных органов государственной власти, органов власти города Москвы, объектов международного финансового центра, научно-образовательных, инновационных и промышленных кластеров.

Рисунок 9.1. Карта г. Москвы в новых границах.

. .4.1. Экспертная оценка перспективного спроса на электрическую энергию и уровня потребления мощности по г. Москве с учетом расширения границ города.

С учетом расширения границ г. Москвы определена дополнительная потребность в электрической энергии, которая на данном этапе работы основывается на следующей информации. прирост численности населения в размере 2 млн.чел. и строительство новых площадей в объеме 105 млн.кв.м, в том числе 60 млн.кв.м - на жилищное строительство и 45 – на общественно-деловые здания.

Рисунок 9.2. Динамика спроса на электрическую энергию по г. Москве

Оценка дополнительной потребности в электрической энергии на новые жилые комплексы проведена исходя из того, что основная часть потребления электрической энергии будет приходиться на малоэтажную застройку – коттеджи, таунхаусы. В соответствии со сводом правил по проектированию и монтажу электроустановок жилых и общественных зданий (далее – свод правил) на основании удельных расчетных показателей электрической нагрузки электроприемников жилых зданий с учетом различных схем энергоснабжения в процессе пищеприготовления (природный газ, сжиженный газ, электроплиты) дополнительная потребность в электрической энергии может составить 8–10 млрд.кВт.ч. Это соответствует удельному расходу электроэнергии в расчете на одного жителя в объеме 4–5 тыс.кВт.ч. в год, что находится на современном уровне развитых стран (США, Канада, Швеция и др.).

Дополнительная потребность в электрической энергии на нужды учреждений управления, здравоохранения, образования, торговли и прочих предприятий сферы услуг также определена в соответствии со сводом правил и может быть оценена в объеме 9-10 млрд.кВт.ч. Кроме того, возведение новых жилых массивов повлечет строительство небольших предприятий пищевой промышленности (хлебопекарни,

молочные заводы и др.). Согласно оценке в целом дополнительная потребность в электрической энергии по г. Москве может достичь 20 млрд.кВт.ч.

В связи с отсутствием концепции развития присоединяемой территории г. Москвы и генерального плана развития этой территории экспертная оценка величины потребления мощности новой территории г. Москвы проводилась по укрупненным удельным расчетным показателям в соответствии с Инструкцией по проектированию городских электрических сетей (далее - Инструкция).

Согласно Инструкции расчет электрических нагрузок жилых зданий и коттеджей на перспективу проведен исходя из следующих условий:

- средняя семья состоит из 3,1 чел.;
- общая площадь на семью 150-600 кв. м;
- установленная мощность энергоприемников (с учетом электрических плит и саун) до 60 кВт.

Расчетная электрическая нагрузка жилых зданий микрорайона, приведенная к шинам 0,4 кВ ТП, определялась по формуле:

$P_{р.мр.} = P_{р.ж.зд.уд.} * S * 10^3$,

где $P_{р.ж.зд.уд.}$ – удельная расчетная нагрузка жилых зданий , Вт/м^2 (20,8 Вт/м^2);

S – общая площадь жилых зданий микрорайона, м^2.

При допущении, что вся жилая застройка рассматривается как единый микрорайон, расчетная нагрузка жилых зданий микрорайона с учетом повышающих коэффициентов на увеличенную площадь проживания семьи и транспортную инфраструктуру на электрической тяге оценивается в 2100 МВт, что корреспондируется с результатами экспертных оценок коммунально-бытовой нагрузки, полученных другими методами (например, через величину удельного потребления электроэнергии на человека в год). В данной величине учтены нагрузки насосов систем отопления, горячего снабжения и подкачки воды, установленных в центральном тепловом пункте (ЦТП), или индивидуальных в каждом здании, лифтов и наружного освещения территории микрорайона.

Определение расчетной нагрузки офисной зоны проводилось на основании данных об удельном электропотреблении в соответствии с Инструкцией при планируемом вводе 45 млн. м^2. Удельная расчетная электрическая нагрузка «здания или помещения учреждений управления, проектных и конструкторских организаций, кредитно-финансовых учреждений и предприятий связи с кондиционированием воздуха принималась равной 0,054 кВт/м^2. Следовательно, нагрузка офисных помещений, исходя из планируемой обще площади таких помещений, может составить ориентировочно до 2400 МВт.

Итого, прирост электрической нагрузки, связанной с расширением территории г. Москвы, составит порядка 4500 МВт на шинах 0,4 кВ без учета коэффициента участия в максимуме нагрузки.

Таким образом, электрическая нагрузка г. Москвы с учетом расширения ее территории может составить 16280 МВт.

На рис. 9.3 представлен прогнозируемый рост максимума потребления мощности г. Москвы.

Рисунок 9.3. Динамика максимумов потребления г. Москвы

В целом по энергосистеме Московского региона с учетом расширения ожидается рост максимальных электрических нагрузок до 26630 МВт при среднемноголетней температуре наружного воздуха в период прохождения годовых максимальных нагрузок.

На рисунке 9.4 представлен прогнозируемый рост максимумов нагрузки Московской энергосистемы в существующих и с учетом расширения границ г. Москвы, а также предлагаемое ранее развитие собственных генерирующих мощностей региона для базового варианта электропотребления.

Рисунок 9.4 Динамика максимумов потребления г. Москвы и Московской области, а также развитие собственных генерирующих мощностей Московской энергосистемы

Как видно из рисунка 9.4, собственный дефицит генерирующих мощностей Московской энергосистемы для обеспечения электроснабжения новых территорий г. Москвы может превысить 4 ГВт.

9.4.2. Предложения по обеспечению электроснабжения новых потребителей в зоне расширения г. Москвы

Расширение территории г. Москвы потребует пересмотра программ развития генерирующих мощностей и электросетевых объектов г. Москвы с учетом повышенных требований к надежности электроснабжения потребителей.

Для обеспечения электро- и теплоснабжения новых потребителей г. Москвы на новых территориях потребуется сооружение распределенной когенерации - электростанций средней и малой мощности суммарной мощностью до 1500 МВт. Суммарная потребность в мощности электростанций принималась исходя из величины пропускной способности внешних связей Московской энергосистемы на уровне 2020 г. не менее 5000 МВт. Из них порядка 2000 МВт может быть получено из ОЭС Центра по электрическим связям г. Москвы и Московской области в старых границах.

Для покрытия остальной части нагрузки (более 3000 МВт) необходимо сооружение новых опорных ПС и ЛЭП 500 кВ.

Усиление внешних связей Московской энергосистемы для обеспечения передачи мощности из ОЭС Центра в размере не менее 5000 МВт предусматривает:

- строительство 2-й ВЛ 500 кВ Грибово-Дорохово (предусмотрено ТУ на присоединение блока №4 Калининской АЭС в период до 2015 г.);
- сооружение ПС 500 (750) кВ Обнинск и не менее 2-х связей 500 кВ с Московской энергосистемой, что позволит передать в Московский регион мощность Смоленской АЭС;
- сооружение в южной части второго Московского кольца 500 кВ – ЛЭП 500 кВ Дорохово – Панино (предусмотрено ТУ на присоединение блока № 4 Калининской АЭС в период до 2015 г.).

Для передачи мощности потребителю потребуется дополнительное сооружение ПС 500 кВ и развитие электрических сетей 220 и 20 кВ в привязке к разрабатываемой московскими властями концепции градостроительного развития столичного региона.

Формирование связи с существующими электрическими сетями Московской энергосистемы будет определяться с учетом необходимости предотвращения роста токов к.з. как в существующей сети Московской энергосистемы, так и во вновь сооружаемой.

9.4.3. Развитие электрических сетей

<u>Развитие электрической сети 500 кВ:</u>

- сооружение южной части второго Московского кольца 500 кВ - ВЛ 500 кВ Дорохово – Панино (предусмотрено ТУ на присоединение блока №4 Калиниской АЭС в период до 2015 г.);

- создание центров питания 500/220 кВ и ПС глубокого ввода 500/220/20 кВ.

Для покрытия нагрузки 3000 МВт необходимо сооружение минимум 4-х ПС 500 кВ:

- сооружение ПС 500 кВ Софьино (ранее рассматривалось для питания Города 101 при полном его развитии и близлежащих районов) с установкой 4хАТ 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый с заходами ВЛ 500 кВ Дорохово-Панино и ВЛ 500 кВ от ПС 500 (750) кВ Обнинск;
- сооружение ПС 500 кВ Могутово с установкой 4хАТ 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый с заходами ВЛ 500 кВ Дорохово-Панино и ВЛ 500 кВ от ПС 500 (750) кВ Обнинск;
- строительство ПП 500 кВ Бугры и ПС 500 кВ глубокого ввода в районе г.Климовск с установкой 2хАТ 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый;
- строительство ПП 500 кВ Кресты и ПС 500 кВ глубокого ввода в районе н.п.Никольское.

На участке Могутово-Кресты-ПП Бугры–Подольск-Панино предполагается сооружение второй ВЛ 500 кВ до ПС 500 кВ Панино.

Сооружение описанных объектов 500 кВ позволит обеспечить надежное электроснабжение нагрузки потребителей в объеме 3000 МВт при наиболее тяжелых возмущениях:

- потеря ПС (включая полную потерю всех РУ);
- потеря сечения ВЛ (многоцепная опора, ЛЭП в одном коридоре).

<u>Развитие электрической сети 220 и 20 кВ</u>

- создание центров питания 220/20 кВ:
  - с учетом установки на каждой ПС 220/20 кВ трансформаторов 4х100 МВА и их допустимой загрузки в нормальном режиме максимально на 80%, а также условия, что выдача мощности электростанций должна производиться как на напряжении 20 кВ (70%), так и на напряжении 220 кВ, предполагается сооружение 12-15 ПС 220 кВ.
  - ПС 220/20 кВ предполагается связать с ПС 500 кВ двухцепными КЛ 220 кВ. Связи 220 кВ между ПС 220/20 кВ должны формироваться на основании расчетов из условий обеспечения надежности электроснабжения потребителей и ограничения токов к.з.
- развитие электрической сети 20 кВ будет основываться на следующих принципах:
  - На каждой ПС 220 кВ предусматривается 64 фидера 20 кВ;
  - Максимальная длина КЛ 20 кВ составляет 15 км;
  - Для обеспечения нагрузки потребителя необходимо сооружение 180 РП 20 кВ;
  - Предполагается обеспечение резервирования потребителей на напряжении 20 кВ.

При росте нагрузки новой территории г. Москвы свыше 5000 МВт можно рассматривать дополнительное строительство генерирующих и электросетевых объектов, в том числе:

- заходы ВЛ 500 кВ (в габ. 750 кВ) Калужская – Ожерелье с сооружением ПС глубокого ввода 500 кВ;
- сооружение дополнительной генерирующей мощности в южной части ОЭС Центра;
- установка нагрузочных трансформаторов 220/20 кВ на опорных ПС 500 кВ.

На рисунке 9.5 приведена карта-схема электрических сетей 220 кВ и выше расширяемой территории г. Москвы.

Ориентировочный перечень электросетевых объектов для обеспечения электроснабжения потребителей расширяемой части г. Москвы приведен в таблице 9.1.

Уточнения предполагаемых объемов строительства объектов электроэнергетики в зоне расширения территории г. Москвы будут внесены после формирования актуализированного генерального плана развития г. Москвы с учетом расширения территории города.

Таблица 9.1. Состав объектов схемы электроснабжения новой территории г. Москвы

Наименование объекта	**Параметры объекта**
ВЛ 500 кВ Могутово-Кресты-ПП Бугры–Подольск-Панино	180 км
ВЛ 500 кВ Обнинск-Софьино	110 км
ВЛ 500 кВ Обнинск-Могутово	90 км
ПС 500/220 кВ Софьино (в закрытом исполнении)	4х501 МВА
ПС 500/220/20 кВ Климовск (в закрытом исполнении)	2х501 МВА 2х100 МВА
ПС 500/220 кВ Подольск (в закрытом исполнении)	4х501 МВА
ПС 500/220/20 кВ Никольское (в закрытом исполнении)	2х501 МВА 2х100 МВА
ПС 500/220 кВ Могутово (в закрытом исполнении)	2х501 МВА
ПП 500 кВ Бугры	
КЛ 500 кВ Бугры – Климовск (2 цепи)	2х20 км
ПП 500 кВ Кресты	
КЛ 500 кВ Кресты – Никольское (2 цепи)	2х20 км
12 ПС 220/20 кВ КЛ 220 кВ	4х100 МВА 2х150 км

Рисунок 9.5. Карта-схема электрических сетей 220 кВ и выше для электроснабжения новой территории г. Москвы

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

10.1. Принятые сокращения

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
АРВ	автоматический регулятор возбуждения
АРПМ	автоматика разгрузки при перегрузке по активной мощности
АРЧМ	автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности
АСУ ТП	автоматизированная система управления технологическими процессами объектов электроэнергетики
АТ	автотрансформатор
АТС	автоматическая телефонная станция
АЧР	автоматика частотной разгрузки
ВОЛС	волоконно-оптическая линия связи
ДЗЛ	дифференциальная защита линии
ДЗШ	дифференциальная защита сборных шин
ДС	деление энергосистемы
ДРТ	длительная разгрузка турбин энергоблоков
ДФЗ	дифференциально-фазная защита
ЗНР	защита от неполнофазного режима
КЗ	короткое замыкание
КЛС	кабельная линия связи
КРТ	кратковременная разгрузка турбин энергоблоков
КПР	контроль предшествующего режима
ЛАПНУ	локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости
ЛЭП	линия электропередачи
ОАПВ	однофазное автоматическое повторное включение
ОГ	отключение генераторов
ОН	отключение нагрузки
ПА	противоаварийная автоматика
РА	режимная автоматика
РЗА	релейная защита и автоматика
СВ	секционный выключатель

СМПР	система мониторинга переходных режимов в энергосистеме
ССПИ	система сбора и передачи информации
ТАПВ	трехфазное автоматическое повторное включение
ТМ	телеметрическая информация
ТН	трансформатор напряжения
ТТ	трансформатор тока
УВ	управляющее воздействие
УПАСК	устройство передачи аварийных сигналов и команд
УРОВ	устройство резервирования отказа выключателей
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

10.2. При строительстве, реконструкции объектов электроэнергетики, предусмотренных схемой и программой развития ЕЭС России, необходимо 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.

10.3. 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.

По предварительным расчетам темпы модернизации в указанных энергетических компаниях в 2011 году составили (в % за год от общего количества объектов электроэнергетики на которых находятся объекты диспетчеризации):

генерирующие компании	–	4,5 %;
ОАО «ФСК ЕЭС»	–	5,8 %;
ДЗО ОАО «Холдинг МРСК»	–	7,6 %;
ОАО «РЖД»	–	0,4 %;
другие крупные сетевые компании	–	4,0 %.

При условии сохранения существующих темпов модернизации в энергетических компаниях к 2016 году будет завершена модернизация ССПИ объектов электроэнергетики только генерирующих компаний. Однако, при высоком уровне модернизации ССПИ объектов генерирующих компаний – участников оптового рынка электроэнергии и мощности (84,0%) на электростанциях ОАО «ТГК-1» модернизация ССПИ выполнена только на 20,8%, до настоящего времени указанный процесс не завершен на 39 электростанциях данной компании, в том числе на следующих электростанциях с установленной мощностью свыше 100 МВт:

Кривопорожская ГЭС	–	180 МВт;
Петрозаводская ТЭЦ	–	280 МВт;
Апатитская ТЭЦ	–	323 МВт;
ГЭС-15 (каскада Серебрянских ГЭС)	–	201 МВт;
ГЭС-16 (каскада Серебрянских ГЭС)	–	156 МВт;
Верхнетериберская ГЭС-18 (каскада Серебрянских ГЭС)	–	130 МВт;
Княжегубская ГЭС-11 (каскада Нивских ГЭС)	–	152 МВт;
Нива ГЭС-3 (каскада Нивских ГЭС)	–	155,5 МВт;
Верхне-Свирская ГЭС-12	–	160 МВт;
Нарвская ГЭС (ГЭС-13)	–	124,8 МВт;
Первомайская ТЭЦ (ТЭЦ-14)	–	454МВт;
Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21)	–	500 МВт;
Автовская ТЭЦ (ТЭЦ-15)	–	321 МВт;
Выборгская ТЭЦ (ТЭЦ-17)	–	278МВт;
Дубровская ТЭЦ (ТЭЦ-8)	–	192 МВт.

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».

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

10.4. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2012-2018 годах планируется реализация следующих проектов по развитию противоаварийной автоматики:

- ввод в промышленную эксплуатацию ЦСПА ОЭС Сибири, срок – 2012 год;

- ввод в промышленную эксплуатацию ЦСПА ОЭС Востока, срок – 2013 год;
- создание ЦСПА ОЭС Северо-Запада, срок – 2015 год;
- создание низовых устройств ЦСПА ОЭС Юга на ПС 500 кВ Тихорецк, срок – 2012 год, ПС 500 кВ Шахты, срок – 2013 год и ПС 500 кВ Чирюрт, срок – 2014 год;
- модернизация ЦПА ПС Итатская и её подключение в качестве низового устройства к ЦСПА ОЭС Сибири, срок – 2012 год, модернизация ЛАПНУ на ПС Калино, срок – 2012 год, модернизация ЛАПНУ ПС Тагил, срок – 2012 год, модернизация ЛАПНУ Калининской АЭС – 2012 год, создание ЛАПНУ ПС Камала, срок – 2013 год, создание ЛАПНУ ПС Озерная, срок – 2013 год, создание ЛАПНУ Богучанской ГЭС, срок – 2013 год.

10.5. На объектах электроэнергетики электрической сети 110-220 кВ в части ПА в период времени до 2018 года планируется выполнение следующих работ:

- реализация технических решений технико-экономических обоснований (далее – ТЭО) (проектов):
- реконструкция противоаварийной автоматики в операционных зонах филиалов ОАО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ, РДУ Татарстана, Тюменское РДУ, Смоленское РДУ, Ростовское РДУ, Алтайское РДУ, Новосибирское РДУ, Коми РДУ, Волгоградское РДУ, Астраханское РДУ, Самарское РДУ, Вологодское РДУ, Ленинградское РДУ, Ярославское РДУ, Приморское РДУ, а также реконструкция противоаварийной автоматики в Юго-Западном и Сочинском энергорайонах Кубанской энергосистемы;
- развитие противоаварийной автоматики на транзите Иркутск-Бурятия-Чита в Южной и Северной частях Бурятской и Забайкальской энергосистем;
- разработка и реализация проектов реконструкции противоаварийной автоматики в операционных зонах филиалов ОАО «СО ЕЭС»: Амурское РДУ, Курское РДУ, Красноярское РДУ, Архангельское РДУ, Кубанское РДУ, Саратовское РДУ, Удмуртское РДУ.

10.6. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2012-2018 годах планируется реализация проектов по развитию централизованных систем регулирования режима энергосистем по частоте и перетокам активной мощности (таблица 10.1):

- 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 10.1. Реализация проектов по развитию ЦС АРЧМ

№ №	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	Новосибирская ГЭС	455	30.09.2012	31.08.2012/ 30.04.2014	ЦС АРЧМ ОЭС Сибири
3	Саяно-Шушенская ГЭС	6400	01.09.2012	30.12.2011/ 01.10.2014	
4	Воткинская ГЭС	1020	20.08.2012	20.08.2012 (все ГА)	ЦС АРЧМ ОЭС Урала
5	Камская ГЭС	522	31.12.2013	31.10.2011/ 31.12.2017	
6	Нижегородская ГЭС	520	в опытной эксплуатации с 2011 года	25.12.2013/ 25.12.2016	
7	Саратовская ГЭС	1360	31.08.2012	31.12.2011/ 31.12.2016	
8	Чебоксарская ГЭС	1370	в опытной эксплуатации с 2011 года	30.10.2011/ 30.10.2014	
9	Рыбинская ГЭС	346,4	30.04.2012	31.10.2012/ 31.12.2019	
10	Угличская ГЭС	110	30.04.2012	30.04.2012/ 31.12.2016	
11	Волжская ГЭС	2582,5	31.08.2012	31.08.2012/ 30.09.2014	
12	Чиркейская ГЭС	1000	30.10.2013	30.06.2013/ 31.12.2014	ЦС АРЧМ ОЭС Юга
13	Миатлинская ГЭС	220	30.10.2014	30.09.2013/ 30.09.2014	
14	Зеленчукская ГЭС	160	31.07.2012	30.04.2012	
15	Ирганайская ГЭС	400	31.03.2012	31.10.2011/ 30.11.2011	
16	ГЭС-2 Каск. Кубанских ГЭС	184	01.09.2012	01.07.2012 (все)	

10.7. Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в 2012-2018 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), Краснодарской ТЭЦ, ПС 500 кВ Бугульма, ПС 500 кВ Кубанская;
- расширение существующих комплексов СМПР на Сургутской ГРЭС-2, ПС 1150 кВ Алтай, Саяно-Шушенской ГЭС.

10.8. 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 выполнение следующих требований:

10.8.1. Требования по оснащению устройствами релейной защиты и сетевой автоматики ЛЭП 110 кВ и выше.

На каждой питающей стороне ЛЭП 110 - 220 кВ, имеющих питание с двух или более сторон, должны устанавливаться основная и резервная защита. При этом в качестве основной защиты должна предусматриваться защита от всех видов КЗ с абсолютной селективностью.

Две основные защиты необходимо предусматривать ЛЭП 110-220 кВ в следующих случаях:

- время отключения КЗ на линии при отсутствии основной защиты не удовлетворяет требованиям обеспечения устойчивости генерирующего оборудования или нагрузки потребителей;
- дальнее резервирование при КЗ на линии не обеспечивается;
- линия является кабельной или кабельно-воздушной.

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 основной защиты ЛЭП 110 кВ и выше должен выделяться канал связи независимый от каналов связи других аналогичных защит.

На каждой ЛЭП 110 кВ и выше, за исключением кабельных ЛЭП, должно предусматриваться трехфазное автоматическое повторное включение.

На ЛЭП 330 кВ и выше должно предусматриваться ОАПВ. Применение ОАПВ на ЛЭП 220 кВ должно быть обосновано.

ТАПВ должно обеспечивать возможность однократного опробования ЛЭП напряжением и синхронного включения под нагрузку. Для ЛЭП 110-220 кВ обеспечение синхронного включения предусматривается в обязательном порядке

для ЛЭП, отходящих от электростанций, на остальных ЛЭП - при обосновании необходимости такого включения.

На линиях, при включении которых возможно объединение частей разделившейся энергосистемы должны предусматриваться устройства улавливания синхронизма. Эти устройства должны использоваться для АПВ УС и для ручного включения с улавливанием синхронизма.

Устройство АПВ следует предусматривать отдельно на каждый выключатель.

10.8.2. Требования по оснащению устройствами релейной защиты автотрансформаторов и трансформаторов 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, на АТ 220 кВ мощностью 160 МВА и более, а также на АТ(Т) любой мощности, если отключение КЗ на любой его стороне при отсутствии дифференциальной защиты не обеспечивается действием защит дальнего резервирования или время отключения такого КЗ резервными защитами или защитами дальнего резервирования приводит к повреждению изоляции обмоток автотрансформатора.

На АТ 220 кВ выше резервные защиты от всех видов КЗ должны устанавливаться на каждой стороне автотрансформатора.

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

10.8.3. Требования по оснащению устройствами релейной защиты ШР, управляемых шунтирующих реакторов (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.

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

10.8.4. Требования по оснащению устройствами релейной защиты и сетевой автоматики систем шин 110 кВ и выше.

Для каждой системы (секции) шин 110-220 кВ должна предусматриваться отдельная дифференциальная защита шин (ДЗШ).

Два комплекта защиты шин должны устанавливаться в следующих случаях:

- по условию сохранения устойчивости нагрузки, обеспечения надёжной работы электростанций, а также предотвращения нарушения технологии особо

ответственных производств или при наличии на системе (секции) шин 110–220 кВ более 10 присоединений;

- на шинах комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ).

- на каждой системе (секции) шин 330 кВ и выше.

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.

10.8.5. 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 (индивидуальный УРОВ).

10.8.6. Требования к каналам передачи сигналов и команд РЗА.

В каждом направлении передачи информации ПА и РА должно быть организовано не менее двух независимых цифровых каналов связи. Полоса пропускания каждого цифрового канала должна обеспечивать передачу всего объема информации (телеметрической информации, сигналов и команд управления).

Каждый комплект устройств РЗ, реализующих функцию основной защиты ЛЭП, должен работать по выделенному каналу связи, независимому от каналов связи других комплектов защит той же ЛЭП.

Организация цифровых каналов связи для устройств, реализующих функции основных защит ЛЭП, должна исключать возможность одновременного отказа защит смежных ЛЭП.

При применении устройств РЗ, предусматривающих дублированный режим передачи сигналов, необходима организация двух независимых каналов связи.

Команды РЗ ЛЭП могут передаваться в канале совместно с командами ПА.

Для передачи сигналов и команд РЗА должны использоваться каналы только технологической сети связи субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, за исключением каналов, арендованных у операторов связи.

В каналах ВЧ связи, организованных по фазным проводам и грозотросам ВЛ, допускается совмещение передачи сигналов и команд РЗА, технологической телефонной связи и телеметрической информации, 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. Комбинированная аппаратура ВЧ связи по ЛЭП должна обеспечивать приоритетную передачу сигналов и команд РЗА.

Не допускается передача сигналов ВЧ защит ВЛ по ВЧ каналам, организованным по грозотросам.

Суммарное время измерения и передачи телеметрической информации с объектов электроэнергетики:

– в комплексы ПА и РА не должно превышать 1 секунды без учета времени обработки данных в комплексах ПА, РА;

– общее время передачи команды телеуправления до начала ее исполнения не должно превышать 5 секунд.

Аппаратура каналов передачи сигналов и команд РЗ, ПА должна:

– 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 автоматический контроль исправности каналов связи РЗА. При неисправности канала связи должна обеспечиваться автоматическая блокировка устройств РЗА, если эта неисправность может привести к неправильным действиям устройств РЗА, с возможностью автоматической и/или ручной деблокировки, а так же формирование сигнала неисправности канала соответствующих устройств РЗА. Время передачи сигналов и команд РЗА по каналам связи:

– организованным по ВОЛС, КЛС и РРЛ – не более 10 мс;

– организованным по каналам ВЧ связи на одной ЛЭП – не более 25 мс.

Время передачи команд телеуправления между управляющим вычислительным комплексом центрального устройства(УВК ЦС (ЦКС)) АРЧМ и системой автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ) энергоблока ТЭС или системы группового регулирования активной мощности (ГРАМ) ГЭС не должно превышать 1 секунды.

Должен быть обеспечен коэффициент готовности:

– одного цифрового канала связи для передачи сигналов и команд РЗА не ниже 0,99 в год, обобщенный коэффициент готовности системы связи для РЗА, состоящей из двух независимых каналов - не ниже 0,9999 в год;

– одного канала ВЧ связи на одной ВЛ для передачи сигналов и команд РЗА не ниже 0,99 в год. Вероятность ложного действия аппаратуры для передачи сигналов и команд РЗА должна составлять не более 10^{-6}, вероятность пропуска команды не должна превышать 10^{-4}.

Между программно-техническим комплексом (ПТК) верхнего уровня ЦСПА и каждым из низовых устройств ЦСПА для передачи таблиц управляющего воздействия (УВ) и иной технологической информации должны быть организованы два независимых цифровых канала связи с дублированным режимом передачи информации. Пропускная способность указанных каналов связи должна определяться проектом и составлять не менее 128 кБит/с.

10.8.7. Требования по оснащению объектов электроэнергетики устройствами

ПА и РА.

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.

Устройства АОПН должны устанавливаться на всех ЛЭП напряжением 500 кВ и выше длиной не менее 200 км с каждой стороны ЛЭП. Необходимость и места установки устройств АОПН на ЛЭП напряжением 500 кВ меньшей длины, а также на ЛЭП напряжением 330 кВ и ниже должна определяться проектными решениями.

На всех ЛЭП 500 кВ и выше устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны ЛЭП. На всех связях напряжением 110-330 кВ, по которым возможен асинхронный режим, устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны связи.

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 энергоблоках ТЭС и АЭС номинальной мощностью 500 МВт и более должны быть предусмотрены КРТ, ДРТ, ОГ, а также установлены устройства ФОБ. Необходимость организации КРТ, ДРТ, ОГ и установки устройств ФОБ на энергоблоках меньшей мощности определяется проектными решениями.

Устройства АЛАР должны устанавливаться на всех генераторах атомных электростанций и на всех генераторах мощностью 500 МВт и выше ТЭС и ГЭС. Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах меньшей мощности должна определяться проектными решениями.

Все гидроагрегаты единичной мощностью 10 МВт и выше и ГЭС и ГАЭС мощностью 50 МВт и выше, кроме ГЭС, не имеющих регулирующего водохранилища, должны быть оснащены устройствами АЧВР.

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

Устройства ЧДА должны устанавливаться на всех ТЭС мощностью 25 МВт и выше, за исключением ТЭС, на которых по условиям их работы установка устройств ЧДА невозможна.

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

Для генераторов мощностью 60 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).

10.8.8. Требования по оснащению объектов электроэнергетики устройствами СМПР.

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

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

На электростанциях, транзитных ПС 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 осуществляться в системе единого точного времени с погрешностью не более 1 мс.

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

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

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

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

- для электрических измерений должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже

0.5, подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 1, а при замене измерительных трансформаторов – не хуже 0.5; при этом должны обеспечиваться условия сохранения класса точности измерительных трансформаторов в части допустимой нагрузки вторичных цепей;

- передача телеизмерений в ДЦ должна осуществляться в инженерных значениях измеряемых величин;
- суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объекта электроэнергетики в ДЦ устанавливается требованиями подсистем системы оперативно-диспетчерского управления, использующих эту информацию, и должно находиться в пределах 1–2 секунд 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) по цифровым каналам технологической связи, организованным в соответствии с п. 10.8.10.3;
- телеметрическая информация должна содержать метку точного времени, формируемую на объекте электроэнергетики, которая должна передаваться в режимах, предусмотренных протоколами передачи и формулярами их согласования;
- реализация информационного обмена между объектом электроэнергетики и ДЦ должна обеспечивать режим передачи телеметрической информации по изменению, периодическую передачу всего объема телеизмерений и телесигнализации по запросу от ДЦ, а также периодическую (циклическую) передачу заданного состава телеизмерений, телесигнализации с настраиваемым периодом передачи информации;

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

10.8.10.3. Требования по организации технологической сети связи между ДЦ и объектом электроэнергетики, подстанцией и (или) центром управления сетями.

а) технические требования к технологической связи:

- технологическая связь в каждом направлении организуется по двум независимым цифровым каналам, исключающим одновременный их вывод из работы по общей причине;
- для автоматизированных систем управления, в том числе для передачи телеметрической информации и диспетчерских команд должны использоваться цифровые каналы с коэффициентом готовности каждого канала не менее 0,98 в год, при этом два независимых канала должны обеспечивать общий коэффициент готовности не менее 0,9996 в год;

- для систем управления, работающих в автоматическом режиме без участия человека, коэффициент готовности каналов должен соответствовать установленным требованиям к надежности работы этих систем;
- пропускная способность (скорость) каждого цифрового канала технологической связи выбирается исходя из условия обеспечения полного обмена информацией в необходимом объеме, установленным требованиями организации систем оперативно-диспетчерского управления, диспетчерской и технологической телефонной связи.

б) организация диспетчерской и технологической телефонной связи:

- диспетчеру ДЦ системного оператора и оперативному персоналу субъекта электроэнергетики в каждом направлении передачи команд и ведения оперативных переговоров должна предоставляться полнодоступная резервируемая услуга диспетчерской телефонной связи с возможностью занятия без ручного набора номера любого из двух телефонных каналов, организованных в цифровых каналах технологической связи;
- каналы диспетчерской телефонной связи, проходящие в технологической сети связи субъекта электроэнергетики не должны заходить на промежуточные АТС. Допускается на промежуточных узлах связи организация постоянного транзитного соединения каналов и кроссконнекция телефонных каналов, организованных в цифровых каналах технологической связи субъекта, а также, в отдельных случаях по согласованию с системным оператором, приоритетное транзитное соединение диспетчерских телефонных каналов не более чем на одной промежуточной АТС;
- оконечным оборудованием диспетчерской телефонной связи должны быть устройства, осуществляющие вызов без ручного набора номера и позволяющие вести запись и хранение диспетчерских переговоров 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.

11. Оценка необходимых объемов капитальных вложений в сооружение электростанций и электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше на 2012-2018 годы

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

Оценка капитальных вложений в электростанции и электросетевые объекты в разрезе ОЭС проведена в прогнозных ценах с учетом НДС (18 %) и инфляционного удорожания за рассматриваемый расчетный период до 2018 года.

Прогнозные цены рассчитывались на основе индексов-дефляторов, представленных в Сценарных условиях развития электроэнергетики на период до 2030 г. (окт. 2011 г.).

Оценка необходимых объемов капитальных вложений в строительство электростанций выполнена с учетом материалов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

Капитальные вложения в электросетевые объекты, сооружаемые за счет средств ОАО «ФСК ЕЭС» в период 2012-2014 годов принимались по материалам инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС» на период 2012-2014 годов, утвержденной приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 11.05.2012 № 247.

Для остальных электросетевых объектов намечаемых настоящей Схемой и программой, в том числе сооружаемых за счет иных собственников, капитальные вложения принимались по материалам инвестиционных программ отдельных субъектов электроэнергетики (или их проектам), по проектам-аналогам, а также по стандарту «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и ПС напряжением 35-1150 кВ» (ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ», 2007 г.) за счет пересчета от базовых цен 2000 года к ценам на 01.01.2012 года с использованием индекса-дефлятора равного 5,6 по материалам справочника КО-ИНВЕСТ «Индексы цен в строительстве» № 78 январь 2012 года.

При расчетах капитальных вложений в электросетевые объекты по «Укрупненным стоимостным показателям линий электропередачи и ПС напряжением 35-1150 кВ» не учитывались повышающие территориальные коэффициенты к базисной стоимости электросетевых объектов.

Сроки сооружения электросетевых объектов принимались по стандарту ОАО «ФСК ЕЭС» «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции ПС и линий электропередачи» (утверждены Советом директоров ОАО «ФСК ЕЭС» 5.03.2008 г.).

Суммарные объемы капиталовложений в развитие электроэнергетики России за период 2012–2018 годов оцениваются в **4576,4** млрд. руб., в том числе по генерирующим объектам **2846,9** млрд. руб. и электрическим сетям 220 кВ и выше **1729,5** млрд. руб.

Необходимые объемы капитальных вложений в строительство электростанций в разрезе ОЭС и по типам станций, а также сводные показатели по капитальным

вложениям в сооружение электрических сетей напряжением 220 кВ и выше представлены в таблице 11.1.

В таблице 11.2 представлены сводные показатели по капиталовложениям в объекты электросетевого хозяйства по классам напряжения 220 кВ и выше по ОЭС и ЕЭС России за 2012–2018 годы.

Таблица 11.1 Необходимые объемы инвестиций в развитие электроэнергетики России на период 2012-2018 годов

в прогнозных ценах

ОЭС	Тип станции	Инвестиции, млн. руб. (в прогнозных ценах)							Итого за 2012-2018 годы
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
ОЭС Северо-Запада		**126413,0**	**143404,4**	**178630,0**	**192327,3**	**130450,2**	**82108,0**	**41744,0**	**895077,0**
	АЭС	90779,7	132020,7	168276,0	181687,9	126941,8	76593,0	41744,0	818043,1
	ТЭС	35633,4	11383,7	10354,0	10639,4	3508,4	5515,0	0,0	77033,9
ОЭС Центра		**252398,3**	**162500,5**	**81509,9**	**24989,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**521397,6**
	АЭС	87837,1	67619,5	50091,2	18445,8	0,0	0,0	0,0	223993,6
	ГАЭС	8872,8	7557,9	7432,8	0,0	0,0	0,0	0,0	23863,4
	ТЭС	155688,3	87323,1	23986,0	6543,2	0,0	0,0	0,0	273540,5
ОЭС Средней Волги		**28400,8**	**30163,9**	**17245,5**	**3578,8**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**79388,9**
	ТЭС	28400,8	30163,9	17245,5	3578,8	0,0	0,0	0,0	79388,9
ОЭС Юга		**100854,1**	**118557,5**	**70178,6**	**57601,1**	**40009,3**	**21105,9**	**3668,1**	**411974,7**
	АЭС	36442,5	51732,4	55501,3	37867,0	33081,2	18246,2	0,0	232870,5
	ГЭС и ГАЭС	4741,3	4276,8	0,0	5125,4	2293,4	2859,8	3668,1	22964,8
	ТЭС	58616,9	61582,5	14201,2	14608,7	4634,7	0,0	0,0	153643,9
	ВИЭ	1053,5	965,8	476,2	0,0	0,0	0,0	0,0	2495,5
ОЭС Урала		**194454,7**	**205114,0**	**140729,1**	**36281,0**	**21349,9**	**8615,9**	**0,0**	**606544,5**
	АЭС	39121,0	14557,4	9187,0	0,0	0,0	0,0	0,0	62865,5
	ГЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	192,1	301,9	0,0	494,0
	ТЭС	155333,6	190556,6	131542,0	36281,0	21157,8	8314,0	0,0	543185,1
ОЭС Сибири		**66229,1**	**40523,2**	**12828,4**	**5802,3**	**4198,0**	**6599,0**	**0,0**	**136180,0**
	ГЭС	14255,7	1953,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16209,4

ОЭС	Тип станции	Инвестиции, млн. руб. (в прогнозных ценах)							Итого за 2012-2018 годы
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
	ТЭС	51973,4	38569,5	12828,4	5802,3	4198,0	6599,0	0,0	119970,6
ОЭС Востока		**5867,4**	**17858,0**	**27278,9**	**43731,5**	**32642,9**	**36371,5**	**32671,0**	**196421,2**
	ГЭС	3564,4	8964,4	12548,2	11892,8	6012,9	0,0	0,0	42982,7
	ТЭС	2303,0	8893,6	14730,7	31838,7	26630,0	36371,5	32671,0	153438,5
ИТОГО по РФ		**774617,4**	**718121,6**	**528400,3**	**364311,0**	**228650,3**	**154800,3**	**78083,1**	**2846983,9**
	АЭС	**254180,3**	**265930,1**	**283055,5**	**238000,7**	**160023,0**	**94839,2**	**41744,0**	**1337772,7**
	ГЭС и ГАЭС	**31434,2**	**22752,8**	**19980,9**	**17018,2**	**8498,4**	**3161,7**	**3668,1**	**106514,2**
	ТЭС	**487949,4**	**428472,9**	**224887,7**	**109292,0**	**60128,9**	**56799,5**	**32671,0**	**1400201,4**
	ВИЭ	**1053,5**	**965,8**	**476,2**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**2495,5**
Электрические сети напряжением 220 кВ и выше		**231012.2**	**175251.2**	**224956.1**	**499344.1**	**316630.1**	**211901.7**	**70367.3**	**1729462.8**
Всего по РФ с учетом электрических сетей 220 кВ и выше		**1 005 629.6**	**893 372.8**	**753 356.4**	**863 655.1**	**545 280.4**	**366 702.0**	**148 450.4**	**4 576 446.8**

Таблица 11.2 Сводные показатели по капиталовложениям в объекты электросетевого хозяйства по классам напряжения 220 кВ и выше по ОЭС и ЕЭС России за 2012–2018 годы в прогнозных ценах, млн. руб.

		2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	**Итого за 2012-2018 годы**
ОЭС Северо-Запада		**14911.4**	**10098.0**	**16608.7**	**69460.0**	**85354.0**	**53299.0**	**16230.0**	**265961.1**
	±300 кВ				13250.0	14012.0	14706.0		**41968.0**
	750 кВ				5918.0	14599.0	7428.0	9481.0	**37426.0**
	330 кВ	10238.4	6770.0	9430.7	40959.0	48942.0	27807.0	5659.0	**149806.1**
	220 кВ	4673.0	3328.0	7178.0	9333.0	7801.0	3358.0	1090.0	**36761.0**
ОЭС Центра		**10163.7**	**10415.2**	**10831.7**	**38413.4**	**13809.1**	**11526.7**	**857.1**	**96016.9**
	500 кВ	1040.7	3040.8	3979.0	23090.7	1648.5	5663.7		**38463.4**
	330 кВ	1651.2	951.7	2385.1	3454.6	4845.8	2341.6	520.0	**16150.0**
	220 кВ	7471.7	6422.7	4467.7	11868.1	7314.9	3521.5	337.1	**41403.6**
Московская ЭС		**82893.7**	**34076.1**	**47167.2**	**71664.2**	**32437.1**	**31880.7**	**21275.7**	**321394.7**
	750 кВ	2454.0	939.7						**3393.7**
	500 кВ	22794.4	5036.7	5535.7	35156.3	18688.9	17083.5	10760.1	**115055.5**
	220 кВ	57645.3	28099.7	41631.6	36507.9	13748.2	14797.2	10515.6	**202945.5**
ОЭС Юга		**14867.3**	**11875.1**	**12783.3**	**61780.2**	**44067.9**	**17841.7**	**2107.3**	**165322.7**
	500 кВ	2574.5	2074.8	3744.5	40284.4	31569.9	8950.0	111.0	**89309.1**
	330 кВ	3760.0	2626.1	5639.0	12159.1	3486.6	560.7	499.3	**28730.8**
	220 кВ	8532.8	7174.2	3399.7	9336.7	9011.4	8331.0	1497.0	**47282.8**
ОЭС Средней Волги		**11418.9**	**7833.6**	**17290.2**	**27396.9**	**28290.0**	**22303.5**	**9588.5**	**124121.6**
	500 кВ	8358.0	4522.2	8631.9	14565.6	16727.1	15547.5	6261.1	**74613.4**
	220 кВ	3060.8	3311.4	8658.3	12831.3	11562.9	6756.0	3327.4	**49508.1**
ОЭС Урала		**18158.0**	**31285.0**	**38780.0**	**69770.0**	**29916.0**	**21407.0**	**6650.0**	**215966.0**
	500 кВ	7434.0	11060.0	8616.0	28014.0	11573.0	4708.0	5225.0	**76630.0**
	220 кВ	10724.0	20225.0	30164.0	41756.0	18343.0	16699.0	1425.0	**139336.0**
ОЭС Сибири		**46128.4**	**44916.2**	**50040.0**	**108884.4**	**54276.0**	**32143.2**	**8610.8**	**344998.9**
	500 кВ	34095.0	25437.0	24849.0	45199.0	25507.0	5275.0	510.0	**160872.0**
	220 кВ	12033.4	19479.2	25191.0	63685.4	28769.0	26868.2	8100.8	**184126.9**
ОЭС Востока		**32471.0**	**24752.0**	**31455.0**	**51975.0**	**28480.0**	**21500.0**	**5048.0**	**195681.0**
	500 кВ	6030.0	1567.0		10911.0	11539.0	9052.0		**39099.0**
	220 кВ	26441.0	23185.0	31455.0	41064.0	16941.0	12448.0	5048.0	**156582.0**
ИТОГО		**231012.2**	**175251.2**	**224956.1**	**499344.1**	**316630.1**	**211901.7**	**70367.3**	**1729462.9**
	±300 кВ				**13250.0**	**14012.0**	**14706.0**		**41968.0**
	750 кВ	**2454.0**	**939.7**		**5918.0**	**14599.0**	**7428.0**	**9481.0**	**40819.7**
	500 кВ	**82326.6**	**52738.5**	**55356.1**	**197221.1**	**117253.4**	**66279.6**	**22867.2**	**594042.5**
	330 кВ	**15649.6**	**10347.8**	**17454.8**	**56572.7**	**57274.4**	**30709.3**	**6678.2**	**194686.9**
	220 кВ	**130581.96**	**111225.2**	**152145.2**	**226382.4**	**113491.3**	**92778.8**	**31340.89**	**857945.793**

12. 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 2012–2018 годы.
2. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2012–2018 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 2012–2018 годы (по Ленинградской области).
4. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Центра на 2012–2018 годы.
5. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Москвы и Московской области на 2012–2018 годы.
6. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Средней Волги на 2012–2018 годы.
7. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Юга на 2012–2018 годы.
8. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея на 2012–2018 годы.
9. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Урала на 2012–2018 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 2012–2018 годы.
11. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Сибири на 2012–2018 годы.
12. Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Востока на 2012–2018 годы.

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Северо-Запада на 2012-2018 годы

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2012 - 2018 годы (по городу Санкт-Петербург)

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2011г.	вводимые в 2012 году	вводимые в 2013-2015 гг.	вводимые в 2016 - 2018 гг.
Электростанции ТЭС				
Подстанции 330 кВ				
Подстанции 220 кВ				
Линии электропередачи 330 кВ				
Линии электропередачи 220 кВ				
Кабельные линии330 кВ (на примере 330 кВ)				

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области на 2012 - 2018 годы (по Ленинградской области)

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Центра на 2012 - 2018 годы

*) – демонтируется к 2015 году
**) – ВЛ включены на напряжение 500 кВ

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2012 г.	вводимые в 2012 г.	вводимые в 2013-2015 гг.	вводимые в 2016-2018 гг.
Электростанции				
АЭС				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
750 кВ				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
ПП 500 кВ				
ПС ПТ				
Линии электропередачи				
750 кВ				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
ПТ ±750 кВ				
Границы				
Государственная				
Энергосистем				

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Москвы и Московской области на 2012 - 2018 годы

ЯРОСЛАВСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
ТВЕРСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
СМОЛЕНСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
КАЛУЖСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
ТУЛЬСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
РЯЗАНСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
ВЛАДИМИРСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА
на Угличскую ГЭС
на Костромскую ГРЭС
Конаковская ГРЭС
Загорские ГАЭС-12
на Калининскую АЭС
на ПС Победа
на ПС Восток
на ПС ОБНИНСК
на ПС КАЛУЖСКАЯ
на ПС Шипово
на ПС Тула
на ПС КАЛУЖСКАЯ
на Новомосковскую ГРЭС
на ПС Александров
на ПС ВЛАДИМИРСКАЯ
на ПС МИХАЙЛОВСКАЯ
на ПС МИХАЙЛОВСКАЯ
ПП ОХЕРЕЛЬЕ
ПП ПАНИНО
ГРИБОВО
БЕЛЫЙ РАСТ
ЯРЦЕВО
ТРУБИНО
НОГИНСК
ДОРОХОВО
ЧАПАЕВО
ЦАПИ
Шатурская ГРЭС
Каширская ГРЭС
Стекольная ПАХРА
Южные электросети
ГТЭС Городецкая
КАСКАДНАЯ
ГТЭС Коломенская
ЗАПАДНАЯ
БЕСКУДНИКОВО
ОЧАКОВО
ЧАПАЧИНО
ТЭЦ-27 Северная
ТЭЦ-21
ТЭЦ-23
ТЭЦ-16
ТЭЦ Лыково
ТЭЦ-20
ТЭЦ-25
ТЭЦ-22
ТЭЦ-26
ТЭЦ-12
Долгие
Темпы
Подъячево
Шумолово
Дмитров
Радужа
Родищево
Назарьево
Шнелево
Лим
Сигма
Филино
Омега
Н. Софино
Уча
Тетчево
Дальняя
Ольгино
Шибаново
Стокма
ГРЭС-3
Слобода
Саввинская
Подъяково
Сколково
Говорово
Чоботы
Т.Стан
Н.Внежково
Ясенево
Бутово
Филиппово
Встреча
Лесная
Девятская
Кедрово
Котово
Дровнино
Латышская
Сонино
Гулево
Молоково
Минково
Взлетная
Меткино
Нехино
Крона
Сирена
Федино
Пески
Голутвин
Осетр
Бакеи
Лазарево
Ока
Образцово-Отрадное
Хлебниково
Щедрино
Кужино
Болдино
Хвойная
Гольяново
Горенки
Восточная
Павелецкая
Орехово-Борисово
Хлебино
Романово
Котлотня
Коньково-Коломенское
Южная
Перерево
Саларьево
Борисово
Орехово
Бутово
Пенягино
Новобратцево
Геродово
Ясенево
Ильинская
Архангельская
Красногорская
Мневники
Ромашково
Матвеевская
Минская
Смирново
Никулино
Академическая
Котловка
Иловайская
Савелово
Марфино
Бутырки
Мещанская
Гражданская
Левобережная
Дзержинская
Старбеево
Владыкино
Свиблово
Ростокинская
Алтуфьево
Парковая
Аэропорт
Красносельская
Ваганьковская
Елоховская
Новоцентральная
Белорусская
Магистральная
Пресня
Горьковская
Басманная
Рязанская
Кожевническая
Автозаводская
Шелепиха
Хорошевская
Ходынка
Щелковская
Измайловская
Лефортовская
Кунцевская
Рублевская
Можайская
Ломоносовская
Университет
Воробьевы горы
Спортивная
Фили
Кутузовская
Парк Победы
Минская
Шоссе Энтузиастов
Авиамоторная
Площадь Ильича
Марксистская
Таганская
Пролетарская
Волгоградский проспект
Текстильщики
Кожухово
Печатники
Орехово
Домодедовская
Красногвардейская
Варшавская
Каширская
Коломенская
Автозаводская
Тульская
Нагатинская
Нагорная
Нахимовский проспект
Севастопольский проспект
Чертаново
Южная
Пражская
Улица Академика Янгеля
Аннино
Бульвар Дмитрия Донского
Теплый Стан
Ясенево
Новые Черемушки
Калужская
Беляево
Коньково
Тропарево
Румянцево
Саларьево
Филатов Луг
Прокшино
Ольховая
Коммунарка
Боровское шоссе
Новопеределкино
Рассказовка
Солнцево
Зеленград
Крюково
Фирсановская
Сетунь
Покровское
Троицкая
Щербинка
Остафьево
Расторгуево
Щербинка
Троицк
Троицкая
Троицкий округ
Троицкий округ
Троицкий округ

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Средней Волги на 2012 - 2018 годы

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Юга на 2012 - 2018 годы

ОЭС Центра
Украина
ОЭС Средней Волги
Азовское море
Черное море
Грузия
Армения
Азербайджан
Каспийское море
ОЭС Юга
на ПС Лиски
Придонская
на ПС Липецкая
на Луганскую ГРЭС
Великоцкая
на Михайловка
на Амвросиевку
на Южную
на Победу
Сысоево
Промзона (Миллерово)
Донецк
Погорелово
Экспериментальная (Недвигин)
Ростовская
Шахты
Новочеркасская
Цимлянская
Сальская
ВДТЭЦ-2
Песчанокопская
Краснодарская
Тихорецк
РП Волгодонск
Зимовники
Ростовская
Сурабикино-2
ГОК
Залидская
Котельникова
Элиста Сев.
Песчаная
Иловля-2
Фроловская
Таловка
Андреевская
Вешенская
Сарагаровская
Арчеда
Астраховская
Красный Яр
Балашовская
Петров Вал
Литейная
Камышинская ТЭЦ
Полунино
на ПС Хопер
на ПС Курдюм
на Балаковскую АЭС
Волгоградская
Волжская
Алюминиевая
Южная
Трубная
Приморская
Палласовка
Головная
Черный Яр
Большой Царын
Владимировка
Харабали
Нефтепровод
ЦК (Центральная котельная)
Астрахань
Газовая
Лиман
Баррикадная
Тягобная-1
Астраханская ТЭЦ-2
Ставрополь
Ставропольская
Благодарная
Невинномысск
Невинномысская
ГЭС-4
ГЭС-2
Черкесск
на Ингури ГЭС
Зеленчукская ГЭС - ГАЭС
Кисловодск
Машук
Прикумск
Буденновск
Баксан
Нальчик
Прохладная-2
Моздок
Алагир
Зарамагская ГЭС-4
В-500
Владикавказ-II
Гудермес
Грозный
Кизляр
Чирюрт
Миатлинская
Чиркейская
Артем
Махачкала
Ирганайская
Дербент
на Яшму
на Баыби
Черноморская
Адлерская
Сочинская
Кудепстинская
Туапсинская (Джубгинская)
Шепси
Дагомыс
Вардане
Мостовская
Черемушки
Кропоткин
Курганная
Армавир
Тверская
Центральная
Г Ключ
Афипская
Абинский ЭМЗ
Восточная
Кубанская (Крымская-II)
Крымская-I
Кирилловская
Анапа (Бужора)
Бужора
Выше-Стеблиевская
Брюховецкая
Ст.Минская
Славянск
Крыл
Койсуг
Ея тяг.
Вост.Промзона
Вит.комб.
НПС-7
Запад
РП Новосвободная
Ставропольская
Элиста Сев.
Черный Яр
Большой Царын
Нефтепровод
Астрахань
Лиман
Баррикадная
Тягобная-1
Газовая
Харабали
Владимировка
Трубная
Волгоград
Волжская
Алюминиевая
Южная
Котельникова
Залидская
Сурабикино-2
Песчаная
Иловля-2
Фроловская
Таловка
Петров Вал
Приморская
Палласовка
Головная
Балашовская
Красный Яр
Астраховская
Вешенская
Сарагаровская
Арчеда
Ростовская
Шахты
Ш-50
Б-10
Г-20
Донецк
Погорелово
Промзона (Миллерово)
Сысоево
Т-15 (Таганрог)
Т-19
Р-20
А-20
А-30
Р-4
Т-3
Т-2
Т-1
Краснодарская
Тихорецк
Песчанокопская
Цимлянская
Сальская
ВДТЭЦ-2
Новочеркасская
Ростовская
Волгоград
Волжская
Алюминиевая
Южная
Трубная
Котельникова
Элиста Сев.
Черный Яр
Большой Царын
Владимировка
Харабали
Нефтепровод
ЦК (Центральная котельная)
Астрахань
Газовая
Лиман
Баррикадная
Тягобная-1
Астраханская ТЭЦ-2
Ставрополь
Ставропольская
Благодарная
Невинномысск
Невинномысская
ГЭС-4
ГЭС-2
Черкесск

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций энергосистемы Краснодарского края и Республики Адыгея на 2012 - 2018 годы

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2012 г.	Намечаемые к сооружению		
		в 2012 г.	в 2013-2015 гг.	в 2016-2018 гг.
Электростанции				
ГЭС				
ТЭС				
Подстанции				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
Линии электропередачи				
500 кВ				
330 кВ				
220 кВ				
Границы				
Государственная ОЭС				

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Урала на 2012 - 2018 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
на ПС Ямбург
на ПС СОВЕТСКО-СОСНИНСКАЯ
на ПС ВОСХОД
на ПС Аврора
на ПС Приуральскую
на ПС СОКОЛ
на ПС Жетикара
на Костанай (вкл. на 500 кВ)
на ПС Улье (вкл. на 220 кВ)
на ПС Актюбинск
на ПС Кимперсай
на Петропавловскую ТЭЦ
Кировская ЭС
Удмуртская ЭС
Пермская ЭС
Свердловская ЭС
Тюменская ЭС
Башкирская ЭС
Оренбургская ЭС
Челябинская ЭС
Курганская ЭС
Котельнич
Марадыкова
УХО
КТЭЦ-5
Мураши
Киров
Чепецк
ВЯТКА
Бумкомбинат
Лебяжье
Рехина
Зуевка
Омутнинск
Фаленки
Тяжовая
Кожиль
Юбилейная
Звездная
Глазов
Балезино
Свобода
Саркиз
Садовая
В.Поляны
Комсомольская
УДМУРТСКАЯ
Як-Бодья
Сюга
Позимь
Металлург
Ижевск
Светлая
Кама
Каучук
Воткинская
Апрельская
Сабали
Пермская ТЭЦ-9
Химкомплекс
Строгановская
Бумажная
Калийная
Титан
СЕВЕРНАЯ
Ново-Березниковская ТЭЦ
Космос
ПП Березники (Соликамск)
КамаКалий
Яйвинская ГРЭС
Горная
Новодмитриевская ТЭЦ
БАЗ
Белка
Серовская
Кроснотурьинск
Электросталь
СОСЬВА
Кошай
Ягодная
Комская
Пермская
Верхнемуйская
КАЛИНО
Ирень
Цемент
Качканар
НТГРЭС
Платина
Сапка
ТАГИЛ
Вязовская
Салда
Титановая долина
Первомайская
Сосьвинская
Колчинская
ВТГРЭС
Красноуфимск
Партизанская
Продольная
ЕМЕЛИНО
ТЭЦ-1
Метиз
СТЗ
Малахит
Мраморная
Кыштым
ЮЖНАЯ
Окуневская
Н.Свердловская
Рефтинская
БАЗС
ЕБАЗС
ИЕСТЭ
Кунашак
Электролиз
Трубная
Анна
ТЭЦ-1
ТЭЦ-2
Каменская
Высокая
Тавда
Ницца
ТЮМЕНЬ
Тура
ТММЗ
БЕРКУТ
Княжево
Заводоуковск
Ожогино
Голышманово
Варя
ВИТЯЗЬ
ИШИМ
Нижняя Тура
Красноленинский ГПЗ
Нягинская ГРЭС
Ванамтор
Картолья
Красноленинская
ИЛЬКОВО
Пимская
Контур
Хара
ТЕРЕСВЕТ
Новодмитриевская
Новая
Щудинская
СОКИНСКАЯ
Полуночная
Ленинская
Усть-Балык
Вектор
Искра
Расякавская
Югра
СП
Правдинская
МАГИСТРАЛЬНАЯ
Сургут
Сургутская ГРЭС-2
Лобово (Кстово)
КС-3
Сорьевская
ПЫТЬ-ЯХ
Кратер
Южно-Балыкский ГПЗ
Средний Балык
СВЯТОГОР
КС-5
Ямская
Васильев
Нижневартовская
Сотник
Столица (Старорусская)
Чернок
Катыш
Ильичевка
ДЕМЬЯНСКАЯ
ЛУГОВАЯ
Амплон
ПП НЕЛЫМ
Снежная
ИРТЫШ
Тобольская ТЭЦ
Салехард
р.Обь
Славянская (ГНПС)
Ермак (НПС-2)
Мангазея
Оленья
Уренгой
Уренгойская ГРЭС
Исконная
Пангоды
Правохеттинская
НАДЫМ
МУРАВЛЕНКОВСКАЯ
Аврора
Пуль-Яха
Арсенал
ТАРКО-САЛЕ
ГПЗ
ХОЛМОГОРСКАЯ
Казалымская
Янго-Яхо
НПС-2 (Андреевская)
В.Маховая
Имилор
Вынгапур
Сев.Варьеган
КИРИЛЛОВСКАЯ
Конета Компрессорная
Невская (НПС-3)
Русская
Факел
Мочтовая
Варьеган
КУСТОВАЯ
Прогресс
ТРАЙЧУКОВСКАЯ
Квари
Мирная
Косма
Нарек
Узловая
БЕЛОЗЕРНАЯ
Ягра
Ирбит
Ирбитская ГРЭС
Ирбитская
Ирбитская ГРЭС-12
Ирбитская ГРЭС-11
Ирбитская ГРЭС-10
Ирбитская ГРЭС-9
Ирбитская ГРЭС-8
Ирбитская ГРЭС-7
Ирбитская ГРЭС-6
Ирбитская ГРЭС-5
Ирбитская ГРЭС-4
Ирбитская ГРЭС-3
Ирбитская ГРЭС-2
Ирбитская ГРЭС-1
Ирбитская ГРЭС-0
Ирбитская ГРЭС-13
Ирбитская ГРЭС-14
Ирбитская ГРЭС-15
Ирбитская ГРЭС-16
Ирбитская ГРЭС-17
Ирбитская ГРЭС-18
Ирбитская ГРЭС-19
Ирбитская ГРЭС-20
Ирбитская ГРЭС-21
Ирбитская ГРЭС-22
Ирбитская ГРЭС-23
Ирбитская ГРЭС-24
Ирбитская ГРЭС-25
Ирбитская ГРЭС-26
Ирбитская ГРЭС-27
Ирбитская ГРЭС-28
Ирбитская ГРЭС-29
Ирбитская ГРЭС-30
Ирбитская ГРЭС-31
Ирбитская ГРЭС-32
Ирбитская

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 2012 - 2018 годы

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

Условные обозначения

	существующие на 01.01.2012 г.	вводимые в 2012 г.	вводимые в 2013-2015 гг.	вводимые в 2016-2018 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 2012 - 2018 годы

Карта-схема размещения линий электропередач, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Востока на 2012-2018 годы

Приложение № 1
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС ЕЭС России на 2012-2018 годы

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

	Факт	Средне-годовой прирост за 2008 - 2010 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
ОЭС Северо-Запада	**92,723**		**92,554**	**94,829**	**97,200**	**99,565**	**102,014**	**104,439**	**106,973**	**109,071**	
годовой темп, %	*4,40*	*1,26*	*-0,18*	*2,46*	*2,50*	*2,43*	*2,46*	*2,38*	*2,43*	*1,96*	*2,37*
э/с Архангельской обл.	**7,746**		**7,632**	**7,723**	**7,841**	**7,960**	**8,043**	**8,128**	**8,215**	**8,304**	
годовой темп, %	*2,81*	*-0,31*	*-1,47*	*1,19*	*1,53*	*1,52*	*1,04*	*1,06*	*1,07*	*1,08*	*1,21*
э/с Калининградской обл.	**4,093**		**4,157**	**4,240**	**4,335**	**4,432**	**4,533**	**4,637**	**5,243**	**5,853**	
годовой темп, %	*5,93*	*1,71*	*1,56*	*2,00*	*2,24*	*2,24*	*2,28*	*2,29*	*13,07*	*11,63*	*5,01*
э/с Республики Карелия	**9,127**		**8,989**	**9,171**	**9,346**	**9,428**	**9,604**	**9,696**	**9,794**	**9,897**	
годовой темп, %	*5,72*	*-0,72*	*-1,51*	*2,02*	*1,91*	*0,88*	*1,87*	*0,96*	*1,01*	*1,05*	*1,38*
э/с Мурманской обл.	**13,270**		**13,113**	**13,202**	**13,310**	**13,405**	**13,530**	**13,655**	**13,769**	**13,892**	
годовой темп, %	*1,12*	*-0,83*	*-1,18*	*0,68*	*0,82*	*0,71*	*0,93*	*0,92*	*0,83*	*0,89*	*0,83*
э/с Республики Коми	**8,747**		**8,866**	**8,981**	**9,097**	**9,205**	**9,315**	**9,426**	**9,540**	**9,655**	
годовой темп, %	*0,38*	*0,14*	*1,36*	*1,30*	*1,29*	*1,19*	*1,20*	*1,19*	*1,21*	*1,21*	*1,23*
э/с Санкт-Петербурга и Ленинградская обл.	**43,393**		**43,486**	**45,005**	**46,565**	**48,265**	**49,951**	**51,728**	**53,108**	**54,026**	
годовой темп, %	*5,98*	*2,76*	*0,21*	*3,49*	*3,47*	*3,65*	*3,49*	*3,56*	*2,67*	*1,73*	*3,15*
э/с Новгородской обл.	**4,164**		**4,174**	**4,314**	**4,458**	**4,578**	**4,701**	**4,786**	**4,874**	**4,966**	

	Факт	Средне-годовой прирост за 2008 - 2010 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
годовой темп, %	*6,36*	*2,06*	*0,24*	*3,35*	*3,34*	*2,69*	*2,69*	*1,81*	*1,84*	*1,89*	*2,51*
э/с Псковской обл.	**2,183**		**2,137**	**2,193**	**2,248**	**2,292**	**2,337**	**2,383**	**2,430**	**2,478**	
годовой темп, %	*4,70*	*2,38*	*-2,11*	*2,62*	*2,51*	*1,96*	*1,96*	*1,97*	*1,97*	*1,98*	*2,14*

Примечание: показатели потребления электрической энергии приведены с округлением

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Центра, млрд.кВт.ч

	Факт	Средне-годовой прирост за 2008-2010 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
ОЭС Центра	**221,847**		**223,677**	**228,900**	**235,173**	**241,020**	**247,081**	**253,602**	**259,887**	**266,653**	
годовой темп, %	*4,79*	*0,62*	*0,82*	*2,34*	*2,74*	*2,49*	*2,51*	*2,64*	*2,48*	*2,60*	*2,54*
э/с Белгородской обл.	**14,144**		**14,755**	**14,968**	**15,188**	**15,533**	**15,854**	**16,247**	**16,530**	**17,295**	
годовой темп, %	*8,41*	*2,22*	*4,32*	*1,44*	*1,47*	*2,27*	*2,07*	*2,48*	*1,74*	*4,63*	*2,30*
э/с Брянской обл.	**4,290**		**4,334**	**4,373**	**4,429**	**4,520**	**4,553**	**4,587**	**4,620**	**4,654**	
годовой темп, %	*5,04*	*-0,45*	*1,03*	*0,90*	*1,28*	*2,05*	*0,73*	*0,75*	*0,72*	*0,74*	*1,02*
э/с Владимирской обл.	**6,947**		**6,965**	**7,038**	**7,224**	**7,378**	**7,555**	**7,750**	**7,946**	**8,063**	
годовой темп, %	*4,01*	*-0,36*	*0,26*	*1,05*	*2,64*	*2,13*	*2,40*	*2,58*	*2,53*	*1,47*	*2,11*
э/с Вологодской обл.	**13,606**		**13,599**	**13,746**	**13,960**	**14,096**	**14,232**	**14,453**	**14,603**	**14,707**	
годовой темп, %	*5,77*	*-2,47*	*-0,05*	*1,08*	*1,56*	*0,97*	*0,96*	*1,55*	*1,04*	*0,71*	*1,13*
э/с Воронежской обл.	**9,651**		**9,758**	**10,007**	**10,599**	**11,015**	**11,194**	**11,532**	**11,792**	**11,938**	
годовой темп, %	*5,80*	*1,04*	*1,11*	*2,55*	*5,92*	*3,92*	*1,63*	*3,02*	*2,25*	*1,24*	*2,92*
э/с Ивановской обл.	**3,812**		**3,698**	**3,753**	**3,781**	**3,806**	**3,832**	**3,858**	**3,884**	**3,912**	
годовой темп, %	*2,80*	*-2,87*	*-2,99*	*1,49*	*0,75*	*0,66*	*0,68*	*0,68*	*0,67*	*0,72*	*0,81*
э/с Калужской обл.	**5,041**		**5,119**	**5,512**	**6,482**	**7,007**	**7,539**	**8,022**	**8,295**	**8,485**	
годовой темп, %	*5,31*	*3,59*	*1,55*	*7,68*	*17,60*	*8,10*	*7,59*	*6,41*	*3,40*	*2,29*	*7,49*
э/с Костромской обл.	**3,682**		**3,611**	**3,658**	**3,693**	**3,710**	**3,723**	**3,737**	**3,751**	**3,765**	
годовой темп, %	*3,46*	*-0,89*	*-1,93*	*1,30*	*0,96*	*0,46*	*0,35*	*0,38*	*0,37*	*0,37*	*0,60*
э/с Курской обл.	**7,996**		**8,121**	**8,219**	**8,271**	**8,309**	**8,371**	**8,478**	**8,535**	**8,593**	
годовой темп, %	*3,63*	*-1,00*	*1,56*	*1,21*	*0,63*	*0,46*	*0,75*	*1,28*	*0,67*	*0,68*	*0,81*
э/с Липецкой обл.	**10,400**		**10,991**	**11,203**	**11,538**	**11,857**	**12,150**	**12,519**	**12,887**	**13,266**	
годовой темп, %	*9,53*	*-0,71*	*5,68*	*1,93*	*2,99*	*2,76*	*2,47*	*3,04*	*2,94*	*2,94*	*2,72*

	Факт	Средне-годовой прирост за 2008-2010 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
э/с Орловской обл.	**2,694**		**2,706**	**2,739**	**2,782**	**2,807**	**2,824**	**2,841**	**2,860**	**2,878**	
годовой темп, %	*2,47*	*-1,55*	*0,45*	*1,22*	*1,57*	*0,90*	*0,61*	*0,60*	*0,67*	*0,63*	*0,88*
э/с Рязанской обл.	**6,368**		**6,339**	**6,431**	**6,586**	**6,835**	**7,089**	**7,298**	**7,509**	**7,953**	
годовой темп, %	*5,03*	*0,27*	*-0,46*	*1,45*	*2,41*	*3,78*	*3,72*	*2,95*	*2,89*	*5,91*	*3,29*
э/с Смоленской обл.	**6,288**		**6,204**	**6,315**	**6,545**	**6,598**	**6,646**	**6,693**	**6,742**	**6,791**	
годовой темп, %	*2,38*	*1,65*	*-1,34*	*1,79*	*3,64*	*0,81*	*0,73*	*0,71*	*0,73*	*0,73*	*1,30*
э/с Тамбовской обл.	**3,381**		**3,445**	**3,526**	**3,596**	**3,668**	**3,739**	**3,804**	**3,869**	**3,933**	
годовой темп, %	*6,66*	*-2,15*	*1,89*	*2,35*	*1,99*	*2,00*	*1,94*	*1,74*	*1,71*	*1,65*	*1,91*
э/с Тверской обл.	**7,676**		**7,688**	**8,093**	**8,194**	**8,299**	**8,404**	**8,524**	**8,644**	**8,765**	
годовой темп, %	*3,98*	*0,64*	*0,16*	*5,27*	*1,25*	*1,28*	*1,27*	*1,43*	*1,41*	*1,40*	*1,89*
э/с Тульской обл.	**10,008**		**9,936**	**10,156**	**10,440**	**10,645**	**10,872**	**10,972**	**11,151**	**11,332**	
годовой темп, %	*5,43*	*-0,38*	*-0,72*	*2,21*	*2,80*	*1,96*	*2,13*	*0,92*	*1,63*	*1,62*	*1,90*
э/с Ярославской обл.	**8,133**		**8,185**	**8,285**	**8,364**	**8,435**	**8,553**	**8,673**	**8,795**	**8,921**	
годовой темп, %	*4,66*	*-1,14*	*0,64*	*1,22*	*0,95*	*0,85*	*1,40*	*1,40*	*1,41*	*1,43*	*1,24*
э/с г. Москвы и Московской обл.	**97,730**		**98,223**	**100,878**	**103,501**	**106,502**	**109,951**	**113,614**	**117,474**	**121,402**	
годовой темп, %	*3,97*	*1,68*	*0,50*	*2,70*	*2,60*	*2,90*	*3,24*	*3,33*	*3,40*	*3,34*	*3,07*

Примечание: показатели потребления электрической энергии приведены с округлением

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

	Факт	Средне-годовой прирост за 2008 - 2010 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
ОЭС Средней Волги	**104,992**		**108,005**	**109,921**	**112,330**	**114,582**	**116,827**	**119,231**	**121,392**	**123,458**	
годовой темп, %	*5,69*	*-0,68*	*2,87*	*1,77*	*2,19*	*2,00*	*1,96*	*2,06*	*1,81*	*1,70*	*1,93*
э/с Нижегородской обл.	**22,205**		**22,765**	**23,272**	**23,945**	**24,623**	**25,311**	**26,196**	**26,764**	**27,220**	
годовой темп, %	*11,06*	*1,34*	*2,52*	*2,23*	*2,89*	*2,83*	*2,79*	*3,50*	*2,17*	*1,70*	*2,59*
э/с Самарской обл.	**23,439**		**24,066**	**24,638**	**25,236**	**25,795**	**26,231**	**26,689**	**27,142**	**27,610**	
годовой темп, %	*4,72*	*-1,09*	*2,68*	*2,38*	*2,43*	*2,22*	*1,69*	*1,75*	*1,70*	*1,72*	*1,98*
э/с Республики Марий-Эл	**3,165**		**3,252**	**3,260**	**3,265**	**3,299**	**3,331**	**3,364**	**3,397**	**3,430**	
годовой темп, %	*13,60*	*0,35*	*2,75*	*0,25*	*0,15*	*1,04*	*0,97*	*0,99*	*0,98*	*0,97*	*0,76*
э/с Республики Мордовия	**3,047**		**3,237**	**3,257**	**3,319**	**3,374**	**3,435**	**3,496**	**3,554**	**3,613**	
годовой темп, %	*3,71*	*0,33*	*6,24*	*0,62*	*1,90*	*1,66*	*1,81*	*1,78*	*1,66*	*1,66*	*1,58*
э/с Пензенской обл.	**4,469**		**4,568**	**4,622**	**4,705**	**4,788**	**4,871**	**4,957**	**5,043**	**5,132**	
годовой темп, %	*2,03*	*-0,59*	*2,22*	*1,18*	*1,80*	*1,76*	*1,73*	*1,77*	*1,73*	*1,76*	*1,68*
э/с Саратовской обл.	**12,906**		**13,279**	**13,481**	**13,759**	**13,883**	**14,002**	**14,131**	**14,263**	**14,380**	
годовой темп, %	*4,35*	*-1,01*	*2,89*	*1,52*	*2,06*	*0,90*	*0,86*	*0,92*	*0,93*	*0,82*	*1,14*
э/с Ульяновской обл.	**5,900**		**6,039**	**6,135**	**6,242**	**6,355**	**6,461**	**6,561**	**6,661**	**6,763**	
годовой темп, %	*3,85*	*-1,69*	*2,36*	*1,59*	*1,74*	*1,81*	*1,67*	*1,55*	*1,52*	*1,53*	*1,63*
э/с Республики Чувашия	**5,008**		**5,267**	**5,373**	**5,475**	**5,558**	**5,641**	**5,735**	**5,833**	**5,934**	
годовой темп, %	*4,14*	*-3,78*	*5,17*	*2,01*	*1,90*	*1,52*	*1,49*	*1,67*	*1,71*	*1,73*	*1,72*
э/с Республики Татарстан	**24,853**		**25,532**	**25,883**	**26,384**	**26,907**	**27,544**	**28,102**	**28,735**	**29,376**	
годовой темп, %	*3,53*	*-1,22*	*2,73*	*1,37*	*1,94*	*1,98*	*2,37*	*2,03*	*2,25*	*2,23*	*2,02*

Примечание: показатели потребления электрической энергии приведены с округлением

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Юга, млрд.кВт.ч

	Факт	Средне-годовой прирост за 2008 - 2010 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
ОЭС Юга	**82,408**		**85,749**	**88,180**	**91,719**	**97,248**	**99,850**	**102,148**	**104,787**	**106,883**	
годовой темп, %	*5,52*	*1,64*	*4,05*	*2,84*	*4,01*	*6,03*	*2,68*	*2,30*	*2,58*	*2,00*	*3,20*
э/с Астраханской обл.	**4,203**		**4,286**	**4,372**	**4,512**	**4,681**	**4,737**	**4,807**	**4,877**	**4,948**	
годовой темп, %	*5,42*	*1,34*	*1,97*	*2,01*	*3,20*	*3,75*	*1,20*	*1,48*	*1,46*	*1,46*	*2,07*
э/с Волгоградской обл.	**18,714**		**19,091**	**19,286**	**19,480**	**19,687**	**19,885**	**20,085**	**20,291**	**20,473**	
годовой темп, %	*6,63*	*-1,08*	*2,01*	*1,02*	*1,01*	*1,06*	*1,01*	*1,01*	*1,03*	*0,90*	*1,00*
э/с Чеченской Республики	**2,146**		**2,331**	**2,438**	**2,545**	**2,646**	**2,764**	**2,880**	**2,995**	**3,114**	
годовой темп, %	*2,78*	*6,33*	*8,62*	*4,59*	*4,39*	*3,97*	*4,46*	*4,20*	*3,99*	*3,97*	*4,22*
э/с Республики Дагестан	**5,019**		**5,447**	**5,652**	**5,854**	**6,024**	**6,359**	**6,700**	**6,899**	**7,138**	
годовой темп, %	*6,47*	*3,90*	*8,53*	*3,76*	*3,57*	*2,90*	*5,56*	*5,36*	*2,97*	*3,46*	*3,94*
э/с Каб-Балкарской Респ.	**1,491**		**1,531**	**1,550**	**1,569**	**1,589**	**1,610**	**1,637**	**1,660**	**1,684**	
годовой темп, %	*1,91*	*1,69*	*2,68*	*1,24*	*1,23*	*1,27*	*1,32*	*1,68*	*1,41*	*1,45*	*1,37*
э/с Республики Калмыкия	**0,483**		**0,476**	**0,483**	**0,564**	**0,635**	**0,642**	**0,649**	**0,656**	**0,664**	
годовой темп, %	*4,32*	*0,14*	*-1,45*	*1,47*	*16,77*	*12,59*	*1,10*	*1,09*	*1,08*	*1,22*	*4,87*
э/с Краснодарского края	**20,682**		**21,961**	**23,180**	**25,333**	**28,833**	**30,046**	**31,108**	**32,117**	**33,123**	
годовой темп, %	*5,31*	*3,70*	*6,18*	*5,55*	*9,29*	*13,82*	*4,21*	*3,53*	*3,24*	*3,13*	*6,05*
э/с Ростовской обл.	**16,651**		**17,034**	**17,394**	**17,689**	**18,502**	**18,775**	**19,005**	**19,727**	**19,942**	
годовой темп, %	*6,40*	*1,80*	*2,30*	*2,11*	*1,70*	*4,60*	*1,48*	*1,23*	*3,80*	*1,09*	*2,28*
э/с Республики Сев.Осетия	**2,166**		**2,301**	**2,319**	**2,366**	**2,415**	**2,461**	**2,527**	**2,597**	**2,644**	
годовой темп, %	*1,17*	*0,33*	*6,23*	*0,78*	*2,03*	*2,07*	*1,90*	*2,68*	*2,77*	*1,81*	*2,00*
э/с Кар-Черкесской Респ.	**1,232**		**1,297**	**1,311**	**1,325**	**1,508**	**1,683**	**1,701**	**1,718**	**1,736**	

	Факт	Средне-годовой прирост за 2008 - 2010 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
годовой темп, %	*3,97*	*-0,03*	*5,28*	*1,08*	*1,07*	*13,81*	*11,60*	*1,07*	*1,00*	*1,05*	*4,25*
э/с Ставропольского края	**9,068**		**9,380**	**9,545**	**9,792**	**10,001**	**10,126**	**10,253**	**10,421**	**10,559**	
годовой темп, %	*4,39*	*1,07*	*3,44*	*1,76*	*2,59*	*2,13*	*1,25*	*1,25*	*1,64*	*1,32*	*1,71*
э/с Республики Ингушетия	**0,553**		**0,614**	**0,650**	**0,690**	**0,727**	**0,762**	**0,796**	**0,829**	**0,858**	
годовой темп, %	*4,14*	*6,25*	*11,03*	*5,86*	*6,15*	*5,36*	*4,81*	*4,46*	*4,15*	*3,50*	*4,90*

Примечание: показатели потребления электрической энергии приведены с округлением

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Урала, млрд.кВт.ч

	Факт	Средне-годовой прирост за 2008 - 2010 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
ОЭС Урала	**248,731**		**254,598**	**257,986**	**262,255**	**266,654**	**270,624**	**274,412**	**278,005**	**281,684**	
годовой темп, %	*3,93*	*0,00*	*2,36*	*1,33*	*1,65*	*1,68*	*1,49*	*1,40*	*1,31*	*1,32*	*1,45*
э/с Республики Башкортостан	**24,162**		**24,983**	**25,338**	**25,758**	**26,363**	**26,801**	**27,301**	**27,810**	**28,328**	
годовой темп, %	*2,37*	*-1,27*	*3,40*	*1,42*	*1,66*	*2,35*	*1,66*	*1,87*	*1,86*	*1,86*	*1,81*
э/с Кировской обл.	**7,280**		**7,389**	**7,492**	**7,621**	**7,775**	**7,945**	**8,093**	**8,238**	**8,388**	
годовой темп, %	*3,38*	*-0,60*	*1,50*	*1,39*	*1,72*	*2,02*	*2,19*	*1,86*	*1,79*	*1,82*	*1,83*
э/с Курганской обл.	**4,311**		**4,493**	**4,565**	**4,652**	**4,736**	**4,811**	**4,885**	**4,961**	**5,035**	
годовой темп, %	*3,18*	*-2,30*	*4,22*	*1,60*	*1,91*	*1,81*	*1,58*	*1,54*	*1,56*	*1,49*	*1,64*
э/с Оренбургской обл.	**15,976**		**16,460**	**16,691**	**16,936**	**17,217**	**17,455**	**17,708**	**18,002**	**18,301**	
годовой темп, %	*5,32*	*0,34*	*3,03*	*1,40*	*1,47*	*1,66*	*1,38*	*1,45*	*1,66*	*1,66*	*1,53*
э/с Пермского края	**22,882**		**23,558**	**23,883**	**24,233**	**24,675**	**25,118**	**25,567**	**25,917**	**26,313**	
годовой темп, %	*4,36*	*-1,70*	*2,95*	*1,38*	*1,47*	*1,82*	*1,80*	*1,79*	*1,37*	*1,53*	*1,59*
э/с Свердловской обл.	**44,714**		**46,188**	**46,956**	**47,444**	**47,967**	**48,769**	**49,619**	**50,475**	**51,285**	
годовой темп, %	*6,28*	*-2,17*	*3,30*	*1,66*	*1,04*	*1,10*	*1,67*	*1,74*	*1,73*	*1,60*	*1,51*
э/с Удмуртской Республики	**8,637**		**9,114**	**9,285**	**9,492**	**9,663**	**9,948**	**10,125**	**10,306**	**10,489**	
годовой темп, %	*3,34*	*-0,02*	*5,52*	*1,88*	*2,23*	*1,80*	*2,95*	*1,78*	*1,79*	*1,78*	*2,03*
э/с Челябинской обл.	**35,048**		**36,192**	**36,427**	**37,160**	**37,816**	**38,507**	**39,106**	**39,709**	**40,356**	
годовой темп, %	*8,45*	*-1,28*	*3,26*	*0,65*	*2,01*	*1,77*	*1,83*	*1,56*	*1,54*	*1,63*	*1,57*
э/с Тюменской обл.	**85,721**		**86,221**	**87,349**	**88,959**	**90,442**	**91,270**	**92,008**	**92,587**	**93,189**	
годовой темп, %	*1,26*	*2,83*	*0,58*	*1,31*	*1,84*	*1,67*	*0,92*	*0,81*	*0,63*	*0,65*	*1,12*

Примечание: показатели потребления электрической энергии приведены с округлением

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Сибири, млрд.кВт.ч

	Факт	Средне-годовой прирост за 2008 - 2010 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
ОЭС Сибири	**208,354**		**204,966**	**209,834**	**213,622**	**223,009**	**231,447**	**239,442**	**246,493**	**249,690**	
годовой темп, %	*3,70*	*1,40*	*-1,63*	*2,38*	*1,81*	*4,39*	*3,78*	*3,45*	*2,94*	*1,30*	*2,86*
э/с Алтайского кр.	**10,921**		**10,812**	**11,094**	**11,294**	**11,562**	**11,767**	**11,952**	**12,363**	**12,541**	
годовой темп, %	*4,29*	*1,56*	*-1,00*	*2,61*	*1,80*	*2,37*	*1,77*	*1,57*	*3,44*	*1,44*	*2,14*
э/с Республики Бурятия	**5,490**		**5,350**	**5,505**	**5,662**	**5,718**	**5,777**	**5,844**	**5,932**	**5,990**	
годовой темп, %	*4,91*	*3,30*	*-2,55*	*2,90*	*2,85*	*0,99*	*1,03*	*1,16*	*1,51*	*0,98*	*1,63*
э/с Иркутской обл.	**54,422**		**53,179**	**54,378**	**55,135**	**59,352**	**63,561**	**66,533**	**68,801**	**69,390**	
годовой темп, %	*3,60*	*0,76*	*-2,28*	*2,25*	*1,39*	*7,65*	*7,09*	*4,68*	*3,41*	*0,86*	*3,87*
э/с Красноярского кр.	**43,261**		**42,395**	**43,351**	**44,212**	**46,629**	**48,540**	**51,633**	**54,149**	**54,724**	
годовой темп, %	*3,17*	*1,51*	*-2,00*	*2,25*	*1,99*	*5,47*	*4,10*	*6,37*	*4,87*	*1,06*	*3,71*
э/с Республики Тыва	**0,710**		**0,710**	**0,715**	**0,745**	**0,913**	**1,048**	**1,082**	**1,147**	**1,226**	
годовой темп, %	*4,87*	*2,26*	*0,00*	*0,70*	*4,20*	*22,55*	*14,79*	*3,24*	*6,01*	*6,89*	*8,12*
э/с Новосибирской обл.	**14,949**		**14,758**	**15,050**	**15,331**	**15,645**	**15,957**	**16,319**	**16,683**	**17,047**	
годовой темп, %	*5,00*	*1,66*	*-1,28*	*1,98*	*1,87*	*2,05*	*1,99*	*2,27*	*2,23*	*2,18*	*2,08*
э/с Омской обл.	**10,392**		**10,480**	**10,650**	**10,859**	**11,085**	**11,298**	**11,512**	**11,628**	**11,745**	
годовой темп, %	*2,04*	*-0,05*	*0,85*	*1,62*	*1,96*	*2,08*	*1,92*	*1,89*	*1,01*	*1,01*	*1,64*
э/с Томской обл.	**9,051**		**8,860**	**8,979**	**9,089**	**9,201**	**9,317**	**9,435**	**9,542**	**9,655**	
годовой темп, %	*3,55*	*9,32*	*-2,11*	*1,34*	*1,23*	*1,23*	*1,26*	*1,27*	*1,13*	*1,18*	*1,24*
э/с Забайкальского кр.	**7,569**		**7,563**	**7,741**	**7,955**	**8,147**	**8,359**	**8,535**	**8,770**	**9,014**	
годовой темп, %	*2,04*	*3,52*	*-0,08*	*2,35*	*2,76*	*2,41*	*2,60*	*2,11*	*2,75*	*2,78*	*2,54*

	Факт	Ср.год. темп за 2008 - 2010 гг., %	Факт	Прогноз							Ср.год. прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
э/с Республики Хакасия	**17,609**		**16,810**	**17,583**	**17,737**	**17,989**	**18,069**	**18,149**	**18,228**	**18,310**	
годовой темп, %	*0,61*	*3,79*	*-4,54*	*4,60*	*0,88*	*1,42*	*0,44*	*0,44*	*0,44*	*0,45*	*1,23*
э/с Кемеровской обл.	**33,980**		**34,049**	**34,788**	**35,603**	**36,768**	**37,754**	**38,448**	**39,250**	**40,048**	
годовой темп, %	*6,20*	*-1,07*	*0,20*	*2,17*	*2,34*	*3,27*	*2,68*	*1,84*	*2,09*	*2,03*	*2,35*

Примечание: показатели потребления электрической энергии приведены с округлением

Прогноз спроса на электрическую энергию по ОЭС Востока, млрд.кВт.ч

	Факт	Средне-годовой прирост за 2008 - 2010 гг., %	Факт	Прогноз							Средне-годовой прирост за 2012 - 2018 гг., %
	2010 г.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	
ОЭС Востока	**29,906**		**30,521**	**31,833**	**33,306**	**34,357**	**35,858**	**36,668**	**37,271**	**37,862**	
годовой темп прироста, %	*5,88*	*2,78*	*2,06*	*4,30*	*4,63*	*3,16*	*4,37*	*2,26*	*1,64*	*1,59*	*3,13*
э/с Амурской обл.	**7,218**		**7,391**	**7,573**	**7,903**	**8,025**	**8,178**	**8,261**	**8,369**	**8,460**	
годовой темп, %	*8,28*	*5,49*	*2,40*	*2,46*	*4,36*	*1,54*	*1,91*	*1,01*	*1,31*	*1,09*	*1,95*
э/с Приморского кр.	**12,136**		**12,426**	**13,110**	**13,546**	**14,086**	**14,942**	**15,247**	**15,475**	**15,781**	
годовой темп, %	*5,87*	*3,02*	*2,39*	*5,50*	*3,33*	*3,99*	*6,08*	*2,04*	*1,50*	*1,98*	*3,47*
э/с Хабаровского кр. (без учета Николаевского э/у)	**9,064**		**9,112**	**9,520**	**10,111**	**10,361**	**10,603**	**10,799**	**10,996**	**11,187**	
годовой темп, %	*3,72*	*0,99*	*0,53*	*4,48*	*6,21*	*2,47*	*2,34*	*1,85*	*1,82*	*1,74*	*2,97*
э/с Южно Якутского э/р	**1,488**		**1,592**	**1,630**	**1,746**	**1,885**	**2,135**	**2,361**	**2,431**	**2,434**	
годовой темп, %	*7,98*	*-0,20*	*6,99*	*2,39*	*7,12*	*7,96*	*13,26*	*10,59*	*2,96*	*0,12*	*6,25*

Примечание: показатели потребления электрической энергии приведены с округлением

Приложение № 2
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2012-2018 годы

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Северо-Запада										
Энергосистема Архангельской области										
*ТЭЦ-1 Архангельского ЦБК	ОАО"Архангельский ЦБК"									
1 П-6-29		окончательный							6,0	6,0
6 ПТ-25-90		окончательный	25,0							25,0
7 ПТ-60-90		окончательный							60,0	60,0
8 ПТ-60-90		окончательный							60,0	60,0
Всего по станции			25,0						126,0	151,0
Энергосистема Калининградской области										
Калининградская ГРЭС-2 (Светловская)	Калининградская ГК									
2 Р-21-90		окончательный			20,8					20,8
Гусевская ТЭЦ	Калининградская ГК									
1 Р-7-29		окончательный				7,0				7,0
2 Р-9-29		окончательный				8,5				8,5
Всего по станции						15,5				15,5
Энергосистема Республики Коми										
Печорские эл.сети	АЭК "Комиэнерго"									
52 Агр. дизельных эл.ст.		под замену	0,7							0,7
*ТЭЦ Сыктывкарск. ЛПК	Эл/ст пром.предприятий									
1 Р-12-35		окончательный	12,0							12,0
2 Р-12-35		окончательный	12,0							12,0
Всего по станции			24,0							24,0
ДЭС ООО "Республиканская ген. компания"	ООО"РеспубликанскаяГК"									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
52 Агр. дизельных эл.ст.		под замену	0,3							0,3
53 Агр. дизельных эл.ст.		под замену	1,8							1,8
Всего по станции			2,1							2,1
Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области										
Ленинградская АЭС	Росэнергоатом									
1 РБМК-1000		окончательный					1000,0			1000,0
2 РБМК-1000		окончательный						1000,0		1000,0
Всего по станции							1000,0	1000,0		2000,0
ГРЭС-19 Киришская	ОГК-2									
1 ПТ-50-130		окончательный				50,0				50,0
4 ПТ-60-130		окончательный				60,0				60,0
Всего по станции						110,0				110,0
ТЭЦ-8 Дубровская	ТГК-1									
1 К-50-90		окончательный	50,0							50,0
ТЭЦ-14 Первомайская (г.СПб)	ТГК-1									
1 ПТ-30-90		окончательный	30,0							30,0
2 ПТ-30-90		окончательный	30,0							30,0
5 Т-...-130		окончательный	46,0							46,0
7 Т-50-130		окончательный	50,0							50,0
Всего по станции			156,0							156,0
Центральная ТЭЦ (г.СПб)	ТГК-1									
4 Р-...-29		окончательный						20,5		20,5
5 Т-23-90		окончательный						23,0		23,0
7 Т-30-90		окончательный						30,0		30,0
Всего по станции								73,5		73,5
ТЭЦ-1 Обуховэнерго	Обуховэнерго									
1 П-25-29		окончательный			25,0					25,0
2 Р-12-35		окончательный			12,0					12,0
Всего по станции					37,0					37,0
Энергосистема Мурманской области										
Кольская АЭС	Росэнергоатом									
1 ВВЭР-440		окончательный							440,0	440,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Северо-Запада - всего										
Демонтаж всего			257,8		57,8	125,5	1000,0	1073,5	566,0	3080,6
АЭС							1000,0	1000,0	440,0	2440,0
ТЭС-всего			257,8		57,8	125,5		73,5	126,0	640,6
ТЭЦ			205,0		57,8	125,5		73,5	126,0	587,8
КЭС			50,0							50,0
дизельные			2,8							2,8
Демонтаж под замену			2,8							2,8
ТЭС-всего			2,8							2,8
дизельные			2,8							2,8
ОЭС Центра										
Энергосистема Белгородской области										
Губкинская ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
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 Брянской области										
Брянская ГРЭС	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
2 К-28-29		окончательный	28,0							28,0
Энергосистема Владимирской области										
Владимирская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"									
3 Т-93-130		окончательный							93,0	93,0
4 Т-93-130		окончательный					93,0			93,0
Всего по станции							93,0		93,0	186,0
Энергосистема Воронежской области										
Нововоронежская АЭС	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-1	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
7 Р-20-90		под замену							20,0	20,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Энергосистема Ивановской области										
Ивановская ТЭЦ-1(кот.)	ЗАО "КЭС"									
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 Костромской области										
Костромская ТЭЦ-1	ТГК-2									
4 П-6-35		окончательный					6,0			6,0
Энергосистема Курской области										
Курская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
2 Т-27-90		окончательный					27,0			27,0
Энергосистема Липецкой области										
Данковская ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
1 Т-6-35		окончательный					6,0			6,0
2 Р-4-35		окончательный							4,0	4,0
Всего по станции							6,0		4,0	10,0
ТЭЦ ОАО "НЛМК"	ОАО "Новолип.мет.комб"									
3 Р-12-90		под замену				12,0				12,0
5 ПТ-60-90		под замену						60,0		60,0
Всего по станции						12,0		60,0		72,0
Энергосистема г.Москвы и Московской области										
ТЭЦ-20 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
1 Т-30-90		окончательный				30,0				30,0
2 Т-30-90		окончательный				30,0				30,0
3 Т-30-90		окончательный				30,0				30,0
10 Т-100-130		окончательный				100,0				100,0
Всего по станции						190,0				190,0
ТЭЦ-12 с фил.(ТЭЦ-7) Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
5 ПТ-60-130		окончательный					60,0			60,0
6 ПТ-60-130		окончательный						60,0		60,0
Всего по станции							60,0	60,0		120,0
ТЭЦ-8 фил.ТЭЦ-9 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
5 Р-25-130		окончательный						25,0		25,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
6 Т-105-130		окончательный						105,0		105,0
Всего по станции								130,0		130,0
ТЭЦ-6 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
4 Р-6-29		окончательный	6,0							6,0
Мобильные ГТЭС "Дарьино"	Мобильные ГТЭС									
1 ГТ КЭС		окончательный	22,5							22,5
2 ГТ КЭС		окончательный		22,5						22,5
Всего по станции			22,5	22,5						45,0
Мобильные ГТЭС "Рублево"	Мобильные ГТЭС									
1 ГТ КЭС		под замену		22,5						22,5
2 ГТ КЭС		окончательный		22,5						22,5
3 ГТ КЭС		окончательный		22,5						22,5
Всего по станции				67,5						67,5
Мобильные ГТЭС "Игнатово" (Дмитр.р-н)	Мобильные ГТЭС									
1 ГТ КЭС		окончательный		22,5						22,5
2 ГТ КЭС		окончательный		22,5						22,5
Всего по станции				45,0						45,0
Энергосистема Рязанской области										
Новорязанская ТЭЦ	Новорязанская ТЭЦ									
2 ПТ-25-90		окончательный				25,0				25,0
4 Р-25-90		окончательный						25,0		25,0
Всего по станции						25,0		25,0		50,0
Энергосистема Тамбовской области										
Тамбовская ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
6 ПТ-25-90		окончательный					25,0			25,0
Энергосистема Тульской области										
ГРЭС Черепетская	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						140,0	140,0	140,0		420,0
ГРЭС Новомосковская	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
1 Т-90-90		окончательный					90,0			90,0
5 Т-90-90		окончательный					90,0			90,0
Всего по станции							180,0			180,0
Алексинская ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
3 Т-50-90		окончательный					50,0			50,0
4 П-40-90		окончательный					40,0			40,0
Всего по станции							90,0			90,0
Энергосистема Ярославской области										
Ярославская ТЭЦ-3	ТГК-2									
6 Р-50-130		окончательный	50,0							50,0
Ярославская ТЭЦ-2	ТГК-2									
3 Р-50-130		окончательный	50,0							50,0
Ярославская ТЭЦ-1	ТГК-2									
2 Т-25-29		окончательный	25,0							25,0
5 Р-25-90		окончательный	25,0							25,0
Всего по станции			50,0							50,0
ОЭС Центра - всего										
Демонтаж всего			206,5	135,0		425,0	1044,0	832,0	117,0	2759,5
АЭС							417,0	417,0		834,0
ТЭС-всего			206,5	135,0		425,0	627,0	415,0	117,0	1925,5
ТЭЦ			156,0			285,0	487,0	275,0	117,0	1320,0
КЭС			50,5	135,0		140,0	140,0	140,0		605,5
Демонтаж под замену				22,5		12,0		60,0	20,0	114,5
ТЭС-всего				22,5		12,0		60,0	20,0	114,5
ТЭЦ						12,0		60,0	20,0	92,0
КЭС				22,5						22,5
ОЭС Средней Волги										
Энергосистема Республики Мордовия										
Саранская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"									
3 ПТ-60-90		окончательный					60,0			60,0
Энергосистема Нижегородской области										
Игумновская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
6 ПТ-25-90		окончательный	25,0							25,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
7 ПТ-25-90		окончательный	25,0							25,0
Всего по станции			50,0							50,0
Автозаводская ТЭЦ	ОАО "ЕвроСибЭнерго"									
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 Пензенской области										
Пензенская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"									
3 ПТ-25-90		окончательный				25,0				25,0
Энергосистема Самарской области										
Новокуйбышевская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"									
1 ПТ-50-130		окончательный				50,0				50,0
2 ПТ-50-130		окончательный				50,0				50,0
3 Р-25-130		окончательный				25,0				25,0
5 ПТ-60-130		окончательный				60,0				60,0
7 ПТ-60-130		окончательный				60,0				60,0
8 Т-50-130		окончательный				50,0				50,0
Всего по станции						295,0				295,0
ТЭЦ ВАЗ	ЗАО "КЭС"									
4 Т-105-130		окончательный					105,0			105,0
5 Т-105-130		окончательный					105,0			105,0
Всего по станции							210,0			210,0
Сызранская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
2 К-12-29		окончательный	12,0							12,0
4 ПР-25-90		окончательный	25,0							25,0
5 ПР-25-90		окончательный	25,0							25,0
Всего по станции			62,0							62,0
Новокуйбышевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"									
6 ПТ-25-90		под замену		25,0						25,0
Безымянская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
1 Р-14-29		окончательный	13,7							13,7

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
3 Т-25-29		окончательный				25,0				25,0
5 Т-46-90		окончательный				46,0				46,0
6 ПТ-25-90		окончательный				25,0				25,0
7 Т-25-90		окончательный					25,0			25,0
Всего по станции			13,7			96,0	25,0			134,7
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 Саратовской области										
Балаковская ТЭЦ-4	ЗАО "КЭС"									
4 Т-50-130		окончательный				50,0				50,0
Саратовская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"									
1 ПР-9-90		окончательный				9,0				9,0
2 ПР-9-90		окончательный				9,0				9,0
Всего по станции						18,0				18,0
Энергосистема Республики Татарстан										
Казанская ТЭЦ-2	Татэнерго									
6 Р-25-90		окончательный				25,0				25,0
ОЭС Срелней Волги - всего										
Демонтаж всего			125,7	25,0		627,0	295,0			1072,7
ТЭС-всего			125,7	25,0		627,0	295,0			1072,7
ТЭЦ			113,7	25,0		627,0	295,0			1060,7
КЭС			12,0							12,0
Демонтаж под замену				25,0						25,0
ТЭС-всего				25,0						25,0
ТЭЦ				25,0						25,0
ОЭС Юга										
Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея										
Краснодарская ТЭЦ	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
1 ПТ-25-90		под замену						25,0		25,0
2 Р-20-90		под замену						20,0		20,0
3 Р-22-90		окончательный	22,0							22,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
4 ПТ-50-90		под замену						50,0		50,0
5 Т-42-90		окончательный	42,0							42,0
Всего по станции			64,0					95,0		159,0
Мобильные ГТЭС в г. Сочи	Мобильные ГТЭС									
1 ГТ КЭС		окончательный				22,5				22,5
2 ГТ КЭС		окончательный				22,5				22,5
3 ГТ КЭС		окончательный				22,5				22,5
4 ГТ КЭС		окончательный				22,5				22,5
5 ГТ КЭС		окончательный				22,5				22,5
6 ГТ КЭС		окончательный				22,5				22,5
7 ГТ КЭС		окончательный				22,5				22,5
8 ГТ КЭС		окончательный				22,5				22,5
9 ГТ КЭС		окончательный				22,5				22,5
Всего по станции						202,5				202,5
Энергосистема Ставропольского края										
Невинномысская ГРЭС	Энел ОГК-5									
11 К-160-130		окончательный				160,0				160,0
12 ПГУ-170		окончательный				170,0				170,0
Всего по станции						330,0				330,0
ОЭС Юга - всего										
Демонтаж всего			64,0			532,5		95,0		691,5
ТЭС-всего			64,0			532,5		95,0		691,5
ТЭЦ			64,0					95,0		159,0
КЭС						532,5				532,5
Демонтаж под замену								95,0		95,0
ТЭС-всего								95,0		95,0
ТЭЦ								95,0		95,0
ОЭС Урала										
Энергосистема Республики Башкортостан										
Стерлитамакская ТЭЦ	Башкирэнерго									
1 ПТ-30-90		окончательный		30,0						30,0
3 ПТ-25-90		окончательный				25,0				25,0
Всего по станции				30,0		25,0				55,0
Уфимская ТЭЦ-4	Башкирэнерго									
1 ПТ-30-90		окончательный			30,0					30,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
2 ПТ-30-90		окончательный			30,0					30,0
Всего по станции					60,0					60,0
Салаватская ТЭЦ	Башкирэнерго									
3 ПТ-30-90		окончательный	30,0							30,0
4 ПТ-30-90		окончательный	30,0							30,0
Всего по станции			60,0							60,0
Уфимская ТЭЦ-2	Башкирэнерго									
3 Р-4-29		окончательный		4,0						4,0
Кумертауская ТЭЦ	Башкирэнерго									
1 ПТ-25-90		окончательный	25,0							25,0
Энергосистема Кировской области										
Кировская ТЭЦ-4	ЗАО "КЭС"									
2 ПТ-60-130		под замену	60,0							60,0
4 Т-50-130		окончательный					50,0			50,0
5 Т-50-130		окончательный						50,0		50,0
6 Т-50-130		под замену		50,0						50,0
Всего по станции			60,0	50,0			50,0	50,0		210,0
Кировская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"									
2 Р-5-35		окончательный					5,0			5,0
3 Р-5-35		окончательный					5,3			5,3
Всего по станции							10,3			10,3
Кировская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"									
3 ПТ-25-90		окончательный				25,0				25,0
4 Т-25-90		окончательный				25,0				25,0
5 Т-27-90		окончательный					27,0			27,0
6 Т-42-90		окончательный					42,0			42,0
8 ПТ-30-90		окончательный						30,0		30,0
Всего по станции						50,0	69,0	30,0		149,0
Энергосистема Оренбургской области										
Сакмарская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
3 Т-50-130		окончательный							50,0	50,0
Каргалинская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
1 ПТ-60-130		под замену				60,0				60,0
4 ПТ-60-130		под замену					60,0			60,0
Всего по станции						60,0	60,0			120,0
Энергосистема Пермского края										
Пермская ТЭЦ-14	ЗАО "КЭС"									
1 ПТ-60-130		окончательный				60,0				60,0
4 ПТ-135-130		окончательный							135,0	135,0
Всего по станции						60,0			135,0	195,0
Пермская ТЭЦ-6	ЗАО "КЭС"									
2 Т-25-29		окончательный				24,5				24,5
3 Р-5-35		окончательный				5,2				5,2
4 Р-4-35		окончательный				4,0				4,0
5 Т-23-90		окончательный				23,0				23,0
Всего по станции						56,7				56,7
Березниковская ТЭЦ-10	ЗАО "КЭС"									
2 ПР-12-35		окончательный				12,0				12,0
3 ПР-6-35		окончательный				6,0				6,0
4 ПР-6-35		окончательный	6,0							6,0
5 Р-9-35		окончательный				9,0				9,0
Всего по станции			6,0			27,0				33,0
Пермская ТЭЦ-13	ЗАО "КЭС"									
2 Р-6-35		окончательный							6,0	6,0
Березниковская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"									
6 Р-6-90		окончательный					6,0			6,0
7 ПТ-50-90		окончательный					50,0			50,0
Всего по станции							56,0			56,0
Березниковская ТЭЦ-4	ЗАО "КЭС"									
1 Р-10-90		окончательный				10,0				10,0
3 Р-13-90		окончательный				12,8				12,8
7 Р-6-90		окончательный				6,4				6,4
Всего по станции						29,2				29,2
Энергосистема Свердловской области										
Серовская ГРЭС	ОГК-2									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
8 К-100-90		окончательный				100,0				100,0
Нижнетуринская ГРЭС	ЗАО "КЭС"									
4 Р-...-130		окончательный					15,0			15,0
8 Т-88-90		окончательный					88,0			88,0
9 Т-88-90		окончательный				88,0				88,0
Всего по станции						88,0	103,0			191,0
Первоуральская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
1 ПР-12-35		под замену						12,0		12,0
Свердловская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
5 ПР-12-29		окончательный				12,0				12,0
Богословская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
1 Р-20-29		окончательный				20,0				20,0
2 Р-20-29		окончательный				20,0				20,0
3 Р-10-29		окончательный				10,0				10,0
6 Т-33-29		окончательный				33,0				33,0
7 Р-...-29		окончательный				41,0				41,0
8 Р-6-29		окончательный				6,0				6,0
10 Р-6-29		окончательный				5,5				5,5
Всего по станции						135,5				135,5
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО										
*ООО "Сургутнефтегаз"	ОАО "Сургутнефтегаз"									
51 ГТ КЭС		под замену	6,5							6,5
Энергосистема Челябинской области										
Троицкая ГРЭС	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						170,0	85,0			255,0
Южно-Уральская ГРЭС	ОГК-3									
4 П-35-90		окончательный				35,0				35,0
6 К-100-90		окончательный				100,0				100,0
Всего по станции						135,0				135,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Урала - всего										
Демонтаж всего			157,5	84,0	60,0	948,4	433,3	92,0	191,0	1966,2
ТЭС-всего			157,5	84,0	60,0	948,4	433,3	92,0	191,0	1966,2
ТЭЦ			151,0	84,0	60,0	748,4	433,3	92,0	191,0	1759,7
КЭС			6,5			200,0				206,5
Демонтаж под замену			66,5	50,0		60,0	60,0	12,0		248,5
ТЭС-всего			66,5	50,0		60,0	60,0	12,0		248,5
ТЭЦ			60,0	50,0		60,0	60,0	12,0		242,0
КЭС			6,5							6,5
ОЭС Сибири										
Энергосистема Республики Бурятия										
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	ТГК-14									
6 ПТ-30-90		под замену						30,0		30,0
Энергосистема Забайкальского края										
Читинская ТЭЦ-1	ТГК-14									
1 ПТ-60-90		под замену						60,0		60,0
Энергосистема Иркутской области										
Усть-Илимская ТЭЦ	ОАО "ЕвроСибЭнерго"									
2 Р-10-130		окончательный	10,0							10,0
Энергосистема Красноярского края										
Красноярская ТЭЦ-1	Енисейская ТГК(ТГК-13)									
8 ПТ-60-90		окончательный				60,0				60,0
Энергосистема Кемеровской области										
Томь-Усинская ГРЭС	Кузбассэнерго (ТГК-12)									
2 К-100-90		окончательный				100,0				100,0
3 К-100-90		окончательный				100,0				100,0
Всего по станции						200,0				200,0
Кемеровская ТЭЦ	Кузбассэнерго (ТГК-12)									
1 Р-5-35		окончательный	5,0							5,0
Ново-Кемеровская ТЭЦ	Кузбассэнерго (ТГК-12)									
9 Р-50-130		окончательный					50,0			50,0
10 Р-50-130		окончательный						50,0		50,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
13 Р-50-130		окончательный							50,0	50,0
Всего по станции							50,0	50,0	50,0	150,0
Кузнецкая ТЭЦ (Кузб)	Кузбассэнерго (ТГК-12)									
11 Т-20-90		окончательный	20,0							20,0
Энергосистема Омской области										
Омская ТЭЦ-3	ТГК-11									
10 ПТ-50-130		под замену		50,0						50,0
Энергосистема Республики Хакасия										
ГТТЭС ПС ГПП-3 (Означенная)	Мобильные ГТЭС									
1 ГТ КЭС		окончательный		22,5						22,5
ОЭС Сибири - всего										
Демонтаж всего			35,0	72,5		260,0	50,0	140,0	50,0	607,5
ТЭС-всего			35,0	72,5		260,0	50,0	140,0	50,0	607,5
ТЭЦ			35,0	50,0		60,0	50,0	140,0	50,0	385,0
КЭС				22,5		200,0				222,5
Демонтаж под замену				50,0				90,0		140,0
ТЭС-всего				50,0				90,0		140,0
ТЭЦ				50,0				90,0		140,0
ОЭС Востока										
Энергосистема Амурской области										
Райчихинская ГРЭС	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 Приморского края										
Артемовская ТЭЦ	РАО ЭС Востока									
7 К-100-90		окончательный						100,0		100,0
8 К-100-90		под замену						100,0		100,0
Всего по станции								200,0		200,0
Владивостокская ТЭЦ-2	РАО ЭС Востока									
2 Т-...-130		окончательный						98,0		98,0
3 Т-105-130		окончательный						105,0		105,0
Всего по станции								203,0		203,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Партизанская ГРЭС	РАО ЭС Востока									
3 К-...-90		окончательный			41,0					41,0
Энергосистема Хабаровского края										
Майская ГРЭС	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
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									78,0	78,0
Хабаровская ТЭЦ-1	РАО ЭС Востока									
1 ПР-25-90		под замену						25,0		25,0
2 ПТ-30-90		окончательный						30,0		30,0
3 ПР-25-90		окончательный						25,0		25,0
6 ПТ-50-90		окончательный					50,0			50,0
7 Т-100-130		под замену					100,0			100,0
8 Т-100-130		под замену							100,0	100,0
9 Т-105-130		окончательный						105,0		105,0
Всего по станции							150,0	185,0	100,0	435,0
Комсомольская ТЭЦ-2	РАО ЭС Востока									
1 Р-10-29		окончательный							10,0	10,0
2 Р-15-29		окончательный							15,0	15,0
4 Р-9-29		окончательный		9,0						9,0
5 Т-28-90		окончательный							27,5	27,5
6 ПТ-60-90		окончательный					60,0			60,0
7 Т-55-130		окончательный		55,0						55,0
8 Т-55-130		окончательный						55,0		55,0
13 Р-9-29		окончательный		9,0						9,0
Всего по станции				73,0			60,0	55,0	52,5	240,5
Амурская ТЭЦ-1	РАО ЭС Востока									
1 ПР-25-90		окончательный							25,0	25,0
2 ПТ-60-90		окончательный							60,0	60,0
Всего по станции									85,0	85,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Южно-Якутский энергорайон										
Чульманская ТЭЦ	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
ОЭС Востока - всего										
Демонтаж всего				73,0	41,0		229,0	691,0	315,5	1349,5
ТЭС-всего				73,0	41,0		229,0	691,0	315,5	1349,5
ТЭЦ				73,0			217,0	479,0	237,5	1006,5
КЭС					41,0		12,0	212,0	78,0	343,0
Демонтаж под замену							100,0	125,0	100,0	325,0
ТЭС-всего							100,0	125,0	100,0	325,0
ТЭЦ							100,0	25,0	100,0	225,0
КЭС								100,0		100,0
ЕЭС России - всего										
Демонтаж всего			846,5	389,5	158,8	2918,4	3051,3	2923,5	1239,5	11527,5
АЭС							1417,0	1417,0	440,0	3274,0
ТЭС-всего			846,5	389,5	158,8	2918,4	1634,3	1506,5	799,5	8253,5
ТЭЦ			724,7	232,0	117,8	1845,9	1482,3	1154,5	721,5	6278,7
КЭС			119,0	157,5	41,0	1072,5	152,0	352,0	78,0	1972,0
дизельные			2,8							2,8
Демонтаж под замену			69,3	147,5		72,0	160,0	382,0	120,0	950,8
ТЭС-всего			69,3	147,5		72,0	160,0	382,0	120,0	950,8
ТЭЦ			60,0	125,0		72,0	160,0	282,0	120,0	819,0
КЭС			6,5	22,5				100,0		129,0
дизельные			2,8							2,8

Приложение № 3
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

Дополнительные объемы вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2012-2018 годы, не вошедшие в инвестиционные программы генерирующих компаний

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Северо-Запада										
Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области										
ГРЭС-19 Киришская	ОГК-2									
6 Р-40-130		под замену	40,0							40,0
ТЭЦ-14 Первомайская (г.СПб)	ТГК-1									
3 ПТ-...-130		окончательный			58,0					58,0
4 ПТ-60-130		окончательный			60,0					60,0
Всего по станции					118,0					118,0
Центральная ТЭЦ (г.СПб)	ТГК-1									
11 Р-2-29		окончательный		2,0						2,0
ОЭС Северо-Запада - всего										
Демонтаж всего			40,0	2,0	118,0	0,0	0,0	0,0	0,0	160,0
ТЭС-всего			40,0	2,0	118,0	0,0	0,0	0,0	0,0	160,0
ТЭЦ			40,0	2,0	118,0	0,0	0,0	0,0	0,0	160,0
ОЭС Центра										
Энергосистема Владимирской области										
Владимирская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"									
2 ПТ-55-130		окончательный	54,5							54,5
Энергосистема Воронежской области										
Воронежская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
3 ПТ-30-90		окончательный	30,0							30,0
4 ПТ-30-90		окончательный		30,0						30,0
5 ПТ-30-90		под замену		30,0						30,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
6 ПТ-30-90		под замену		30,0						30,0
Всего по станции			30,0	90,0						120,0
Энергосистема Ивановской области										
Ивановская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"									
5 ПТ-60-90		окончательный		60,0						60,0
Энергосистема Липецкой области										
Елецкая ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
3 ПР-10-35		окончательный			10,0					10,0
Энергосистема г.Москвы и Московской области										
ТЭЦ-12 с фил.(ТЭЦ-7) Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
1 П-6-29		окончательный		6,0						6,0
2 Р-6-29		окончательный		6,0						6,0
Всего по станции				12,0						12,0
ТЭЦ-16 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
1 Т-30-90		окончательный			30,0					30,0
2 Т-25-90		окончательный			25,0					25,0
3 Т-50-90		окончательный			50,0					50,0
4 Т-25-90		окончательный			25,0					25,0
Всего по станции					130,0					130,0
ГЭС-1 им.Смидовича	Мосэнерго (ТГК-3)									
7 Р-10-35		окончательный			10,0					10,0
Энергосистема Смоленской области										
Дорогобужская ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
2 Т-...-90		окончательный			38,0					38,0
ОЭС Центра - всего										
Демонтаж всего			84,5	162,0	188,0	0,0	0,0	0,0	0,0	434,5
ТЭС-всего			84,5	162,0	188,0	0,0	0,0	0,0	0,0	434,5
ТЭЦ			84,5	162,0	188,0	0,0	0,0	0,0	0,0	434,5
ОЭС Средней Волги										
Энергосистема Нижегородской области										
Игумновская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
5 ПТ-25-90		окончательный		25,0						25,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Энергосистема Самарской области										
Самарская ГРЭС	ЗАО "КЭС"									
5 Р-25-29		окончательный	25,0							25,0
Тольяттинская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"									
4 Р-35-130		окончательный	35,0							35,0
Самарская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
5 Р-50-130		окончательный			50,0					50,0
Новокуйбышевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"									
4 Т-25-90		окончательный			25,0					25,0
7 ПТ-25-90		окончательный			25,0					25,0
Всего по станции					50,0					50,0
Безымянская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
2 Т-25-29		окончательный	25,0							25,0
Энергосистема Саратовской области										
Саратовская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"									
1 ПТ-30-90		окончательный		30,0						30,0
3 ПР-25-90		окончательный			25,0					25,0
Всего по станции				30,0	25,0					55,0
Энгельсская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"									
4 Р-50-130		окончательный	50,0							50,0
Энергосистема Республики Чувашия										
Новочебоксарская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"									
2 Р-30-130		окончательный		30,0						30,0
3 Т-50-130		окончательный		50,0						50,0
Всего по станции				80,0						80,0
ОЭС Средней Волги - всего										
Демонтаж всего			135,0	135,0	125,0	0,0	0,0	0,0	0,0	395,0
ТЭС-всего			135,0	135,0	125,0	0,0	0,0	0,0	0,0	395,0
ТЭЦ			135,0	135,0	125,0	0,0	0,0	0,0	0,0	395,0
ОЭС Урала										
Энергосистема Оренбургской области										
Каргалинская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
5 Р-50-130		окончательный	50,0							50,0
Энергосистема Пермского края										
Пермская ТЭЦ-9	ЗАО "КЭС"									
1 ПТ-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
Всего по станции					80,0					80,0
Закамская ТЭЦ-5	ЗАО "КЭС"									
2 Р-15-29		окончательный		15,0						15,0
Энергосистема Свердловской области										
Серовская ГРЭС	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
5 Т-88-90		окончательный			88,0					88,0
6 К-100-90		окончательный			100,0					100,0
7 К-100-90		окончательный			100,0					100,0
Всего по станции				150,0	288,0					438,0
Нижнетуринская ГРЭС	ЗАО "КЭС"									
10 Т-88-90		окончательный		88,0						88,0
Свердловская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
3 ПР-12-29		окончательный		12,0						12,0
Красногорская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
1 Р-14-29		под замену			14,0					14,0
2 Р-17-29		под замену			17,0					17,0
4 Р-14-29		под замену			14,0					14,0
Всего по станции					45,0					45,0
Энергосистема Республики Удмуртия										
Ижевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"									
6 ПТ-...-35		окончательный			9,0					9,0
Энергосистема Челябинской области										
Троицкая ГРЭС	ОГК-2									
9 К-485-240		окончательный			485,0					485,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Южно-Уральская ГРЭС	ОГК-3									
2 К-50-90		окончательный			50,0					50,0
3 К-50-90		окончательный		50,0						50,0
Всего по станции				50,0	50,0					100,0
ОЭС Урала - всего										
Демонтаж всего			50,0	315,0	957,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1322,0
ТЭС-всего			50,0	315,0	957,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1322,0
ТЭЦ			50,0	115,0	134,0	0,0	0,0	0,0	0,0	299,0
КЭС			0,0	200,0	823,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1023,0
ОЭС Сибири										
Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай										
Барнаульская ТЭЦ-2	Кузбассэнерго (ТГК-12)									
1 ПТ-25-90		окончательный		25,0						25,0
2 ПТ-25-90		окончательный		25,0						25,0
3 ПТ-30-90		окончательный			30,0					30,0
Всего по станции				50,0	30,0					80,0
Энергосистема Иркутской области										
Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	ОАО "ЕвроСибЭнерго"									
1 ПТ-21-90		окончательный		21,0						21,0
5 П-19-90		окончательный		19,0						19,0
Всего по станции				40,0						40,0
Энергосистема Красноярского края										
Красноярская ТЭЦ-1	Енисейская ТГК(ТГК-13)									
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
7 ПТ-60-90		окончательный			60,0					60,0
Всего по станции			25,0	75,0	60,0					160,0
Энергосистема Кемеровской области										
Томь-Усинская ГРЭС	Кузбассэнерго (ТГК-12)									
1 К-100-90		окончательный			100,0					100,0
ОЭС Сибири - всего										

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип демонтажа	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Демонтаж всего			25,0	165,0	190,0	0,0	0,0	0,0	0,0	380,0
ТЭС-всего			25,0	165,0	190,0	0,0	0,0	0,0	0,0	380,0
ТЭЦ			25,0	165,0	90,0	0,0	0,0	0,0	0,0	280,0
КЭС			0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
ОЭС Востока										
Энергосистема Хабаровского края										
Майская ГРЭС	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
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					30,0	48,0				78,0
ОЭС Востока - всего										
Демонтаж всего			0,0	0,0	30,0	48,0	0,0	0,0	0,0	78,0
ТЭС-всего			0,0	0,0	30,0	48,0	0,0	0,0	0,0	78,0
КЭС			0,0	0,0	30,0	48,0	0,0	0,0	0,0	78,0
ЕЭС России - всего										
Демонтаж всего			334,5	779,0	1608,0	48,0	0,0	0,0	0,0	2769,5
ТЭС-всего			334,5	779,0	1608,0	48,0	0,0	0,0	0,0	2769,5
ТЭЦ			334,5	579,0	655,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1568,5
КЭС			0,0	200,0	953,0	48,0	0,0	0,0	0,0	1201,0

Приложение № 4
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2012-2018 годы

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Северо-Запада										
Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области										
ГЭС-10 Лесогорская (К1)	ТГК-1									
3 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации	23,5							23,5
3 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации	29,5							29,5
		изменение	6,0							6,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		23,5						23,5
4 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		29,5						29,5
		изменение		6,0						6,0
Всего по станции										
До модернизации			23,5	23,5						47,0
После модернизации			29,5	29,5						59,0
Изменение мощности			6,0	6,0						12,0
ГЭС-11 Светогорская (К1)	ТГК-1									
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации	23,3							23,3
2 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации	30,5							30,5
		изменение	7,2							7,2
ГЭС-9 Нижне-свирская (К2)	ТГК-1									
3 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					22,0			22,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации					27,5			27,5
		изменение					5,5			5,5
4 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						22,0		22,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		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	ТГК-1									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
1 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					41,6			41,6
		после модернизации					41,6			41,6
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						41,6		41,6
		после модернизации						41,6		41,6
3 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации							41,6	41,6
		после модернизации							41,6	41,6
Всего по станции										
До модернизации							41,6	41,6	41,6	124,8
После модернизации							41,6	41,6	41,6	124,8
ГЭС-6 Волховская	ТГК-1									
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					9,0			9,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации					12,0			12,0
		изменение					3,0			3,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						9,0		9,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						12,0		12,0
		изменение						3,0		3,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации							9,0	9,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации							12,0	12,0
		изменение							3,0	3,0
Всего по станции										
До модернизации							9,0	9,0	9,0	27,0
После модернизации							12,0	12,0	12,0	36,0
Изменение мощности							3,0	3,0	3,0	9,0
Энергосистема Мурманской области										
Верхне-Туломская ГЭС	ТГК-1									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						67,0		67,0
		после модернизации						67,0		67,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации				67,0				67,0
		после модернизации				67,0				67,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					67,0			67,0
		после модернизации					67,0			67,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		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	ТГК-1									
1 агрегаты малых ГЭС		до модернизации							5,6	5,6
1 агрегаты малых ГЭС		после модернизации							6,6	6,6
		изменение							1,0	1,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Кумская ГЭС-9	ТГК-1									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						40,0		40,0
		после модернизации						40,0		40,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		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
Йовская ГЭС-10	ТГК-1									
1 г/а пропеллерн.		до модернизации		48,0						48,0
1 г/а пропеллерн.		после модернизации		47,0						47,0
		изменение		-1,0						-1,0
2 г/а пропеллерн.		до модернизации			48,0					48,0
2 г/а пропеллерн.		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
ОЭС Северо-Запада - всего										
До модернизации			46,8	71,5	48,0	67,0	139,6	179,6	163,2	715,7
ГЭС			46,8	71,5	48,0	67,0	139,6	179,6	163,2	715,7
После модернизации			60,0	76,5	47,0	67,0	148,1	188,1	167,2	753,9
ГЭС			60,0	76,5	47,0	67,0	148,1	188,1	167,2	753,9
Изменение мощности			13,2	5,0	-1,0		8,5	8,5	4,0	38,2
ГЭС			13,2	5,0	-1,0		8,5	8,5	4,0	38,2
ОЭС Центра										
Энергосистема г.Москвы и Московской области										
ТЭЦ-21 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
6 Т-100-130		до модернизации				100,0				100,0
6 Т-110-130		после модернизации				110,0				110,0
		изменение				10,0				10,0
ТЭЦ-23 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
3 Т-100-130		до модернизации				100,0				100,0
3 Т-110-130		после модернизации				110,0				110,0
		изменение				10,0				10,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Энергосистема Рязанской области										
Рязанская ГРЭС	ОГК-2									
2 К-...-240		до модернизации			270,0					270,0
2 К-330-240		после модернизации			330,0					330,0
		изменение			60,0					60,0
Энергосистема Ярославской области										
Рыбинская ГЭС	РусГидро									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации							55,0	55,0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации							65,0	65,0
		изменение							10,0	10,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации			55,0					55,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации			65,0					65,0
		изменение			10,0					10,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					55,0			55,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		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	РусГидро									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						55,0		55,0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						65,0		65,0
		изменение						10,0		10,0
ОЭС Центра - всего										
До модернизации					325,0	200,0	55,0	55,0	55,0	690,0
ГЭС					55,0		55,0	55,0	55,0	220,0
ТЭС-всего					270,0	200,0				470,0
ТЭЦ						200,0				200,0
КЭС					270,0					270,0
После модернизации					395,0	220,0	65,0	65,0	65,0	810,0
ГЭС					65,0		65,0	65,0	65,0	260,0
ТЭС-всего					330,0	220,0				550,0
ТЭЦ						220,0				220,0
КЭС					330,0					330,0
Изменение мощности					70,0	20,0	10,0	10,0	10,0	120,0
ГЭС					10,0		10,0	10,0	10,0	40,0
ТЭС-всего					60,0	20,0				80,0
ТЭЦ						20,0				20,0
КЭС					60,0					60,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Средней Волги										
Энергосистема Нижегородской области										
Нижегородская ГЭС	РусГидро									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации				65,0				65,0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации				68,0				68,0
		изменение				3,0				3,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					65,0			65,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации					68,0			68,0
		изменение					3,0			3,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации							65,0	65,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации							68,0	68,0
		изменение							3,0	3,0
7 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						65,0		65,0
7 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						68,0		68,0
		изменение						3,0		3,0
Всего по станции										
До модернизации						65,0	65,0	65,0	65,0	260,0
После модернизации						68,0	68,0	68,0	68,0	272,0
Изменение мощности						3,0	3,0	3,0	3,0	12,0
Энергосистема Самарской области										
Жигулевская ГЭС	РусГидро									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации			115,0					115,0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации			125,5					125,5
		изменение			10,5					10,5
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		115,0						115,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		125,5						125,5
		изменение		10,5						10,5
4 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		115,0						115,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		125,5						125,5
		изменение		10,5						10,5
7 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						115,0		115,0
7 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						125,5		125,5
		изменение						10,5		10,5
8 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						115,0		115,0
8 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						125,5		125,5
		изменение						10,5		10,5
11 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					115,0			115,0
11 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации					125,5			125,5
		изменение					10,5			10,5
12 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации				115,0				115,0
12 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации				125,5				125,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
		изменение				10,5				10,5
13 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					115,0			115,0
13 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации					125,5			125,5
		изменение					10,5			10,5
14 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					115,0			115,0
14 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации					125,5			125,5
		изменение					10,5			10,5
16 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации				115,0				115,0
16 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации				125,5				125,5
		изменение				10,5				10,5
17 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации				115,0				115,0
17 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации				125,5				125,5
		изменение				10,5				10,5
18 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						115,0		115,0
18 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						125,5		125,5
		изменение						10,5		10,5
19 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации			115,0					115,0
19 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации			125,5					125,5
		изменение			10,5					10,5
20 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					115,0			115,0
20 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации					125,5			125,5
		изменение					10,5			10,5
Всего по станции										
До модернизации				230,0	230,0	345,0	460,0	345,0		1610,0
После модернизации				251,0	251,0	376,5	502,0	376,5		1757,0
Изменение мощности				21,0	21,0	31,5	42,0	31,5		147,0
Энергосистема Саратовской области										
Саратовская ГЭС	РусГидро									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						60,0		60,0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						66,0		66,0
		изменение						6,0		6,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации							60,0	60,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации							66,0	66,0
		изменение							6,0	6,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					60,0			60,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации					66,0			66,0
		изменение					6,0			6,0
8 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						60,0		60,0
8 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						66,0		66,0
		изменение						6,0		6,0
12 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации							60,0	60,0
12 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации							66,0	66,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
		изменение							6,0	6,0
22 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		45,0						45,0
22 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		54,0						54,0
		изменение		9,0						9,0
23 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации	45,0							45,0
23 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации	54,0							54,0
		изменение	9,0							9,0
24 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						10,0		10,0
24 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						11,0		11,0
		изменение						1,0		1,0
Всего по станции										
До модернизации			45,0	45,0			60,0	130,0	120,0	400,0
После модернизации			54,0	54,0			66,0	143,0	132,0	449,0
Изменение мощности			9,0	9,0			6,0	13,0	12,0	49,0
ОЭС Средней Волги - всего										
До модернизации			45,0	275,0	230,0	410,0	585,0	540,0	185,0	2270,0
ГЭС			45,0	275,0	230,0	410,0	585,0	540,0	185,0	2270,0
После модернизации			54,0	305,0	251,0	444,5	636,0	587,5	200,0	2478,0
ГЭС			54,0	305,0	251,0	444,5	636,0	587,5	200,0	2478,0
Изменение мощности			9,0	30,0	21,0	34,5	51,0	47,5	15,0	208,0
ГЭС			9,0	30,0	21,0	34,5	51,0	47,5	15,0	208,0
ОЭС Юга										
Энергосистема Волгоградской области										
Волжская ГЭС	РусГидро									
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации							115,0	115,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации							125,5	125,5
		изменение							10,5	10,5
5 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		115,0						115,0
5 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		125,5						125,5
		изменение		10,5						10,5
6 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					115,0			115,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации					125,5			125,5
		изменение					10,5			10,5
7 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации							115,0	115,0
7 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации							125,5	125,5
		изменение							10,5	10,5
8 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		115,0						115,0
8 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		125,5						125,5
		изменение		10,5						10,5
12 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации	115,0							115,0
12 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации	125,5							125,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
		изменение	10,5							10,5
13 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации				115,0				115,0
13 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации				125,5				125,5
		изменение				10,5				10,5
15 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						115,0		115,0
15 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						125,5		125,5
		изменение						10,5		10,5
20 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации			115,0					115,0
20 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации			125,5					125,5
		изменение			10,5					10,5
21 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации			115,0					115,0
21 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации			125,5					125,5
		изменение			10,5					10,5
Всего по станции										
До модернизации			115,0	230,0	230,0	115,0	115,0	115,0	230,0	1150,0
После модернизации			125,5	251,0	251,0	125,5	125,5	125,5	251,0	1255,0
Изменение мощности			10,5	21,0	21,0	10,5	10,5	10,5	21,0	105,0
Энергосистема Республики Дагестан										
Чирюртская ГЭС-1	РусГидро									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		36,0						36,0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		42,0						42,0
		изменение		6,0						6,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации			36,0					36,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		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
Миатлинская ГЭС	РусГидро									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		110,0						110,0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		120,0						120,0
		изменение		10,0						10,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации			110,0					110,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		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	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Агульская ГЭС "Прометей"	РусГидро									
1 агрегаты малых ГЭС		до модернизации	0,6							0,6
1 агрегаты малых ГЭС		после модернизации	1,2							1,2
		изменение	0,6							0,6
Энергосистема Ростовской области										
Цимлянская ГЭС	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
4 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации	50,0							50,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации	52,5							52,5
		изменение	2,5							2,5
Новочеркасская ГРЭС	ОГК-2									
7 К-...-240		до модернизации	264,0							264,0
7 К-300-240		после модернизации	300,0							300,0
		изменение	36,0							36,0
Энергосистема Республики Северная Осетия - Алания										
Эзминская ГЭС	РусГидро									
1 г/а рад.-осевой		до модернизации						15,0		15,0
1 г/а рад.-осевой		после модернизации						17,0		17,0
		изменение						2,0		2,0
2 г/а рад.-осевой		до модернизации							15,0	15,0
2 г/а рад.-осевой		после модернизации							17,0	17,0
		изменение							2,0	2,0
Всего по станции										
До модернизации								15,0	15,0	30,0
После модернизации								17,0	17,0	34,0
Изменение мощности								2,0	2,0	4,0
Дзауджикаусская ГЭС	РусГидро									
1 агрегаты малых ГЭС		до модернизации						3,0		3,0
1 агрегаты малых ГЭС		после модернизации						3,3		3,3
		изменение						0,3		0,3
2 агрегаты малых ГЭС		до модернизации							2,5	2,5
2 агрегаты малых ГЭС		после модернизации							3,0	3,0
		изменение							0,5	0,5
Всего по станции										
До модернизации								3,0	2,5	5,5
После модернизации								3,3	3,0	6,3
Изменение мощности								0,3	0,5	0,8
Гизельдонская ГЭС	РусГидро									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
1 агрегаты малых ГЭС		до модернизации						7,6		7,6
1 агрегаты малых ГЭС		после модернизации						8,6		8,6
		изменение						1,0		1,0
2 агрегаты малых ГЭС		до модернизации							7,6	7,6
2 агрегаты малых ГЭС		после модернизации							8,6	8,6
		изменение							1,0	1,0
Всего по станции										
До модернизации								7,6	7,6	15,2
После модернизации								8,6	8,6	17,2
Изменение мощности								1,0	1,0	2,0
Беканская ГЭС (мелкие)	РусГидро									
1 агрегаты малых ГЭС		до модернизации						0,3		0,3
		после модернизации						0,3		0,3
2 агрегаты малых ГЭС		до модернизации							0,2	0,2
2 агрегаты малых ГЭС		после модернизации							0,3	0,3
		изменение							0,1	0,1
Всего по станции										
До модернизации								0,3	0,2	0,5
После модернизации								0,3	0,3	0,6
Изменение мощности									0,1	0,1
Энергосистема Ставропольского края										
Кубанская ГЭС-1	РусГидро									
1 г/а рад.-осевой		до модернизации						18,5		18,5
1 г/а рад.-осевой		после модернизации						21,1		21,1
		изменение						2,6		2,6
2 г/а рад.-осевой		до модернизации							18,5	18,5
2 г/а рад.-осевой		после модернизации							21,1	21,1
		изменение							2,6	2,6
Всего по станции										
До модернизации								18,5	18,5	37,0
После модернизации								21,1	21,1	42,2
Изменение мощности								2,6	2,6	5,2
Кубанская ГЭС-2	РусГидро									
1 г/а рад.-осевой		до модернизации							46,0	46,0
1 г/а рад.-осевой		после модернизации							48,0	48,0
		изменение							2,0	2,0
2 г/а рад.-осевой		до модернизации							46,0	46,0
2 г/а рад.-осевой		после модернизации							48,0	48,0
		изменение							2,0	2,0
Всего по станции										

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
До модернизации									92,0	92,0
После модернизации									96,0	96,0
Изменение мощности									4,0	4,0
Егорлыкская ГЭС	РусГидро									
1 г/а пропеллерн.		до модернизации							15,0	15,0
1 г/а пропеллерн.		после модернизации							16,0	16,0
		изменение							1,0	1,0
Сенгилеевская ГЭС	РусГидро									
1 агрегаты малых ГЭС		до модернизации							4,5	4,5
1 агрегаты малых ГЭС		после модернизации							6,0	6,0
		изменение							1,5	1,5
3 агрегаты малых ГЭС		до модернизации						4,5		4,5
3 агрегаты малых ГЭС		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	РусГидро									
1 агрегаты малых ГЭС		до модернизации				2,7				2,7
1 агрегаты малых ГЭС		после модернизации				3,1				3,1
		изменение				0,4				0,4
2 агрегаты малых ГЭС		до модернизации				2,7				2,7
2 агрегаты малых ГЭС		после модернизации				3,1				3,1
		изменение				0,4				0,4
3 агрегаты малых ГЭС		до модернизации				2,7				2,7
3 агрегаты малых ГЭС		после модернизации				3,1				3,1
		изменение				0,4				0,4
4 агрегаты малых ГЭС		до модернизации					2,6			2,6
4 агрегаты малых ГЭС		после модернизации					3,0			3,0
		изменение					0,4			0,4
5 агрегаты малых ГЭС		до модернизации					2,6			2,6
5 агрегаты малых ГЭС		после модернизации					3,0			3,0
		изменение					0,4			0,4
6 агрегаты малых ГЭС		до модернизации					2,6			2,6
6 агрегаты малых ГЭС		после модернизации					3,0			3,0
		изменение					0,4			0,4
Всего по станции										
До модернизации						8,1	7,8			15,9
После модернизации						9,3	9,0			18,3

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Изменение мощности						1,2	1,2			2,4
Новотроицкая ГЭС	РусГидро									
1 агрегаты малых ГЭС		до модернизации				1,9				1,9
1 агрегаты малых ГЭС		после модернизации				2,9				2,9
		изменение				1,0				1,0
2 агрегаты малых ГЭС		до модернизации			1,8					1,8
2 агрегаты малых ГЭС		после модернизации			2,8					2,8
		изменение			1,0					1,0
Всего по станции										
До модернизации					1,8	1,9				3,7
После модернизации					2,8	2,9				5,7
Изменение мощности					1,0	1,0				2,0
ОЭС Юга - всего										
До модернизации			429,6	376,0	377,8	125,0	122,8	163,9	385,3	1980,4
ГЭС			165,6	376,0	377,8	125,0	122,8	163,9	385,3	1716,4
ТЭС-всего			264,0							264,0
КЭС			264,0							264,0
После модернизации			479,2	413,0	415,8	137,7	134,5	181,8	419,0	2181,0
ГЭС			179,2	413,0	415,8	137,7	134,5	181,8	419,0	1881,0
ТЭС-всего			300,0							300,0
КЭС			300,0							300,0
Изменение мощности			49,6	37,0	38,0	12,7	11,7	17,9	33,7	200,6
ГЭС			13,6	37,0	38,0	12,7	11,7	17,9	33,7	164,6
ТЭС-всего			36,0							36,0
КЭС			36,0							36,0
ОЭС Урала										
Энергосистема Республики Башкортостан										
Уфимская ТЭЦ-1	Башкирэнерго									
8 ГТ ТЭЦ		до модернизации	18,7							18,7
8 ГТ-23 (Т)		после модернизации	22,5							22,5
		изменение	3,8							3,8
Зауральская ТЭЦ (Сибай)	Башкирэнерго									
1 ТЭЦ ГПА-2.5		до модернизации	2,5							2,5
1 ТЭЦ Газопоршневые		после модернизации	5,0							5,0
		изменение	2,5							2,5
2 ТЭЦ ГПА-2.5		до модернизации	2,5							2,5
2 ТЭЦ Газопоршневые		после модернизации	5,5							5,5
		изменение	3,0							3,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
3 ТЭЦ ГПА-2.5		до модернизации	2,5							2,5
3 ТЭЦ Газопоршневые		после модернизации	6,0							6,0
		изменение	3,5							3,5
4 ТЭЦ ГПА-2.5		до модернизации	2,5							2,5
4 ТЭЦ Газопоршневые		после модернизации	6,0							6,0
		изменение	3,5							3,5
Всего по станции										
До модернизации			10,0							10,0
После модернизации			22,5							22,5
Изменение мощности			12,5							12,5
Энергосистема Пермского края										
Воткинская ГЭС	РусГидро									
3 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации							100,0	100,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации							110,0	110,0
		изменение							10,0	10,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					100,0			100,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации					110,0			110,0
		изменение					10,0			10,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						100,0		100,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						110,0		110,0
		изменение						10,0		10,0
10 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации							100,0	100,0
10 г/а пов.-лопаст. верт.		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	РусГидро									
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		21,0						21,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		24,0						24,0
		изменение		3,0						3,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		21,0						21,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		24,0						24,0
		изменение		3,0						3,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации			21,0					21,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации			24,0					24,0
		изменение			3,0					3,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации			21,0					21,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации			24,0					24,0
		изменение			3,0					3,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
9 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации	21,0							21,0
9 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации	24,0							24,0
		изменение	3,0							3,0
10 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		21,0						21,0
10 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		24,0						24,0
		изменение		3,0						3,0
13 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации				21,0				21,0
13 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации				24,0				24,0
		изменение				3,0				3,0
19 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		21,0						21,0
19 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		24,0						24,0
		изменение		3,0						3,0
22 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации	21,0							21,0
22 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации	24,0							24,0
		изменение	3,0							3,0
Всего по станции										
До модернизации			42,0	84,0	42,0	21,0				189,0
После модернизации			48,0	96,0	48,0	24,0				216,0
Изменение мощности			6,0	12,0	6,0	3,0				27,0
Энергосистема Свердловской области										
Рефтинская ГРЭС	Энел ОГК-5									
1 К-300-240		до модернизации							300,0	300,0
1 К-...-240		после модернизации							325,0	325,0
		изменение							25,0	25,0
2 К-300-240		до модернизации						300,0		300,0
2 К-...-240		после модернизации						325,0		325,0
		изменение						25,0		25,0
4 К-300-240		до модернизации				300,0				300,0
4 К-...-240		после модернизации				325,0				325,0
		изменение				25,0				25,0
5 К-300-240		до модернизации	300,0							300,0
5 К-...-240		после модернизации	325,0							325,0
		изменение	25,0							25,0
Всего по станции										
До модернизации			300,0			300,0		300,0	300,0	1200,0
После модернизации			325,0			325,0		325,0	325,0	1300,0
Изменение мощности			25,0			25,0		25,0	25,0	100,0
ОЭС Урала - всего										
До модернизации			370,7	84,0	42,0	321,0	100,0	400,0	500,0	1817,7
ГЭС			42,0	84,0	42,0	21,0	100,0	100,0	200,0	589,0
ТЭС-всего			328,7			300,0		300,0	300,0	1228,7

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ТЭЦ			28,7							28,7
КЭС			300,0			300,0		300,0	300,0	1200,0
После модернизации			418,0	96,0	48,0	349,0	110,0	435,0	545,0	2001,0
ГЭС			48,0	96,0	48,0	24,0	110,0	110,0	220,0	656,0
ТЭС-всего			370,0			325,0		325,0	325,0	1345,0
ТЭЦ			45,0							45,0
КЭС			325,0			325,0		325,0	325,0	1300,0
Изменение мощности			47,3	12,0	6,0	28,0	10,0	35,0	45,0	183,3
ГЭС			6,0	12,0	6,0	3,0	10,0	10,0	20,0	67,0
ТЭС-всего			41,3			25,0		25,0	25,0	116,3
ТЭЦ			16,3							16,3
КЭС			25,0			25,0		25,0	25,0	100,0
ОЭС Сибири										
Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай										
Барнаульская ТЭЦ-2	Кузбассэнерго (ТГК-12)									
8 Т-55-130		до модернизации		55,0						55,0
		после модернизации		55,0						55,0
9 Т-55-130		до модернизации			55,0					55,0
		после модернизации			55,0					55,0
Всего по станции										
До модернизации				55,0	55,0					110,0
После модернизации				55,0	55,0					110,0
Энергосистема Республики Бурятия										
Гусиноозерская ГРЭС	ОГК-3									
4 К-180-130		до модернизации	180,0							180,0
4 К-200-130		после модернизации	199,5							199,5
		изменение	19,5							19,5
Энергосистема Иркутской области										
Иркутская ТЭЦ-9	ОАО "ЕвроСибЭнерго"									
8 Р-65-130		до модернизации	65,0							65,0
8 Р-100-130		после модернизации	100,0							100,0
		изменение	35,0							35,0
Ново-Зиминская ТЭЦ	ОАО "ЕвроСибЭнерго"									
1 ПТ-80-130		до модернизации					80,0			80,0
1 ПТ-100-130		после модернизации					100,0			100,0
		изменение					20,0			20,0
2 ПТ-80-130		до модернизации	80,0							80,0
2 ПТ-100-130		после модернизации	100,0							100,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
		изменение	20,0							20,0
3 ПТ-80-130		до модернизации						80,0		80,0
3 ПТ-100-130		после модернизации						100,0		100,0
		изменение						20,0		20,0
Всего по станции										
До модернизации			80,0				80,0	80,0		240,0
После модернизации			100,0				100,0	100,0		300,0
Изменение мощности			20,0				20,0	20,0		60,0
Энергосистема Красноярского края										
Назаровская ГРЭС	Енисейская ТГК(ТГК-13)									
7 К-400-240		до модернизации	400,0							400,0
7 К-...-240		после модернизации	415,0							415,0
		изменение	15,0							15,0
Энергосистема Кемеровской области										
Беловская ГРЭС	Кузбассэнерго (ТГК-12)									
4 К-200-130		до модернизации			200,0					200,0
		после модернизации			200,0					200,0
6 К-200-130		до модернизации		200,0						200,0
		после модернизации		200,0						200,0
Всего по станции										
До модернизации				200,0	200,0					400,0
После модернизации				200,0	200,0					400,0
Энергосистема Новосибирской области										
Новосибирская ГЭС	РусГидро									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации		65,0						65,0
1 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации		70,0						70,0
		изменение		5,0						5,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации					65,0			65,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации					70,0			70,0
		изменение					5,0			5,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации						65,0		65,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации						70,0		70,0
		изменение						5,0		5,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации							65,0	65,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации							70,0	70,0
		изменение							5,0	5,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		до модернизации				65,0				65,0
6 г/а пов.-лопаст. верт.		после модернизации				70,0				70,0
		изменение				5,0				5,0
Всего по станции										

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
До модернизации				65,0		65,0	65,0	65,0	65,0	325,0
После модернизации				70,0		70,0	70,0	70,0	70,0	350,0
Изменение мощности				5,0		5,0	5,0	5,0	5,0	25,0
Новосибирская ТЭЦ-4	ОАО"СИБЭКО"									
7 Т-100-130		до модернизации		100,0						100,0
7 Т-110-130		после модернизации		110,0						110,0
		изменение		10,0						10,0
8 Т-100-130		до модернизации		100,0						100,0
8 Т-110-130		после модернизации		110,0						110,0
		изменение		10,0						10,0
Всего по станции										
До модернизации				200,0						200,0
После модернизации				220,0						220,0
Изменение мощности				20,0						20,0
Новосибирская ТЭЦ-3	ОАО"СИБЭКО"									
11 Т-100-130		до модернизации					100,0			100,0
11 Т-110-130		после модернизации					110,0			110,0
		изменение					10,0			10,0
12 Т-100-130		до модернизации			100,0					100,0
12 Т-110-130		после модернизации			110,0					110,0
		изменение			10,0					10,0
13 Т-100-130		до модернизации				100,0				100,0
13 Т-110-130		после модернизации				110,0				110,0
		изменение				10,0				10,0
Всего по станции										
До модернизации					100,0	100,0	100,0			300,0
После модернизации					110,0	110,0	110,0			330,0
Изменение мощности					10,0	10,0	10,0			30,0
Новосибирская ТЭЦ-2	ОАО"СИБЭКО"									
8 ПТ-80-130		до модернизации					80,0			80,0
8 ПТ-100-130		после модернизации					100,0			100,0
		изменение					20,0			20,0
9 ПТ-80-130		до модернизации						80,0		80,0
9 ПТ-100-130		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

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Энергосистема Омской области										
Омская ТЭЦ-3	ТГК-11									
12 ПТ-50-130		до модернизации	50,0							50,0
12 ПТ-60-130		после модернизации	60,0							60,0
		изменение	10,0							10,0
13 Р-50-130		до модернизации		50,0						50,0
13 Р-60-130		после модернизации		60,0						60,0
		изменение		10,0						10,0
Всего по станции										
До модернизации			50,0	50,0						100,0
После модернизации			60,0	60,0						120,0
Изменение мощности			10,0	10,0						20,0
Энергосистема Республики Хакасия										
Саяно-Шушенская ГЭС	РусГидро									
1 г/а рад.-осевой		до модернизации	640,0							640,0
		после модернизации	640,0							640,0
2 г/а рад.-осевой		до модернизации	640,0							640,0
		после модернизации	640,0							640,0
3 г/а рад.-осевой		до модернизации		640,0						640,0
		после модернизации		640,0						640,0
4 г/а рад.-осевой		до модернизации		640,0						640,0
		после модернизации		640,0						640,0
5 г/а рад.-осевой		до модернизации		640,0						640,0
		после модернизации		640,0						640,0
6 г/а рад.-осевой		до модернизации		640,0						640,0
		после модернизации		640,0						640,0
7 г/а рад.-осевой		до модернизации	640,0							640,0
		после модернизации	640,0							640,0
8 г/а рад.-осевой		до модернизации	640,0							640,0
		после модернизации	640,0							640,0
9 г/а рад.-осевой		до модернизации		640,0						640,0
		после модернизации		640,0						640,0
10 г/а рад.-осевой		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
ОЭС Сибири - всего										
До модернизации			3335,0	3770,0	995,0	165,0	325,0	225,0	65,0	8880,0
ГЭС			2560,0	3265,0	640,0	65,0	65,0	65,0	65,0	6725,0
ТЭС-всего			775,0	505,0	355,0	100,0	260,0	160,0		2155,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ТЭЦ			195,0	305,0	155,0	100,0	260,0	160,0		1175,0
КЭС			580,0	200,0	200,0					980,0
После модернизации			3434,5	3805,0	1005,0	180,0	380,0	270,0	70,0	9144,5
ГЭС			2560,0	3270,0	640,0	70,0	70,0	70,0	70,0	6750,0
ТЭС-всего			874,5	535,0	365,0	110,0	310,0	200,0		2394,5
ТЭЦ			260,0	335,0	165,0	110,0	310,0	200,0		1380,0
КЭС			614,5	200,0	200,0					1014,5
Изменение мощности			99,5	35,0	10,0	15,0	55,0	45,0	5,0	264,5
ГЭС				5,0		5,0	5,0	5,0	5,0	25,0
ТЭС-всего			99,5	30,0	10,0	10,0	50,0	40,0		239,5
ТЭЦ			65,0	30,0	10,0	10,0	50,0	40,0		205,0
КЭС			34,5							34,5
ОЭС Востока										
Энергосистема Амурской области										
Зейская ГЭС	РусГидро									
3 г/а пов.-лопаст. диаг.		до модернизации						215,0		215,0
3 г/а пов.-лопаст. диаг.		после модернизации						230,0		230,0
		изменение						15,0		15,0
ОЭС Востока - всего										
До модернизации								215,0		215,0
ГЭС								215,0		215,0
После модернизации								230,0		230,0
ГЭС								230,0		230,0
Изменение мощности								15,0		15,0
ГЭС								15,0		15,0
ЕЭС России - всего										
До модернизации			4227,1	4576,5	2017,8	1288,0	1327,4	1778,5	1353,5	16568,8
ГЭС			2859,4	4071,5	1392,8	688,0	1067,4	1318,5	1053,5	12451,1
ТЭС-всего			1367,7	505,0	625,0	600,0	260,0	460,0	300,0	4117,7
ТЭЦ			223,7	305,0	155,0	300,0	260,0	160,0		1403,7
КЭС			1144,0	200,0	470,0	300,0		300,0	300,0	2714,0
После модернизации			4445,7	4695,5	2161,8	1398,2	1473,6	1957,4	1466,2	17598,4
ГЭС			2901,2	4160,5	1466,8	743,2	1163,6	1432,4	1141,2	13008,9
ТЭС-всего			1544,5	535,0	695,0	655,0	310,0	525,0	325,0	4589,5
ТЭЦ			305,0	335,0	165,0	330,0	310,0	200,0		1645,0
КЭС			1239,5	200,0	530,0	325,0		325,0	325,0	2944,5
Изменение мощности			218,6	119,0	144,0	110,2	146,2	178,9	112,7	1029,6
ГЭС			41,8	89,0	74,0	55,2	96,2	113,9	87,7	557,8
ТЭС-всего			176,8	30,0	70,0	55,0	50,0	65,0	25,0	471,8
ТЭЦ			81,3	30,0	10,0	30,0	50,0	40,0		241,3

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
КЭС			95,5		60,0	25,0		25,0	25,0	230,5

Приложение № 5
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

Объемы и структура перемаркировки генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2012-2018 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Центра										
Энергосистема Воронежской области										
Воронежская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
7 Р-14-90		до перемаркировки		14,0						14,0
7 Р-20-90		после перемаркировки		20,0						20,0
		изменение		6,0						6,0
ОЭС Центра - всего										
До перемаркировки				14,0						14,0
ТЭС-всего				14,0						14,0
ТЭЦ				14,0						14,0
После перемаркировки				20,0						20,0
ТЭС-всего				20,0						20,0
ТЭЦ				20,0						20,0
Изменение мошности				6,0						6,0
ТЭС-всего				6,0						6,0
ТЭЦ				6,0						6,0
ОЭС Сибири										
Энергосистема Иркутской области										
Иркутская ТЭЦ-11	ОАО "ЕвроСибЭнерго"									
1 ПТ-22-90		до перемаркировки			22,0					22,0
1 ПТ-27-90		после перемаркировки			27,0					27,0
		изменение			5,0					5,0
3 ПТ-50-130		до перемаркировки			50,0					50,0
3 ПТ-65-130		после перемаркировки			65,0					65,0
		изменение			15,0					15,0
5 Р-50-130		до перемаркировки			50,0					50,0
5 Р-60-130		после перемаркировки			60,0					60,0
		изменение			10,0					10,0
6 Т-50-130		до перемаркировки			50,0					50,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
6 Т-60-130		после перемаркировки			60,0					60,0
		изменение			10,0					10,0
8 Т-79-130		до перемаркировки			79,3					79,3
8 Т-100-130		после перемаркировки			100,0					100,0
		изменение			20,7					20,7
Всего по станции										
До перемаркировки					251,3					251,3
После перемаркировки					312,0					312,0
Изменение мошности					60,7					60,7
ОЭС Сибири - всего										
До перемаркировки					251,3					251,3
ТЭС-всего					251,3					251,3
ТЭЦ					251,3					251,3
После перемаркировки					312,0					312,0
ТЭС-всего					312,0					312,0
ТЭЦ					312,0					312,0
Изменение мошности					60,7					60,7
ТЭС-всего					60,7					60,7
ТЭЦ					60,7					60,7
ЕЭС России - всего										
До перемаркировки				14,0	251,3					265,3
ТЭС-всего				14,0	251,3					265,3
ТЭЦ				14,0	251,3					265,3
После перемаркировки				20,0	312,0					332,0
ТЭС-всего				20,0	312,0					332,0
ТЭЦ				20,0	312,0					332,0
Изменение мошности				6,0	60,7					66,7
ТЭС-всего				6,0	60,7					66,7
ТЭЦ				6,0	60,7					66,7

Приложение № 6
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

Объемы и структура реконструкции генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2012-2018 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Северо-Запада										
Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области										
ГРЭС-19 Киришская	ОГК-2									
12 К-300-240		до реконструкции	300,0							300,0
12 ПГУ-800		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 Новгородской области										
Новгородская ТЭЦ	ТГК-2									
1 ПТ-60-130		до реконструкции	60,0							60,0
1 ПГУ(Т)		после реконструкции	210,0							210,0
		изменение	150,0							150,0
4 ГТ КЭС		до реконструкции	151,0							151,0
		изменение	-151,0							-151,0
Всего по станции										
До реконструкции			211,0							211,0
После реконструкции			210,0							210,0
Изменение мощности			-1,0							-1,0
ОЭС Северо-Запада - всего										
До реконструкции			1051,0							1051,0
ТЭС-всего			1051,0							1051,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ТЭЦ			60,0							60,0
КЭС			991,0							991,0
После реконструкции			1010,0							1010,0
ТЭС-всего			1010,0							1010,0
ТЭЦ			210,0							210,0
КЭС			800,0							800,0
Изменение мощности			-41,0							-41,0
ТЭС-всего			-41,0							-41,0
ТЭЦ			150,0							150,0
КЭС			-191,0							-191,0
ОЭС Юга										
Энергосистема Ростовской области										
Ростовская ТЭЦ-2	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
1 ПТ-80-130		до реконструкции			80,0					80,0
1 ПТ-100-130		после реконструкции			100,0					100,0
		изменение			20,0					20,0
2 ПТ-80-130		до реконструкции				80,0				80,0
2 ПТ-100-130		после реконструкции				100,0				100,0
		изменение				20,0				20,0
Всего по станции										
До реконструкции					80,0	80,0				160,0
После реконструкции					100,0	100,0				200,0
Изменение мощности					20,0	20,0				40,0
ОЭС Юга - всего										
До реконструкции					80,0	80,0				160,0
ТЭС-всего					80,0	80,0				160,0
ТЭЦ					80,0	80,0				160,0
После реконструкции					100,0	100,0				200,0
ТЭС-всего					100,0	100,0				200,0
ТЭЦ					100,0	100,0				200,0
Изменение мощности					20,0	20,0				40,0
ТЭС-всего					20,0	20,0				40,0
ТЭЦ					20,0	20,0				40,0
ОЭС Урала										
Энергосистема Республики Башкортостан										
Уфимская ТЭЦ-2	Башкирэнерго									
9 ГТ ТЭЦ		до реконструкции		49,0						49,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
9 ПГУ(Т)		после реконструкции		63,0						63,0
		изменение		14,0						14,0
10 Т-...-90		до реконструкции		14,0						14,0
		изменение		-14,0						-14,0
Всего по станции										
До реконструкции				63,0						63,0
После реконструкции				63,0						63,0
Изменение мощности										
ОЭС Урала - всего										
До реконструкции				63,0						63,0
ТЭС-всего				63,0						63,0
ТЭЦ				63,0						63,0
После реконструкции				63,0						63,0
ТЭС-всего				63,0						63,0
ТЭЦ				63,0						63,0
ОЭС Сибири										
Энергосистема Забайкальского края										
Читинская ТЭЦ-1	ТГК-14									
6 Т-97-90		до реконструкции	97,0							97,0
6 Р-87-90		после реконструкции	87,0							87,0
		изменение	-10,0							-10,0
Энергосистема Кемеровской области										
Томь-Усинская ГРЭС	Кузбассэнерго (ТГК-12)									
4 Т-86-90		до реконструкции			86,0					86,0
4 Кт-...-90		после реконструкции			110,0					110,0
		изменение			24,0					24,0
5 Т-86-90		до реконструкции		86,0						86,0
5 Кт-...-90		после реконструкции		110,0						110,0
		изменение		24,0						24,0
Всего по станции										
До реконструкции				86,0	86,0					172,0
После реконструкции				110,0	110,0					220,0
Изменение мощности				24,0	24,0					48,0
Энергосистема Омской области										
Омская ТЭЦ-5	ТГК-11									
1 ПТ-80-130		до реконструкции			80,0					80,0
1 Тп-100-130		после реконструкции			98,0					98,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
		изменение			18,0					18,0
2 ПТ-80-130		до реконструкции				80,0				80,0
2 Тп-100-130		после реконструкции				98,0				98,0
		изменение				18,0				18,0
Всего по станции										
До реконструкции					80,0	80,0				160,0
После реконструкции					98,0	98,0				196,0
Изменение мощности					18,0	18,0				36,0
ОЭС Сибири - всего										
До реконструкции			97,0	86,0	166,0	80,0				429,0
ТЭС-всего			97,0	86,0	166,0	80,0				429,0
ТЭЦ			97,0	86,0	166,0	80,0				429,0
После реконструкции			87,0	110,0	208,0	98,0				503,0
ТЭС-всего			87,0	110,0	208,0	98,0				503,0
ТЭЦ			87,0	110,0	208,0	98,0				503,0
Изменение мощности			-10,0	24,0	42,0	18,0				74,0
ТЭС-всего			-10,0	24,0	42,0	18,0				74,0
ТЭЦ			-10,0	24,0	42,0	18,0				74,0
ОЭС Востока										
Энергосистема Амурской области										
Райчихинская ГРЭС	РАО ЭС Востока									
6 К-50-90		до реконструкции				50,0				50,0
6 П-33-90		после реконструкции				33,0				33,0
		изменение				-17,0				-17,0
ОЭС Востока - всего										
До реконструкции						50,0				50,0
ТЭС-всего						50,0				50,0
КЭС						50,0				50,0
После реконструкции						33,0				33,0
ТЭС-всего						33,0				33,0
ТЭЦ						33,0				33,0
Изменение мощности						-17,0				-17,0
ТЭС-всего						-17,0				-17,0
ТЭЦ						33,0				33,0
КЭС						-50,0				-50,0
ЕЭС России - всего										
До реконструкции			1148,0	149,0	246,0	210,0				1753,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ТЭС-всего			1148,0	149,0	246,0	210,0				1753,0
ТЭЦ			157,0	149,0	246,0	160,0				712,0
КЭС			991,0			50,0				1041,0
После реконструкции			1097,0	173,0	308,0	231,0				1809,0
ТЭС-всего			1097,0	173,0	308,0	231,0				1809,0
ТЭЦ			297,0	173,0	308,0	231,0				1009,0
КЭС			800,0							800,0
Изменение мощности			-51,0	24,0	62,0	21,0				56,0
ТЭС-всего			-51,0	24,0	62,0	21,0				56,0
ТЭЦ			140,0	24,0	62,0	71,0				297,0
КЭС			-191,0			-50,0				-241,0

Приложение № 7
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России на 2012-2018 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Северо-Запада										
Энергосистема Калининградской области										
Балтийская АЭС	Росэнергоатом									
1 ВВЭР-1200		новове строительство					1194,0			1194,0
2 ВВЭР-1200		новове строительство							1194,0	1194,0
Всего по станции							1194,0		1194,0	2388,0
Энергосистема Республики Коми										
ДЭС ООО "Республиканская ген. компания"	ООО"РеспубликанскаяГК"									
56 Агр. дизельных эл.ст.		новове строительство	2,3							2,3
57 Агр. дизельных эл.ст.		новове строительство	0,5							0,5
Всего по станции			2,8							2,8
Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области										
Ленинградская АЭС-2	Росэнергоатом									
1 ВВЭР-1200		новове строительство				1170,0				1170,0
2 ВВЭР-1200		новове строительство					1170,0			1170,0
3 ВВЭР-1200		новове строительство							1170,0	1170,0
Всего по станции						1170,0	1170,0		1170,0	3510,0
ГРЭС-19 Киришская	ОГК-2									
13 ГТ-270		расширение	270,0							270,0
14 ГТ-270		расширение	270,0							270,0
Всего по станции			540,0							540,0
Центральная ТЭЦ (г.СПб)	ТГК-1									
15 ГТ-50(Т)		расширение				50,0				50,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
16 ГТ-50(Т)		расширение				50,0				50,0
Всего по станции						100,0				100,0
ТЭЦ-5 Правобережная	ТГК-1									
6 ПГУ-450(Т)		расширение	450,0							450,0
ТЭЦ-1 Обуховэнерго	Обуховэнерго									
3 ПГУ(Т)		новове строительство				66,0				66,0
4 ПГУ(Т)		новове строительство						66,0		66,0
Всего по станции						66,0		66,0		132,0
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"									
2 ПГУ-300(Т)		новове строительство		300,0						300,0
3 ГТ ТЭЦ		новове строительство			70,0					70,0
Всего по станции				300,0	70,0					370,0
Энергосистема Новгородской области										
Новгородская ТЭЦ	ТГК-2									
4 ГТ КЭС		расширение	151,0							151,0
ОЭС Северо-Запада - всего										
Вводы мощности - всего			1253,8	410,0	70,0	1336,0	2364,0	66,0	2364,0	7863,8
АЭС						1170,0	2364,0		2364,0	5898,0
ТЭС-всего			1253,8	410,0	70,0	166,0		66,0		1965,8
ТЭЦ			560,0	410,0	70,0	166,0		66,0		1272,0
КЭС			691,0							691,0
дизельные			2,8							2,8
ОЭС Центра										
Энергосистема Владимирской области										
Владимирская ТЭЦ-2	ЗАО "КЭС"									
7 ПГУ-230(Т)		новове строительство		230,0						230,0
Александровская ГТ ТЭЦ	ГТ-ТЭЦ Энерго									
1 ГТ-9 (Т)		новове строительство		9,0						9,0
2 ГТ-9 (Т)		новове строительство		9,0						9,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Всего по станции				18,0						18,0
Энергосистема Вологодской области										
Череповецкая ГРЭС	ОГК-2									
4 ПГУ-420		новове строительство			420,0					420,0
Вологодская ТЭЦ-4	ТГК-2									
4 ПГУ-110(Т)		расширение	110,0							110,0
Вологодская ГТ ТЭЦ-1	ГТ-ТЭЦ Энерго									
1 ГТ-9 (Т)		новове строительство		9,0						9,0
2 ГТ-9 (Т)		новове строительство		9,0						9,0
Всего по станции				18,0						18,0
ГТЭС "Череповецкий Азот"	ОАО"Череповецкий Азот"									
1 ГТ ТЭЦ		новове строительство	32,0							32,0
Энергосистема Воронежской области										
Воронежская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
10 ПГУ(Т)		новове строительство			223,0					223,0
Нововоронежская АЭС-2	Росэнергоатом									
1 ВВЭР-1200		новове строительство			1198,8					1198,8
2 ВВЭР-1200		новове строительство				1198,8				1198,8
Всего по станции					1198,8	1198,8				2397,6
Энергосистема Ивановской области										
Ивановские ПГУ	ИНТЕР РАО									
2 ПГУ-325		новове строительство	325,0							325,0
Энергосистема Калужской области										
Обнинская ГТ ТЭС (Калуж. сбыт комп)	Калужская СК									
1 ГТ ТЭЦ		новове строительство	21,7							21,7
Энергосистема Курской области										
Курская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
6 ПГУ(Т)		расширение				107,0				107,0
Энергосистема Липецкой области										
ТЭЦ ОАО "НЛМК"	ОАО "Новолип.мет.комб"									
4 ПТ-50-90		замена		50,0						50,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
УТЭЦ ОАО "НЛМК"	ОАО "Новолип.мет.комб"									
1 ПТ-50-90		новове строительство	50,0							50,0
2 ПТ-50-90		новове строительство	50,0							50,0
3 ПТ-50-90		новове строительство	50,0							50,0
4 ПТ-50-90		новове строительство				50,0				50,0
Всего по станции			150,0			50,0				200,0
ТЭС ГУБТ ДП-6 ОАО "НЛМК"	ОАО "Новолип.мет.комб"									
1 ГУБТ-20		новове строительство		20,0						20,0
ТЭС ГУБТ ДП-7 ОАО"НЛМК"	ОАО "Новолип.мет.комб"									
1 ГУБТ-20		новове строительство		20,0						20,0
Энергосистема г.Москвы и Московской области										
ТЭЦ-20 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
11 ПГУ(Т)		новове строительство			420,0					420,0
ТЭЦ-12 с фил.(ТЭЦ-7) Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
10 ПГУ-220(Т)		новове строительство		220,0						220,0
ТЭЦ-16 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
8 ПГУ(Т)		новове строительство		420,0						420,0
ТЭЦ-9 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
6 ГТ ТЭЦ		замена	61,5							61,5
Загорская ГАЭС-2	РусГидро									
1 ГАЭС		новове строительство	210,0							210,0
2 ГАЭС		новове строительство	210,0							210,0
3 ГАЭС		новове строительство		210,0						210,0
4 ГАЭС		новове строительство			210,0					210,0
Всего по станции			420,0	210,0	210,0					840,0
ГТЭС "Городецкая" (Кожухово)	ООО "Росмикс"									
1 ПГУ-180(Т)		новове строительство		180,4						180,4
ГТЭС "Терешково"	ООО "Росмикс"									
1 ПГУ-180(Т)		новове строительство	180,4							180,4

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ГТЭС "Лыково" (Строгино)	МОЭК									
2 ПГУ-130		новове строительство		130,0						130,0
РТС-4 в "Зеленоград"	МОЭК									
1 ГТ-12(Т)		новове строительство	12,0							12,0
2 ГТ-12(Т)		новове строительство	12,0							12,0
3 ГТ-12(Т)		новове строительство	12,0							12,0
4 ГТ-12(Т)		новове строительство	12,0							12,0
5 ГТ-12(Т)		новове строительство	12,0							12,0
6 ГТ-12(Т)		новове строительство	12,0							12,0
Всего по станции			72,0							72,0
ГТЭС "Постниково" (Внуково)	МОЭК									
1 ГТ-45(Т)		новове строительство	45,0							45,0
2 ГТ-45(Т)		новове строительство	45,0							45,0
Всего по станции			90,0							90,0
Энергосистема Орловской области										
Ливенская ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
3 ПГУ(Т)		расширение	30,0							30,0
Энергосистема Рязанской области										
Дягилевская ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
5 ПГУ(Т)		расширение		115,0						115,0
Касимовская ГТ ТЭЦ	ГТ-ТЭЦ Энерго									
1 ГТ-9 (Т)		новове строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новове строительство	9,0							9,0
Всего по станции			18,0							18,0
Энергосистема Тверской области										
Калининская АЭС	Росэнергоатом									
4 ВВЭР-1000		новове строительство	1000,0							1000,0
Энергосистема Тульской области										
ГРЭС Черепетская	ОГК-3									
8 К-...-130		новове строительство	213,8							213,8
9 К-...-130		новове строительство		213,8						213,8
Всего по станции			213,8	213,8						427,6
ГРЭС Новомосковская	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
8 ПГУ-190(Т)		расширение	190,0							190,0
Алексинская ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
5 ПГУ(Т)		расширение		115,0						115,0
Энергосистема Ярославской области										
Тенинская водогрейная котельная	ТГК-2									
1 ПГУ-450(Т)		новове строительство		450,0						450,0
ОЭС Центра - всего										
Вводы мощности - всего			2914,4	2410,2	2471,8	1355,8				9152,2
АЭС			1000,0		1198,8	1198,8				3397,6
ГАЭС			420,0	210,0	210,0					840,0
ТЭС-всего			1494,4	2200,2	1063,0	157,0				4914,6
ТЭЦ			955,6	1816,4	643,0	157,0				3572,0
КЭС			538,8	343,8	420,0					1302,6
ДГА				40,0						40,0
Замена - всего			61,5	50,0						111,5
ТЭС-всего			61,5	50,0						111,5
ТЭЦ			61,5	50,0						111,5
ОЭС Средней Волги										
Энергосистема Нижегородской области										
Новогорьковская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
9 ГТ-165		новове строительство			165,0					165,0
10 ГТ-165		новове строительство			165,0					165,0
Всего по станции					330,0					330,0
Энергосистема Самарской области										
Сызранская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
9 ПГУ-225(Т)		новове строительство	225,0							225,0
Новокуйбышевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"									
6 ПТ-35-90		замена		35,0						35,0
13 ГТУ-80(Т)		новове строительство	80,0							80,0
14 ГТУ-80(Т)		новове строительство	80,0							80,0
15 ГТУ-80(Т)		новове строительство	80,0							80,0
Всего по станции			240,0	35,0						275,0
Энергосистема Саратовской области										
Саратовская ГТ ТЭЦ-1	ГТ-ТЭЦ Энерго									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
1 ГТ-9 (Т)		новове строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новове строительство	9,0							9,0
Всего по станции			18,0							18,0
Саратовская ГТ ТЭЦ-2	ГТ-ТЭЦ Энерго									
1 ГТ-9 (Т)		новове строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новове строительство	9,0							9,0
Всего по станции			18,0							18,0
Энергосистема Республики Татарстан										
Казанская ТЭЦ-2	Татэнерго									
10 ПГУ-110(Т)		новове строительство			110,0					110,0
11 ПГУ-110(Т)		новове строительство				110,0				110,0
Всего по станции					110,0	110,0				220,0
Энергосистема Республики Чувашия										
Новочебоксарская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"									
7 ПТ-80-130		новове строительство		80,0						80,0
ОЭС Средней Волги - всего										
Вводы мощности - всего			501,0	115,0	440,0	110,0				1166,0
ТЭС-всего			501,0	115,0	440,0	110,0				1166,0
ТЭЦ			501,0	115,0	110,0	110,0				836,0
КЭС					330,0					330,0
Замена - всего				35,0						35,0
ТЭС-всего				35,0						35,0
ТЭЦ				35,0						35,0
ОЭС Юга										
Энергосистема Астраханской области										
Центральная котельная (г.Астрахань)	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
1 ПГУ(Т)		новове строительство	117,5							117,5
2 ПГУ(Т)		новове строительство	117,5							117,5
Всего по станции			235,0							235,0
ПГУ-ТЭЦ г. Знаменск	ЗАО "ГК-4"									
1 ПГУ-44(Т)		новове строительство		44,0						44,0
Энергосистема Республики Дагестан										
Гоцатлинская ГЭС к-д Зирани	РусГидро									
1 гидроагрегат		новове строительство		50,0						50,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
2 гидроагрегат		новове строительство		50,0						50,0
Всего по станции				100,0						100,0
Энергосистема Республики Кабардино-Балкария										
Зарагижская МГЭС	РусГидро									
1 агрегаты малых ГЭС		новове строительство		9,6						9,6
2 агрегаты малых ГЭС		новове строительство		9,6						9,6
3 агрегаты малых ГЭС		новове строительство		9,6						9,6
Всего по станции				28,8						28,8
Энергосистема Республики Карачаево-Черкессия										
Зеленчукская ГЭС-ГАЭС (к-д Зеленчукский)	РусГидро									
1 ГАЭС		новове строительство		70,0						70,0
2 ГАЭС		новове строительство		70,0						70,0
Всего по станции				140,0						140,0
МГЭС Б.Зеленчук	РусГидро									
1 агрегаты малых ГЭС		новове строительство		0,6						0,6
2 агрегаты малых ГЭС		новове строительство		0,6						0,6
Всего по станции				1,2						1,2
Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея										
Краснодарская ТЭЦ	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
13 ПГУ(Т)		расширение	379,0							379,0
Кудепстинская ТЭС	ГК "ГазЭнергоСтрой"									
1 КЭС газопоршневые		новове строительство		18,3						18,3
2 КЭС газопоршневые		новове строительство		18,3						18,3
3 КЭС газопоршневые		новове строительство		18,3						18,3
4 КЭС газопоршневые		новове строительство		18,3						18,3
5 КЭС газопоршневые		новове строительство		18,3						18,3
6 КЭС газопоршневые		новове строительство		18,3						18,3
7 КЭС газопоршневые		новове строительство		18,3						18,3
8 КЭС газопоршневые		новове строительство		18,3						18,3
9 КЭС газопоршневые		новове строительство		18,3						18,3
10 КЭС газопоршневые		новове строительство		18,3						18,3
11 КЭС газопоршневые		новове строительство		18,4						18,4

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
12 КЭС газопоршневые		новове строительство		18,4						18,4
13 КЭС газопоршневые		новове строительство		18,4						18,4
14 КЭС газопоршневые		новове строительство		18,4						18,4
15 КЭС газопоршневые		новове строительство		18,4						18,4
16 КЭС газопоршневые		новове строительство		18,4						18,4
17 КЭС газопоршневые		новове строительство		18,4						18,4
18 КЭС газопоршневые		новове строительство		18,4						18,4
19 КЭС газопоршневые		новове строительство		18,4						18,4
20 КЭС газопоршневые		новове строительство		18,4						18,4
Всего по станции				367,0						367,0
Джубгинская ТЭС	ОГК-3									
1 ГТ КЭС		новове строительство		90,0						90,0
2 ГТ КЭС		новове строительство		90,0						90,0
Всего по станции				180,0						180,0
Адлерская ТЭС	ОГК-2									
1 ПГУ-180(Т)		новове строительство	180,0							180,0
2 ПГУ-180(Т)		новове строительство	180,0							180,0
Всего по станции			360,0							360,0
Туапсе НПЗ	ОАО "НК"Роснефть"									
4 ГТ ТЭЦ		новове строительство	47,0							47,0
5 ГТ ТЭЦ		новове строительство	47,0							47,0
6 ГТ ТЭЦ		новове строительство	47,0							47,0
7 Р-12-35		новове строительство		12,0						12,0
8 ГТ ТЭЦ		новове строительство		47,0						47,0
9 ГТ ТЭЦ		новове строительство		47,0						47,0
10 ГТ ТЭЦ		новове строительство		47,0						47,0
Всего по станции			141,0	153,0						294,0
Мобильные ГТЭС в г. Сочи	Мобильные ГТЭС									
1 ГТ КЭС		новове строительство		22,5						22,5
2 ГТ КЭС		новове строительство		22,5						22,5
3 ГТ КЭС		новове строительство		22,5						22,5
4 ГТ КЭС		новове строительство		22,5						22,5
5 ГТ КЭС		новове строительство		22,5						22,5
6 ГТ КЭС		новове строительство		22,5						22,5
7 ГТ КЭС		новове строительство		22,5						22,5
8 ГТ КЭС		новове строительство		22,5						22,5
9 ГТ КЭС		новове строительство		22,5						22,5

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Всего по станции				202,5						202,5
Энергосистема Ростовской области										
Ростовская АЭС	Росэнергоатом									
3 ВВЭР-1200		новове строительство			1070,0					1070,0
4 ВВЭР-1200		новове строительство						1070,0		1070,0
Всего по станции					1070,0			1070,0		2140,0
Новочеркасская ГРЭС	ОГК-2									
9 К-330-240		новове строительство			330,0					330,0
ООО "Шахтинская ГТЭС"	ООО "Шахтинская ГТЭС"									
6 Т-15-35		новове строительство	15,4							15,4
Энергосистема Республики Северная Осетия - Алания										
Зарамагская ГЭС-1	РусГидро									
2 гидроагрегат		новове строительство							171,0	171,0
3 гидроагрегат		новове строительство							171,0	171,0
Всего по станции									342,0	342,0
Фаснальская ГЭС	ОАО "Турбохолод"									
51 агрегаты малых ГЭС		новове строительство	6,4							6,4
Энергосистема Ставропольского края										
Ставропольская ГРЭС	ОГК-2									
9 ПГУ-420		новове строительство					420,0			420,0
ООО "Ставролен" (Буденновская ТЭС)	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
1 ПГУ-135(Т)		новове строительство		135,0						135,0
Барсучковская МГЭС	РусГидро									
1 агрегаты малых ГЭС		новове строительство			2,4					2,4
2 агрегаты малых ГЭС		новове строительство			2,4					2,4
Всего по станции					4,8					4,8
ОЭС Юга - всего										
Вводы мощности - всего			1136,8	1351,5	1404,8		420,0	1070,0	342,0	5725,1
АЭС					1070,0			1070,0		2140,0
ГЭС			6,4	130,0	4,8				342,0	483,2
ГАЭС				140,0						140,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ТЭС-всего			1130,4	1081,5	330,0		420,0			2961,9
ТЭЦ			1130,4	332,0						1462,4
КЭС				749,5	330,0		420,0			1499,5
ОЭС Урала										
Энергосистема Республики Башкортостан										
Уфимская ТЭЦ-2	Башкирэнерго									
10 Т-...-90		новове строительство		14,0						14,0
Уфимская ТЭЦ-5	Башкирэнерго									
1 ПГУ-220(Т)		новове строительство		220,0						220,0
2 ПГУ-220(Т)		новове строительство		220,0						220,0
Всего по станции				440,0						440,0
Энергосистема Кировской области										
Кировская ТЭЦ-4	ЗАО "КЭС"									
2 ПТ-65-130		замена		65,0						65,0
6 Т-115-130		замена			115,0					115,0
Всего по станции				65,0	115,0					180,0
Кировская ТЭЦ-3	ЗАО "КЭС"									
9 ПГУ-220(Т)		новове строительство			220,0					220,0
Энергосистема Курганской области										
Курганская ТЭЦ-2	ИнтерТехэлектро									
1 ПГУ(Т)		новове строительство	111,0							111,0
2 ПГУ(Т)		новове строительство	111,0							111,0
Всего по станции			222,0							222,0
Энергосистема Оренбургской области										
Каргалинская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
1 ПТ-65-130		замена				65,0				65,0
4 ПТ-65-130		замена					65,0			65,0
Всего по станции						65,0	65,0			130,0
Энергосистема Пермского края										
Камская ГЭС	РусГидро									
24 г/а пов.-лопаст. гор.		замена						30,0		30,0
Пермская ГРЭС	ОГК-1									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
4 ПГУ-410		расширение				410,0				410,0
Пермская ТЭЦ-9	ЗАО "КЭС"									
12 ГТ ТЭЦ		новове строительство	165,0							165,0
Пермская ТЭЦ-6	ЗАО "КЭС"									
1 ПГУ(Т)		расширение	124,0							124,0
Ново-Березниковская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
1 ПГУ-230(Т)		новове строительство			230,0					230,0
Энергосистема Свердловской области										
Белоярская АЭС	Росэнергоатом									
4 БН-880		новове строительство			880,0					880,0
Серовская ГРЭС	ОГК-2									
9 ПГУ-420		новове строительство			420,0					420,0
Нижнетуринская ГРЭС	ЗАО "КЭС"									
12 ПГУ-230		новове строительство				230,0				230,0
13 ПГУ-230		новове строительство				230,0				230,0
Всего по станции						460,0				460,0
Первоуральская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
1 ПР-12-35		замена						12,0		12,0
Ново-Богословская ТЭЦ	ЗАО "КЭС"									
1 ПГУ-230(Т)		новове строительство			230,0					230,0
Академическая ТЭЦ-1 (кот.Академэнерго)	ЗАО "КЭС"									
1 ПГУ(Т)		новове строительство						231,2		231,2
Ревдинская ГТ ТЭЦ-1	ГТ-ТЭЦ Энерго									
1 ГТ-9 (Т)		новове строительство	9,0							9,0
2 ГТ-9 (Т)		новове строительство	9,0							9,0
3 ГТ-9 (Т)		новове строительство	9,0							9,0
4 ГТ-9 (Т)		новове строительство	9,0							9,0
Всего по станции			36,0							36,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО										
Уренгойская ГРЭС	ОГК-1									
3 ПГУ-450		новове строительство	450,0							450,0
Нижневартовская ГРЭС	ЗАО "Нижневартов.ГРЭС"									
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
Няганская ТЭС	Фортум(ТГК-10)									
1 ПГУ КЭС		новове строительство	418,9							418,9
2 ПГУ КЭС		новове строительство	418,9							418,9
3 ПГУ КЭС		новове строительство				418,0				418,0
Всего по станции			837,8			418,0				1255,8
Приобская ГТЭС	ОАО "НК"Роснефть"									
4 ГТ-45		расширение	45,0							45,0
Энергосистема Республики Удмуртия										
Ижевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"									
8 ПГУ-230(Т)		новове строительство		230,0						230,0
Энергосистема Челябинской области										
Троицкая ГРЭС	ОГК-2									
10 К-660-240		новове строительство			660,0					660,0
Челябинская ГРЭС	Фортум(ТГК-10)									
9 ПГУ(Т)		новове строительство			247,5					247,5
10 ПГУ(Т)		новове строительство			247,5					247,5
Всего по станции					495,0					495,0
Челябинская ТЭЦ-1	Фортум(ТГК-10)									
10 ГТ КЭС		новове строительство	44,0							44,0
11 ГТ КЭС		новове строительство	44,0							44,0
Всего по станции			88,0							88,0
Южно-Уральская ГРЭС-2	ОГК-3									
1 ПГУ-400		новове строительство	400,0							400,0
2 ПГУ-400		новове строительство		400,0						400,0
3 ПГУ-400		новове строительство			400,0					400,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Всего по станции			400,0	400,0	400,0					1200,0
ОЭС Урала - всего										
Вводы мощности - всего			2367,8	1559,0	3650,0	1763,0	65,0	273,2		9678,0
АЭС					880,0					880,0
ГЭС								30,0		30,0
ТЭС-всего			2367,8	1559,0	2770,0	1763,0	65,0	243,2		8768,0
ТЭЦ			547,0	749,0	1290,0	65,0	65,0	243,2		2959,2
КЭС			1820,8	810,0	1480,0	1698,0				5808,8
Замена - всего				65,0	115,0	65,0	65,0	42,0		352,0
ГЭС								30,0		30,0
ТЭС-всего				65,0	115,0	65,0	65,0	12,0		322,0
ТЭЦ				65,0	115,0	65,0	65,0	12,0		322,0
ОЭС Сибири										
Энергосистема Республики Бурятия										
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	ТГК-14									
6 ПТ-30-35		замена						30,0		30,0
Энергосистема Забайкальского края										
Харанорская ГРЭС	ОГК-3									
3 К-...-130		новове строительство	213,8							213,8
Читинская ТЭЦ-1	ТГК-14									
1 ПТ-60-90		замена						60,0		60,0
Энергосистема Красноярского края										
Богучанская ГЭС	РусГидро									
1 г/а рад.-осевой		новове строительство	333,0							333,0
2 г/а рад.-осевой		новове строительство	333,0							333,0
3 г/а рад.-осевой		новове строительство	333,0							333,0
4 г/а рад.-осевой		новове строительство	333,0							333,0
5 г/а рад.-осевой		новове строительство	333,0							333,0
6 г/а рад.-осевой		новове строительство	333,0							333,0
7 г/а рад.-осевой		новове строительство		333,0						333,0
8 г/а рад.-осевой		новове строительство		333,0						333,0
9 г/а рад.-осевой		новове строительство		333,0						333,0
Всего по станции			1998,0	999,0						2997,0
Березовская ГРЭС-1	Э.ОН Россия (ОГК-4)									
3 К-800-240		новове строительство			800,0					800,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Красноярская ТЭЦ-3	Енисейская ТГК(ТГК-13)									
1 Т-208-130		новове строительство	208,0							208,0
Энергосистема Кемеровской области										
Кузнецкая ТЭЦ (Кузб)	Кузбассэнерго (ТГК-12)									
14 ГТ КЭС		новове строительство		140,0						140,0
15 ГТ КЭС		новове строительство		140,0						140,0
Всего по станции				280,0						280,0
Энергосистема Омской области										
Омская ТЭЦ-3	ТГК-11									
10 Т-120-130		замена				120,0				120,0
14 ПГУ-90(Т)		новове строительство	90,0							90,0
Всего по станции			90,0			120,0				210,0
Энергосистема Томской области										
Тепл. сети (ПРК Томск)	ТГК-11									
1 ГТУ-16 (Т)		новове строительство	16,0							16,0
Энергосистема Республики Тыва										
Мобильная ГТЭС "Кызылская"	Мобильные ГТЭС									
2 ГТ КЭС		новове строительство		22,5						22,5
Энергосистема Республики Хакасия										
Абаканская ТЭЦ	Енисейская ТГК(ТГК-13)									
4 Т-120-130		новове строительство		120,0						120,0
ОЭС Сибири - всего										
Вводы мощности - всего			2525,8	1421,5	800,0	120,0		90,0		4957,3
ГЭС			1998,0	999,0						2997,0
ТЭС-всего			527,8	422,5	800,0	120,0		90,0		1960,3
ТЭЦ			314,0	120,0		120,0		90,0		644,0
КЭС			213,8	302,5	800,0					1316,3
Замена - всего						120,0		90,0		210,0
ТЭС-всего						120,0		90,0		210,0
ТЭЦ						120,0		90,0		210,0
ОЭС Востока										
Энергосистема Амурской области										
Благовещенская ТЭЦ-1	РАО ЭС Востока									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
4 Т-110-130		расширение							110,0	110,0
Нижнебурейская ГЭС	РусГидро									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		новове строительство			80,0					80,0
2 г/а пов.-лопаст. верт.		новове строительство			80,0					80,0
3 г/а пов.-лопаст. верт.		новове строительство				80,0				80,0
4 г/а пов.-лопаст. верт.		новове строительство				80,0				80,0
Всего по станции					160,0	160,0				320,0
Энергосистема Приморского края										
Артемовская ТЭЦ	РАО ЭС Востока									
8 Кт-...-90		замена						125,0		125,0
Владивостокская ТЭЦ-2	РАО ЭС Востока									
7 ГТ ТЭЦ		новове строительство							46,5	46,5
8 ГТ ТЭЦ		новове строительство							46,5	46,5
Всего по станции									93,0	93,0
Уссурийская ТЭЦ	РАО ЭС Востока									
1 Т-185-130		новове строительство					185,0			185,0
2 Т-185-130		новове строительство					185,0			185,0
Всего по станции							370,0			370,0
Центральная бойлерная ГТУ-ТЭЦ	РАО ЭС Востока									
1 ГТ ТЭЦ		новове строительство			46,5					46,5
2 ГТ ТЭЦ		новове строительство			46,5					46,5
3 ГТ ТЭЦ		новове строительство			46,5					46,5
Всего по станции					139,5					139,5
Мини-ТЭЦ "Северная" (о.Русский)	ОАО "ДВЭУК"									
1 ГТ ТЭЦ		новове строительство	1,8							1,8
2 ГТ ТЭЦ		новове строительство	1,8							1,8
Всего по станции			3,6							3,6
Мини-ТЭЦ "Центральная" (о.Русский)	ОАО "ДВЭУК"									
1 ГТУ-6 (Т)		новове строительство	5,8							5,8
2 ГТУ-6 (Т)		новове строительство	5,8							5,8
3 ГТУ-6 (Т)		новове строительство	5,8							5,8
4 ГТУ-6 (Т)		новове строительство	5,8							5,8
5 ГТУ-6 (Т)		новове строительство	5,8							5,8
6 ГТ-4(Т)		новове строительство	4,0							4,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Всего по станции			33,0							33,0
Мини-ТЭЦ "Океанариум" (о.Русский)	ОАО "ДВЭУК"									
1 ГТ ТЭЦ		новове строительство	6,6							6,6
2 ГТ ТЭЦ		новове строительство	6,6							6,6
Всего по станции			13,2							13,2
Энергосистема Хабаровского края										
Хабаровская ТЭЦ-1	РАО ЭС Востока									
7 Т-120-130		замена					120,0			120,0
8 Т-120-130		замена							120,0	120,0
Всего по станции							120,0		120,0	240,0
Совгаванская ТЭЦ	РАО ЭС Востока									
1 Т-60-130		новове строительство							60,0	60,0
2 Т-60-130		новове строительство							60,0	60,0
Всего по станции									120,0	120,0
ОЭС Востока - всего										
Вводы мощности - всего			49,8		299,5	160,0	490,0	125,0	443,0	1567,3
ГЭС					160,0	160,0				320,0
ТЭС-всего			49,8		139,5		490,0	125,0	443,0	1247,3
ТЭЦ			49,8		139,5		490,0	125,0	443,0	1247,3
Замена - всего							120,0	125,0	120,0	365,0
ТЭС-всего							120,0	125,0	120,0	365,0
ТЭЦ							120,0	125,0	120,0	365,0
ЕЭС России - всего										
Вводы мощности - всего			10749,4	7267,2	9136,1	4844,8	3339,0	1624,2	3149,0	40109,7
АЭС			1000,0		3148,8	2368,8	2364,0	1070,0	2364,0	12315,6
ГЭС			2004,4	1129,0	164,8	160,0		30,0	342,0	3830,2
ГАЭС			420,0	350,0	210,0					980,0
ТЭС-всего			7325,0	5788,2	5612,5	2316,0	975,0	524,2	443,0	22983,9
ТЭЦ			4057,8	3542,4	2252,5	618,0	555,0	524,2	443,0	11992,9
КЭС			3264,4	2205,8	3360,0	1698,0	420,0			10948,2
дизельные			2,8							2,8
ДГА				40,0						40,0
Замена - всего			61,5	150,0	115,0	185,0	185,0	257,0	120,0	1073,5
ГЭС								30,0		30,0
ТЭС-всего			61,5	150,0	115,0	185,0	185,0	227,0	120,0	1043,5
ТЭЦ			61,5	150,0	115,0	185,0	185,0	227,0	120,0	1043,5

Приложение № 8
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2012-2018 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Северо-Запада										
Энергосистема Архангельской области										
*ТЭЦ-1 Архангельского ЦБК	ОАО"Архангельский ЦБК"									
10 ПГУ-120(Т)		новое строительство							120,0	120,0
Энергосистема Калининградской области										
Калининградская ГРЭС-2 (Светловская)	Калининградская ГК									
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)	Калининградская ГК									
1 Р-12-29		восстановление		12,0						12,0
Гусевская ТЭЦ	Калининградская ГК									
3 ГТУ-6 (Т)		новое строительство			6,0					6,0
4 ГТУ-6 (Т)		новое строительство			6,0					6,0
5 ГТУ-6 (Т)		новое строительство			6,0					6,0
Всего по станции					18,0					18,0
Энергосистема Республики Карелия										
Петрозаводская ТЭЦ	ТГК-1									
4 ПГУ-180(Т)		расширение						180,0		180,0
Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области										
ТЭЦ "Морской Фасад"	ЗАО"Василеостров.эн.к"									
1 ПГУ(Т)		новое строительство				500,0				500,0
Пулковская ТЭЦ	ООО "Пулковская ТЭЦ"									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
1 ПГУ-120(Т)		новое строительство			120,0					120,0
Энергосистема Мурманской области										
Янискоски ГЭС-5	ТГК-1									
3 г/а пов.-лопаст. верт.		новое строительство							14,0	14,0
Северная ПЭС	РусГидро									
51 приливные агрегаты		новое строительство			12,0					12,0
ОЭС Северо-Запада - всего										
Вводы мощности - всего				30,0	150,0	500,0		180,0	134,0	994,0
ГЭС									14,0	14,0
ТЭС-всего				30,0	138,0	500,0		180,0	120,0	968,0
ТЭЦ				30,0	138,0	500,0		180,0	120,0	968,0
НИЭ-всего					12,0					12,0
приливные					12,0					12,0
ОЭС Центра										
Энергосистема Курской области										
Курская ГАЭС	РусГидро									
1 ГАЭС		новое строительство							155,0	155,0
Энергосистема Липецкой области										
Елецкая ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
6 Р-6-35		новое строительство							6,0	6,0
Данковская ТЭЦ	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
3 ПТ-6-90		новое строительство							6,0	6,0
ТЭЦ ОАО "НЛМК"	ОАО "Новолип.мет.комб"									
3 Р-12-90		замена				12,0				12,0
5 ПТ-60-90		замена						60,0		60,0
Всего по станции						12,0		60,0		72,0
ГТРС ОАО "НЛМК"	ОАО "Новолип.мет.комб"									
8 ГУБТ-12		новое строительство				12,0				12,0
9 ГУБТ-12		новое строительство				12,0				12,0
10 ГУБТ-15		новое строительство				15,0				15,0
11 ГУБТ-6		новое строительство				6,0				6,0
Всего по станции						45,0				45,0
НЛМК электростанция на ВЭР	ОАО "Новолип.мет.комб"									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
1 ТДЭ-0,5/2		новое строительство					25,0			25,0
2 ТДЭ-0,5/2		новое строительство					25,0			25,0
Всего по станции							50,0			50,0
Энергосистема г.Москвы и Московской области										
ТЭЦ-22 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
12 Т-265-240		расширение						265,0		265,0
ТЭЦ-25 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
8 ПГУ(Т)		новое строительство							420,0	420,0
ГТЭС "Молжаниновка"	ООО "Ресад"									
1 ПГУ-240(Т)		новое строительство			240,0					240,0
2 ПГУ-240(Т)		новое строительство						240,0		240,0
Всего по станции					240,0			240,0		480,0
ГТЭС Щербинка	ООО "ЭнергоПромИнвест"									
1 ПГУ(Т)		новое строительство			125,0					125,0
2 ПГУ(Т)		новое строительство				125,0				125,0
3 ПГУ(Т)		новое строительство					125,0			125,0
Всего по станции					125,0	125,0	125,0			375,0
Энергосистема Смоленской области										
Смоленские тепл.сети	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
1 Р-6-35		новое строительство			6,0					6,0
ОЭС Центра - всего										
Вводы мощности - всего					371,0	182,0	175,0	565,0	587,0	1880,0
ГАЭС									155,0	155,0
ТЭС-всего					371,0	182,0	175,0	565,0	432,0	1725,0
ТЭЦ					371,0	137,0	125,0	565,0	432,0	1630,0
ДГА						45,0	50,0			95,0
Замена - всего						12,0		60,0		72,0
ТЭС-всего						12,0		60,0		72,0
ТЭЦ						12,0		60,0		72,0
ОЭС Средней Волги										
Энергосистема Нижегородской области										
Автозаводская ТЭЦ	ОАО "ЕвроСибЭнерго"									
13 ПГУ-400(Т)		новое строительство			400,0					400,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Нижегородская ТЭЦ	ОАО "ВВГК"									
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										
Новокуйбышевская ТЭЦ-1	ЗАО "КЭС"									
16 Т-40-90		новое строительство		40,0						40,0
17 Т-40-90		новое строительство							40,0	40,0
Всего по станции				40,0					40,0	80,0
ТЭЦ ОАО "Куйбышевский НПЗ"	ОАО "НК"Роснефть"									
5 ПТ-6-35		расширение				6,0				6,0
6 ПТ-6-35		расширение				6,0				6,0
7 ПТ-6-35		расширение				6,0				6,0
Всего по станции						18,0				18,0
Энергосистема Республики Татарстан										
Заинская ГРЭС	Татэнерго									
13 ПГУ-400		новое строительство							400,0	400,0
Уруссинская ГРЭС	Уруссинская ГРЭС									
9 ГТ-45		новое строительство			45,0					45,0
Нижнекамская ТЭЦ-1	ТГК-16									
12 ГТУ-75(Т)		расширение					75,0			75,0
13 ГТУ-75(Т)		расширение					75,0			75,0
Всего по станции							150,0			150,0
Казанская ТЭЦ-3	ТГК-16									
7 ГТУ-75(Т)		расширение					75,0			75,0
8 ГТУ-75(Т)		расширение					75,0			75,0
Всего по станции							150,0			150,0
Казанская ТЭЦ-1	Татэнерго									
10 ПГУ-110(Т)		новое строительство					110,0			110,0
Елабужская ТЭЦ	Татэнерго									
1 ПГУ(Т)		новое строительство						95,0		95,0
ОЭС Средней Волги - всего										
Вводы мощности - всего				40,0	895,0	18,0	410,0	545,0	440,0	2348,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ТЭС-всего				40,0	895,0	18,0	410,0	545,0	440,0	2348,0
ТЭЦ				40,0	850,0	18,0	410,0	545,0	40,0	1903,0
КЭС					45,0				400,0	445,0
ОЭС Юга										
Энергосистема Волгоградской области										
Волгоградская ТЭЦ-2	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
11 ПГУ(Т)		новое строительство						117,0		117,0
Ветропарк "Нижняя Волга"	РусГидро									
1 ветровые агрегаты		новое строительство						250,0		250,0
2 ветровые агрегаты		новое строительство							250,0	250,0
Всего по станции								250,0	250,0	500,0
Энергосистема Республики Дагестан										
Новые Малые ГЭС Дагестана	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство					24,3			24,3
52 агрегаты малых ГЭС		новое строительство						15,0		15,0
53 агрегаты малых ГЭС		новое строительство							53,2	53,2
Всего по станции							24,3	15,0	53,2	92,5
Энергосистема Республики Ингушетия										
Новые Малые ГЭС Ингушетии	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство					13,5			13,5
Энергосистема Республики Кабардино-Балкария										
Новые Малые ГЭС Кабардино-Балкарии	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство					21,6			21,6
52 агрегаты малых ГЭС		новое строительство						13,7		13,7
53 агрегаты малых ГЭС		новое строительство							49,0	49,0
Всего по станции							21,6	13,7	49,0	84,3
Энергосистема Республики Калмыкия										
Приютненская ВЭС	ООО "АЛТЭН"									
1 ветровые агрегаты		новое строительство	35,4							35,4
2 ветровые агрегаты		новое строительство		66,0						66,0
3 ветровые агрегаты		новое строительство			67,0					67,0
4 ветровые агрегаты		новое строительство				67,0				67,0
5 ветровые агрегаты		новое строительство					67,0			67,0
Всего по станции			35,4	66,0	67,0	67,0	67,0			302,4

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Энергосистема Республики Карачаево-Черкессия										
Новые Малые ГЭС Карачаево-Черкессии	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство					3,6			3,6
52 агрегаты малых ГЭС		новое строительство						2,3		2,3
53 агрегаты малых ГЭС		новое строительство							12,7	12,7
Всего по станции							3,6	2,3	12,7	18,6
Энергосистема Краснодарского края и Республики Адыгея										
Краснодарская ТЭЦ	ОАО "ЛУКОЙЛ"									
14 ПГУ-110(Т)		замена					110,0			110,0
Энергосистема Республики Северная Осетия - Алания										
Новые Малые ГЭС Сев.Осетии	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство					2,7			2,7
52 агрегаты малых ГЭС		новое строительство						4,2		4,2
53 агрегаты малых ГЭС		новое строительство							23,0	23,0
Всего по станции							2,7	4,2	23,0	29,9
Энергосистема Ставропольского края										
Новые Малые ГЭС Ставрополя	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство					10,0			10,0
52 агрегаты малых ГЭС		новое строительство						1,9		1,9
53 агрегаты малых ГЭС		новое строительство							35,0	35,0
Всего по станции							10,0	1,9	35,0	46,9
ОЭС Юга - всего										
Вводы мощности - всего			35,4	66,0	67,0	67,0	252,7	404,1	422,9	1315,1
ГЭС							75,7	37,1	172,9	285,7
ТЭС-всего							110,0	117,0		227,0
ТЭЦ							110,0	117,0		227,0
НИЭ-всего			35,4	66,0	67,0	67,0	67,0	250,0	250,0	802,4
ветровые			35,4	66,0	67,0	67,0	67,0	250,0	250,0	802,4
Замена - всего							110,0			110,0
ТЭС-всего							110,0			110,0
ТЭЦ							110,0			110,0
ОЭС Урала										
Энергосистема Республики Башкортостан										

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Салаватская ТЭЦ	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-Салав. ТЭЦ"									
8 ПГУ-410(Т)		расширение		410,0						410,0
Уфимская ТЭЦ-2	Башкирэнерго									
11 ПГУ(Т)		новое строительство						61,0		61,0
Уфимская ТЭЦ-3	Башкирэнерго									
6 ГТ-77(Т)		новое строительство				77,0				77,0
7 ГТ-77(Т)		новое строительство				77,0				77,0
Всего по станции						154,0				154,0
Новые Малые ГЭС Башкирии	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство					0,2			0,2
52 агрегаты малых ГЭС		новое строительство						0,6		0,6
53 агрегаты малых ГЭС		новое строительство							0,7	0,7
Всего по станции							0,2	0,6	0,7	1,5
КЦ-2 ООО "БашРТС" (г. Нефтекамск)	Башкирэнерго									
1 ПГУ(Т)		новое строительство					48,0			48,0
Энергосистема Оренбургской области										
ОАО "Оренбургнефть" (Савельевская)	ОАО "ТНК-ВР"									
1 ГТ КЭС		новое строительство					217,0			217,0
МГЭС Юшатырская	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство							0,1	0,1
Энергосистема Пермского края										
Новые Малые ГЭС Пермской ЭС	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство					0,6			0,6
52 агрегаты малых ГЭС		новое строительство							0,6	0,6
Всего по станции							0,6		0,6	1,2
Энергосистема Свердловской области										
Демидовская ТЭС	ООО "УГМК-Холдинг"									
1 К-660-300		новое строительство						660,0		660,0
2 К-660-300		новое строительство							660,0	660,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Всего по станции								660,0	660,0	1320,0
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО										
ПГУ в Тарко-Сале	Урал пром-Урал полярн									
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
ООО "ТНК-Уват" (Кальчинское м/р)	ОАО "ТНК-ВР"									
1 ТЭЦ Газопоршневые		новое строительство		18,0						18,0
ОАО "ТНК-Нягань" (Каменное м/р)	ОАО "ТНК-ВР"									
1 ГТЭС-24		новое строительство	24,0							24,0
2 ГТ КЭС		новое строительство		48,0						48,0
Всего по станции			24,0	48,0						72,0
ГТЭС ЗАО "Ванкорнефть" (Красноярск.край)	ОАО "НК"Роснефть"									
1 ГТ КЭС		новое строительство	42,0							42,0
ОАО "Варьеганнефтегаз" (Верхнек.-Еган.)	ОАО "ТНК-ВР"									
1 ГТЭС-24		новое строительство		24,0						24,0
ГТЭС при ДНС-2 Вачимского месторождения	ОАО "Сургутнефтегаз"									
1 ГТ-12		новое строительство	12,0							12,0
2 ГТ-12		новое строительство	12,0							12,0
3 ГТ-12		новое строительство	12,0							12,0
Всего по станции			36,0							36,0
ГТЭС при ДНС-3 Восточно-Сургутского м/р	ОАО "Сургутнефтегаз"									
1 ГТ-12		новое строительство	12,0							12,0
2 ГТ-12		новое строительство	12,0							12,0
3 ГТ-12		новое строительство	12,0							12,0
Всего по станции			36,0							36,0
ГТЭС Западно-Сургутского месторождения	ОАО "Сургутнефтегаз"									
51 ГТ КЭС		новое строительство			175,0					175,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Энергосистема Челябинской области										
МГЭС Бузавлыкская	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство					0,1			0,1
ОЭС Урала - всего										
Вводы мощности - всего			138,0	500,0	175,0	154,0	1019,9	721,6	661,4	3369,9
ГЭС							0,9	0,6	1,4	2,9
ТЭС-всего			138,0	500,0	175,0	154,0	1019,0	721,0	660,0	3367,0
ТЭЦ				428,0		154,0	202,0	61,0		845,0
КЭС			138,0	72,0	175,0		817,0	660,0	660,0	2522,0
ОЭС Сибири										
Энергосистема Алтайского края и Республики Алтай										
Алтайская КЭС (Мунайская ТЭС)	ООО "Алтайская КЭС"									
1 К-330-240		новое строительство					330,0			330,0
МГЭС Акташ-1	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство						28,0		28,0
МГЭС Акташ-2	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство						12,7		12,7
МГЭС Мульта-1	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство						10,0		10,0
МГЭС Мульта-2	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство						4,8		4,8
МГЭС Уймень	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство						10,0		10,0
Энергосистема Республики Бурятия										
Улан-Удэнская ТЭЦ-2	ТГК-14									
1 Т-120-130		новое строительство				120,0				120,0
2 Т-120-130		новое строительство					120,0			120,0
Всего по станции						120,0	120,0			240,0
Энергосистема Иркутской области										
Ново-Зиминская ТЭЦ	ОАО "ЕвроСибЭнерго"									
4 К-150-130		расширение						150,0		150,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Газовая ТЭС в Усть-Куте	ОАО "ЕвроСибЭнерго"									
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
Мини-ТЭЦ в г. Братске	ОАО "ЕвроСибЭнерго"									
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										
Мотыгинская ГЭС	РусГидро									
1 г/а пов.-лопаст. верт.		новое строительство							108,2	108,2
2 г/а пов.-лопаст. верт.		новое строительство							108,2	108,2
Всего по станции									216,4	216,4
ТЭЦ ОАО "АНПЗ ВНК"	ОАО "НК"Роснефть"									
3 Р-12-35		расширение				12,0				12,0
ГТЭС "Юрубчено-Тохомская"(Востсибнефть)	ОАО "НК"Роснефть"									
1 ГТ КЭС		новое строительство	36,0							36,0
МГЭС Кана	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство							0,2	0,2
Энергосистема Кемеровской области										
Славинская ТЭС "УГМК-Холдинг"	ООО "УГМК-Холдинг"									
1 К-660-300		новое строительство					660,0			660,0
Энергосистема Омской области										
Омская ТЭЦ-6	ЗАО "ЭнергоКоминтех"									
1 ПГУ(Т)		новое строительство					428,0			428,0
Энергосистема Томской области										
ГТЭС "Двуреченская" (ОАО "Томскнефть)	ОАО "НК"Роснефть"									
51 ГТ КЭС		новое строительство	24,0							24,0
Энергосистема Республики Тыва										
МГЭС Тес-Хем	РусГидро									

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство					9,0			9,0
МГЭС Малый Енисей	РусГидро									
51 агрегаты малых ГЭС		новое строительство					25,0			25,0
Новая Кызылская ТЭС	ООО "УГ"Межегейуголь"									
1 Т-120-130		новое строительство						120,0		120,0
ОЭС Сибири - всего										
Вводы мощности - всего			60,0		18,0	532,0	1572,0	735,5	216,6	3134,1
ГЭС							34,0	65,5	216,6	316,1
ТЭС-всего			60,0		18,0	532,0	1538,0	670,0		2818,0
ТЭЦ					18,0	132,0	548,0	120,0		818,0
КЭС			60,0			400,0	990,0	550,0		2000,0
ОЭС Востока										
Энергосистема Приморского края										
ТЭЦ Восточная нефтехим.компания	ОАО "НК"Роснефть"									
1 ПГУ(Т)		новое строительство					433,0			433,0
Дальневосточная ВЭС (о-ва Попова)	РусГидро									
1 ветровые агрегаты		новое строительство							23,0	23,0
Дальневосточная ВЭС (м.Поворотный)	РусГидро									
1 ветровые агрегаты		новое строительство							100,0	100,0
Энергосистема Хабаровского края										
Хабаровская ПГУ	ИНТЕР РАО									
1 ПГУ-225(Т)		новое строительство				225,0				225,0
2 ПГУ-225(Т)		новое строительство				225,0				225,0
Всего по станции						450,0				450,0
ОЭС Востока - всего										
Вводы мощности - всего						450,0	433,0		123,0	1006,0
ТЭС-всего						450,0	433,0			883,0
ТЭЦ						450,0	433,0			883,0
НИЭ-всего									123,0	123,0
ветровые									123,0	123,0
ЕЭС России - всего										
Вводы мощности - всего			233,4	636,0	1676,0	1903,0	3862,6	3151,2	2584,9	14047,1
ГЭС							110,6	103,2	404,9	618,7

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ГАЭС									155,0	155,0
ТЭС-всего			198,0	570,0	1597,0	1836,0	3685,0	2798,0	1652,0	12336,0
ТЭЦ				498,0	1377,0	1391,0	1828,0	1588,0	592,0	7274,0
КЭС			198,0	72,0	220,0	400,0	1807,0	1210,0	1060,0	4967,0
ДГА						45,0	50,0			95,0
НИЭ-всего			35,4	66,0	79,0	67,0	67,0	250,0	373,0	937,4
ветровые			35,4	66,0	67,0	67,0	67,0	250,0	373,0	925,4
приливные					12,0					12,0
Замена - всего						12,0	110,0	60,0		182,0
ТЭС-всего						12,0	110,0	60,0		182,0
ТЭЦ						12,0	110,0	60,0		182,0

Приложение № 9
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

Дополнительные объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2012-2018 годы

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Северо-Запада										
Энергосистема Архангельской области										
*ТЭЦ-1 Архангельского ЦБК	ОАО"Архангельский ЦБК"									
5 ПТ-25-90		до модернизации	25,0							25,0
5 ПТ-...-90		после модернизации	32,0							32,0
		изменение	7,0							7,0
Энергосистема г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области										
ТЭЦ-17 Выборгская	ТГК-1									
3 Т-100-130		до модернизации					100,0			100,0
3 Т-...-130		после модернизации					123,0			123,0
		изменение					23,0			23,0
ТЭЦ-15 Автовская	ТГК-1									
6 Т-100-130		до модернизации				100,0				100,0
6 Т-...-130		после модернизации				123,0				123,0
		изменение				23,0				23,0
7 Т-...-130		до модернизации			97,0					97,0
7 Т-...-130		после модернизации			123,0					123,0
		изменение			26,0					26,0
Всего по станции										
До модернизации					97,0	100,0				197,0
После модернизации					123,0	123,0				246,0
Изменение мощности					26,0	23,0				49,0
ТЭЦ-7 Василеостровская	ТГК-1									
4 ПТ-25-90		до модернизации					25,0			25,0
4 ПТ-35-90		после модернизации					35,0			35,0
		изменение					10,0			10,0
5 ПТ-60-90		до модернизации				60,0				60,0
5 ПТ-...-90		после модернизации				70,0				70,0
		изменение				10,0				10,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Всего по станции										
До модернизации						60,0	25,0			85,0
После модернизации						70,0	35,0			105,0
Изменение мощности						10,0	10,0			20,0
ОЭС Северо-Запада - всего										
До модернизации			25,0		97,0	160,0	125,0			407,0
ТЭС-всего			25,0		97,0	160,0	125,0			407,0
ТЭЦ			25,0		97,0	160,0	125,0			407,0
После модернизации			32,0		123,0	193,0	158,0			506,0
ТЭС-всего			32,0		123,0	193,0	158,0			506,0
ТЭЦ			32,0		123,0	193,0	158,0			506,0
Изменение мощности			7,0		26,0	33,0	33,0			99,0
ТЭС-всего			7,0		26,0	33,0	33,0			99,0
ТЭЦ			7,0		26,0	33,0	33,0			99,0
ОЭС Центра										
Энергосистема Вологодской области										
***ТЭЦ Череповец.м.з-да**	ОАО "Северсталь"									
4 Т-30-90		до модернизации	30,0							30,0
4 Т-...-90		после модернизации	55,0							55,0
		изменение	25,0							25,0
Энергосистема г.Москвы и Московской области										
ТЭЦ-22 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
9 Т-240-240		до модернизации							240,0	240,0
9 Т-265-240		после модернизации							265,0	265,0
		изменение							25,0	25,0
ТЭЦ-23 Мосэнерго	Мосэнерго (ТГК-3)									
4 Т-100-130		до модернизации						100,0		100,0
4 Т-110-130		после модернизации						110,0		110,0
		изменение						10,0		10,0
ОЭС Центра - всего										
До модернизации			30,0					100,0	240,0	370,0
ТЭС-всего			30,0					100,0	240,0	370,0
ТЭЦ			30,0					100,0	240,0	370,0
После модернизации			55,0					110,0	265,0	430,0
ТЭС-всего			55,0					110,0	265,0	430,0
ТЭЦ			55,0					110,0	265,0	430,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
Изменение мощности			25,0					10,0	25,0	60,0
ТЭС-всего			25,0					10,0	25,0	60,0
ТЭЦ			25,0					10,0	25,0	60,0
ОЭС Сибири										
Энергосистема Кемеровской области										
Южно-Кузбасская ГРЭС	ОАО "Мечел"									
1 К-53-90		до модернизации			53,0					53,0
1 К-...-90		после модернизации			60,0					60,0
		изменение			7,0					7,0
3 К-53-90		до модернизации						53,0		53,0
3 К-...-90		после модернизации						60,0		60,0
		изменение						7,0		7,0
4 К-53-90		до модернизации				53,0				53,0
4 К-...-90		после модернизации				60,0				60,0
		изменение				7,0				7,0
Всего по станции										
До модернизации					53,0	53,0		53,0		159,0
После модернизации					60,0	60,0		60,0		180,0
Изменение мощности					7,0	7,0		7,0		21,0
ОЭС Сибири - всего										
До модернизации					53,0	53,0		53,0		159,0
ТЭС-всего					53,0	53,0		53,0		159,0
КЭС					53,0	53,0		53,0		159,0
После модернизации					60,0	60,0		60,0		180,0
ТЭС-всего					60,0	60,0		60,0		180,0
КЭС					60,0	60,0		60,0		180,0
Изменение мощности					7,0	7,0		7,0		21,0
ТЭС-всего					7,0	7,0		7,0		21,0
КЭС					7,0	7,0		7,0		21,0
ЕЭС России - всего										
До модернизации			55,0		150,0	213,0	125,0	153,0	240,0	936,0
ТЭС-всего			55,0		150,0	213,0	125,0	153,0	240,0	936,0
ТЭЦ			55,0		97,0	160,0	125,0	100,0	240,0	777,0
КЭС					53,0	53,0		53,0		159,0
После модернизации			87,0		183,0	253,0	158,0	170,0	265,0	1116,0
ТЭС-всего			87,0		183,0	253,0	158,0	170,0	265,0	1116,0
ТЭЦ			87,0		123,0	193,0	158,0	110,0	265,0	936,0
КЭС					60,0	60,0		60,0		180,0
Изменение мощности			32,0		33,0	40,0	33,0	17,0	25,0	180,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ТЭС-всего			32,0		33,0	40,0	33,0	17,0	25,0	180,0
ТЭЦ			32,0		26,0	33,0	33,0	10,0	25,0	159,0
КЭС					7,0	7,0		7,0		21,0

Приложение № 10
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

Дополнительные объемы и структура перемаркировки генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ОЭС и ЕЭС России на 2012-2018 годы

МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Центра										
Энергосистема Воронежской области										
Воронежская ТЭЦ-1	ОАО "Квадра" (ТГК-4)									
8 Р-14-90		до перемаркировки		14,0						14,0
8 Р-20-90		после перемаркировки		20,0						20,0
		изменение		6,0						6,0
9 ПР-20-90		до перемаркировки		20,0						20,0
9 ПР-...-90		после перемаркировки		24,0						24,0
		изменение		4,0						4,0
Всего по станции										
До перемаркировки				34,0						34,0
После перемаркировки				44,0						44,0
Изменение мощности				10,0						10,0
Энергосистема Ярославской области										
Ярославская ТЭЦ-3	ТГК-2									
2 ПТ-50-130		до перемаркировки	50,0							50,0
2 ПТ-65-130		после перемаркировки	65,0							65,0
		изменение	15,0							15,0
ОЭС Центра - всего										
До перемаркировки			50,0	34,0						84,0
ТЭС-всего			50,0	34,0						84,0
ТЭЦ			50,0	34,0						84,0
После перемаркировки			65,0	44,0						109,0
ТЭС-всего			65,0	44,0						109,0
ТЭЦ			65,0	44,0						109,0
Изменение мощности			15,0	10,0						25,0
ТЭС-всего			15,0	10,0						25,0
ТЭЦ			15,0	10,0						25,0

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип мощности	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2012-2018 гг.
ОЭС Урала										
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО										
Тюменская ТЭЦ-1	Фортум(ТГК-10)									
2 ПГУ-190(Т)		до перемаркировки	190,0							190,0
2 ПГУ(Т)		после перемаркировки	209,0							209,0
		изменение	19,0							19,0
ОЭС Урала - всего										
До перемаркировки			190,0							190,0
ТЭС-всего			190,0							190,0
ТЭЦ			190,0							190,0
После перемаркировки			209,0							209,0
ТЭС-всего			209,0							209,0
ТЭЦ			209,0							209,0
Изменение мошности			19,0							19,0
ТЭС-всего			19,0							19,0
ТЭЦ			19,0							19,0
ЕЭС России - всего										
До перемаркировки			240,0	34,0						274,0
ТЭС-всего			240,0	34,0						274,0
ТЭЦ			240,0	34,0						274,0
После перемаркировки			274,0	44,0						318,0
ТЭС-всего			274,0	44,0						318,0
ТЭЦ			274,0	44,0						318,0
Изменение мошности			34,0	10,0						44,0
ТЭС-всего			34,0	10,0						44,0
ТЭЦ			34,0	10,0						44,0

Приложение № 11
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

Перспективные балансы мощности по ОЭС и ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2012–2018 годы

Баланс мощности ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1021483,0	1045605,0	1076435,0	1103701,0	1129942,0	1154808,0	1175301,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,1	2,4	2,9	2,5	2,4	2,2	1,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3280,0	4120,0	4279,0	4279,0	4279,0	4279,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	154279,0	158095,0	162356,0	166391,0	170340,0	173873,0	177071,0
Число часов использования максимума	час	6604	6593	6605	6607	6608	6617	6613
Экспорт мощности		2297,9	1176,0	1176,0	1176,0	1176,0	1176,0	1176,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	31566,0	32348,0	33225,0	34056,0	34882,0	35602,0	36251,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**188142,9**	**191619,0**	**196757,0**	**201623,0**	**206398,0**	**210651,0**	**214498,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	228306,3	235333,0	244577,0	246634,6	247068,5	245948,1	247970,3
АЭС	тыс.кВт	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ГЭС	тыс.кВт	47052,7	48620,7	49069,5	49284,7	49380,9	49524,8	49954,5
ТЭС	тыс.кВт	155977,8	161436,5	167082,9	166556,5	165947,2	165029,9	164698,4
ВИЭ	тыс.кВт	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	17145,7	15713,8	15599,5	15415,2	15378,0	15375,9	15408,4
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2471,0	4067,8	3892,5	4534,2	2364,0	1582,2	2627,0
Запертая мощность	тыс.кВт	2580,0	2028,0	680,0	640,0	390,0	360,0	340,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**206109,6**	**213523,4**	**224405,0**	**226045,2**	**228936,5**	**228630,0**	**229594,9**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**17966,7**	**21904,4**	**27648,0**	**24422,2**	**22538,5**	**17979,0**	**15096,9**

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 с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	989650,0	1012299,0	1042078,0	1067843,0	1093274,0	1117537,0	1137439,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,1	2,3	2,9	2,5	2,4	2,2	1,8
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3280,0	4120,0	4279,0	4279,0	4279,0	4279,0
Максимум ЕЭС	тыс.кВт	149858,0	153558,0	157670,0	161438,0	165273,0	168730,0	171843,0
Число часов использования максимума	час	6587	6571	6583	6588	6589	6598	6594
Экспорт мощности		2295,9	1172,0	1172,0	1172,0	1172,0	1172,0	1172,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	30548,0	31303,0	32145,0	32915,0	33715,0	34417,0	35047,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**182701,9**	**186033,0**	**190987,0**	**195525,0**	**200160,0**	**204319,0**	**208062,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	219046,9	226146,6	235132,1	237046,7	237219,6	236650,2	238544,9
АЭС	тыс.кВт	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ГЭС	тыс.кВт	43712,7	45280,7	45569,5	45624,7	45720,9	45849,8	46279,5
ТЭС	тыс.кВт	150058,4	155590,1	161138,0	160628,6	159758,3	159407,0	158948,0
ВИЭ	тыс.кВт	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	17005,9	15574,0	15459,7	15275,4	15238,2	15236,1	15271,5
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2471,0	4067,8	3753,0	4534,2	2364,0	1457,2	2364,0
Запертая мощность	тыс.кВт	2580,0	2028,0	680,0	640,0	390,0	360,0	340,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**196990,0**	**204476,8**	**215239,4**	**216597,1**	**219227,4**	**219596,9**	**220569,4**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**14288,1**	**18443,8**	**24252,4**	**21072,1**	**19067,4**	**15277,9**	**12507,4**

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

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

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	779816,0	798677,0	819069,0	836396,0	853832,0	871044,0	887749,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,0	2,4	2,6	2,1	2,1	2,0	1,9
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3280,0	4120,0	4279,0	4279,0	4279,0	4279,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	119486,0	122342,0	125081,0	127948,0	130512,0	133373,0	135999,0
Число часов использования максимума	час	6505	6501	6515	6504	6509	6499	6496
Экспорт мощности		2215,5	1092,0	1092,0	1092,0	1092,0	1092,0	1092,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	23855,0	24423,0	24965,0	25535,0	26055,0	26632,0	27160,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**145556,5**	**147857,0**	**151138,0**	**154575,0**	**157659,0**	**161097,0**	**164251,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	169541,6	175233,3	183306,1	185327,7	185495,6	184931,2	186870,9
АЭС	тыс.кВт	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ГЭС	тыс.кВт	19445,3	20009,3	20298,1	20348,3	20439,5	20563,4	20988,1
ТЭС	тыс.кВт	124820,5	129948,2	134583,4	134186,0	133315,7	132974,4	132565,4
ВИЭ	тыс.кВт	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	7190,8	7297,8	7183,5	6994,2	6952,0	6959,9	6990,3
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	2364,3	3787,8	3753,0	4414,2	2364,0	1367,2	2364,0
Запертая мощность	тыс.кВт	980,0	830,0	680,0	640,0	390,0	360,0	340,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**159006,5**	**163317,7**	**171689,6**	**173279,3**	**175789,6**	**176244,1**	**177176,6**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**13450,0**	**15460,7**	**20551,6**	**18704,3**	**18130,6**	**15147,1**	**12925,6**

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

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	94829,0	97200,0	99565,0	102014,0	104439,0	106973,0	109071,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,5	2,5	2,4	2,5	2,4	2,4	2,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14981,0	15338,0	15731,0	16124,0	16466,0	16869,0	17209,0
Число часов использования максимума	час	6330	6337	6329	6327	6343	6341	6338
Экспорт мощности		1689,0	750,0	750,0	750,0	750,0	750,0	750,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2852,0	2920,0	2995,0	3070,0	3135,0	3210,0	3275,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**19522,0**	**19008,0**	**19476,0**	**19944,0**	**20351,0**	**20829,0**	**21234,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	23434,8	23849,8	23861,0	25071,5	26444,0	25445,0	27247,0
АЭС	тыс.кВт	5760,0	5760,0	5760,0	6930,0	8294,0	7294,0	9218,0
ГЭС	тыс.кВт	2941,6	2946,6	2945,6	2945,6	2954,1	2962,6	2966,6
ТЭС	тыс.кВт	14726,8	15136,8	15149,0	15189,5	15189,5	15182,0	15056,0
ВИЭ	тыс.кВт	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1175,4	1174,4	1153,5	1146,0	1154,5	1163,0	1158,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	450,0	110,0	0,0	1270,0	2364,0	66,0	2364,0
Запертая мощность	тыс.кВт	980,0	830,0	680,0	640,0	390,0	360,0	340,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**20829,4**	**21735,4**	**22027,5**	**22015,5**	**22535,5**	**23856,0**	**23384,8**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**1307,4**	**2727,4**	**2551,5**	**2071,5**	**2184,5**	**3027,0**	**2150,8**

Баланс мощности ОЭС Центра с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	228900,0	235173,0	241020,0	247081,0	253602,0	259887,0	266653,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,3	2,7	2,5	2,5	2,6	2,5	2,6
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	2580,0	3280,0	3951,0	3951,0	3951,0	3951,0	3951,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	36958,0	37805,0	38556,0	39700,0	40745,0	42010,0	43194,0
Число часов использования максимума	час	6124	6134	6149	6124	6127	6092	6082
Экспорт мощности		500,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	8145,0	8332,0	8495,0	8745,0	8975,0	9255,0	9515,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**45603,0**	**46437,0**	**47351,0**	**48745,0**	**50020,0**	**51565,0**	**53009,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	53030,8	55312,0	57853,8	58804,6	57770,6	56948,6	56841,6
АЭС	тыс.кВт	12834,0	12834,0	14032,8	15231,6	14814,6	14397,6	14397,6
ГЭС	тыс.кВт	2258,6	2468,6	2688,6	2688,6	2698,6	2708,6	2718,6
ТЭС	тыс.кВт	37938,2	40009,4	41132,4	40884,4	40257,4	39842,4	39725,4
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	788,4	841,9	841,9	814,4	793,4	797,4	797,1
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	670,8	1665,8	223,0	1350,8	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 спроса	**тыс.кВт**	**51571,6**	**52804,3**	**56788,9**	**56639,4**	**56977,2**	**56151,2**	**56044,5**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**5968,6**	**6367,3**	**9437,9**	**7894,4**	**6957,2**	**4586,2**	**3035,5**

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

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	109921,0	112330,0	114582,0	116827,0	119231,0	121392,0	123458,0
Рост потребления электрической энергии	%	1,8	2,2	2,0	2,0	2,1	1,8	1,7
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	17366,0	17780,0	18088,0	18455,0	18813,0	19114,0	19436,0
Число часов использования максимума	час	6330	6318	6335	6330	6338	6351	6352
Экспорт мощности		4,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2872,0	2940,0	2990,0	3050,0	3110,0	3160,0	3210,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**20242,0**	**20727,0**	**21085,0**	**21512,0**	**21930,0**	**22281,0**	**22653,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	26202,0	26322,0	26783,0	26300,5	26056,5	26104,0	26119,0
АЭС	тыс.кВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ГЭС	тыс.кВт	6805,0	6835,0	6856,0	6890,5	6941,5	6989,0	7004,0
ТЭС	тыс.кВт	15324,8	15414,8	15854,8	15337,8	15042,8	15042,8	15042,8
ВИЭ	тыс.кВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	2568,6	2577,6	2577,6	2554,2	2537,2	2540,2	2543,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	240,0	80,0	110,0	110,0	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 спроса	**тыс.кВт**	**23393,4**	**23664,4**	**24095,4**	**23636,3**	**23519,3**	**23563,8**	**23575,8**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**3151,4**	**2937,4**	**3010,4**	**2124,3**	**1589,3**	**1282,8**	**922,8**

Баланс мощности ОЭС Юга с учетом только с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	88180,0	91719,0	97248,0	99850,0	102148,0	104787,0	106883,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,8	4,0	6,0	2,7	2,3	2,6	2,0
Заряд ГАЭС	млн.кВт.ч	0,0	0,0	169,0	328,0	328,0	328,0	328,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	14073,0	14636,0	15357,0	15805,0	16136,0	16551,0	16853,0
Число часов использования максимума	час	6266	6267	6321	6297	6310	6311	6323
Экспорт мощности		22,5	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	2750,0	2860,0	3000,0	3085,0	3150,0	3227,0	3290,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**16845,5**	**17531,0**	**18392,0**	**18925,0**	**19321,0**	**19813,0**	**20178,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	18895,4	20283,9	21746,7	21246,9	21678,6	22671,5	23047,2
АЭС	тыс.кВт	2000,0	2000,0	3070,0	3070,0	3070,0	4140,0	4140,0
ГЭС	тыс.кВт	5602,6	5909,6	5952,4	5965,1	5976,8	5994,7	6370,4
ТЭС	тыс.кВт	11291,8	12373,3	12723,3	12210,8	12630,8	12535,8	12535,8
ВИЭ	тыс.кВт	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1425,9	1459,4	1420,0	1389,7	1390,9	1373,3	1386,0
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	438,5	783,0	1070,0	0,0	0,0	1070,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**17031,0**	**18041,5**	**19256,7**	**19857,2**	**20287,7**	**20228,2**	**21661,2**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**185,5**	**510,5**	**864,7**	**932,2**	**966,7**	**415,2**	**1483,2**

Баланс мощности ОЭС Урала с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	257986,0	262255,0	266654,0	270624,0	274412,0	278005,0	281684,0
Рост потребления электрической энергии	%	1,3	1,7	1,7	1,5	1,4	1,3	1,3
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	36108,0	36783,0	37349,0	37864,0	38352,0	38829,0	39307,0
Число часов использования максимума	час	7145	7130	7140	7147	7155	7160	7166
Экспорт мощности		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	7236,0	7371,0	7485,0	7585,0	7685,0	7780,0	7870,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**43344,0**	**44154,0**	**44834,0**	**45449,0**	**46037,0**	**46609,0**	**47177,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	47978,6	49465,6	53061,6	53904,2	53545,9	53762,1	53616,1
АЭС	тыс.кВт	600,0	600,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	тыс.кВт	1837,5	1849,5	1855,5	1858,5	1868,5	1908,5	1928,5
ТЭС	тыс.кВт	45538,9	47013,9	49723,9	50563,5	50195,2	50371,4	50205,4
ВИЭ	тыс.кВт	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	1232,5	1244,5	1190,5	1089,9	1076,0	1086,0	1105,8
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	565,0	1149,0	2350,0	1683,4	0,0	231,2	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**46181,1**	**47072,1**	**49521,1**	**51130,9**	**52469,9**	**52444,9**	**52510,3**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**2837,1**	**2918,1**	**4687,1**	**5681,9**	**6432,9**	**5835,9**	**5333,3**

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

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	209834,0	213622,0	223009,0	231447,0	239442,0	246493,0	249690,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,4	1,8	4,4	3,8	3,5	2,9	1,3
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	30372,0	31216,0	32589,0	33490,0	34761,0	35357,0	35844,0
Число часов использования максимума	час	6909	6843	6843	6911	6888	6972	6966
Экспорт мощности		80,4	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	6693,0	6880,0	7180,0	7380,0	7660,0	7785,0	7887,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**37145,4**	**38176,0**	**39849,0**	**40950,0**	**42501,0**	**43222,0**	**43811,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	49505,3	50913,3	51826,0	51719,0	51724,0	51719,0	51674,0
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	24267,4	25271,4	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25291,4
ТЭС	тыс.кВт	25237,9	25641,9	26554,6	26442,6	26442,6	26432,6	26382,6
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	9815,1	8276,2	8276,2	8281,2	8286,2	8276,2	8281,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	106,7	280,0	0,0	120,0	0,0	90,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	1600,0	1198,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**37983,5**	**41159,1**	**43549,8**	**43317,8**	**43437,8**	**43352,8**	**43392,8**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**838,1**	**2983,1**	**3700,8**	**2367,8**	**936,8**	**130,8**	**-418,2**

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

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	209834,0	213622,0	223009,0	231447,0	239442,0	246493,0	249690,0
Рост потребления электрической энергии	%	2,4	1,8	4,4	3,8	3,5	2,9	1,3
Собственный максимум	тыс.кВт	31963,0	32852,0	34297,0	35245,0	36583,0	37210,0	37723,0
Число часов использования максимума	час	6565	6503	6502	6567	6545	6624	6619
Экспорт мощности		80,4	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	7032,0	7227,0	7545,0	7754,0	8048,0	8186,0	8299,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**39075,4**	**40159,0**	**41922,0**	**43079,0**	**44711,0**	**45476,0**	**46102,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	49505,3	50913,3	51826,0	51719,0	51724,0	51719,0	51674,0
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	24267,4	25271,4	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25291,4
ТЭС	тыс.кВт	25237,9	25641,9	26554,6	26442,6	26442,6	26432,6	26382,6
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	9815,1	8276,2	8276,2	8281,2	8286,2	8276,2	8281,2
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	106,7	280,0	0,0	120,0	0,0	90,0	0,0
Запертая мощность	тыс.кВт	1600,0	1198,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**37983,5**	**41159,1**	**43549,8**	**43317,8**	**43437,8**	**43352,8**	**43392,8**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**-1091,9**	**1000,1**	**1627,8**	**238,8**	**-1273,2**	**-2123,2**	**-2709,2**

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

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	31833,0	33306,0	34357,0	35858,0	36668,0	37271,0	37862,0
Рост потребления электрической энергии	%	4,3	4,6	3,2	4,4	2,3	1,6	1,6
Максимум, совмещенный с ЕЭС	тыс.кВт	4421,0	4537,0	4686,0	4953,0	5067,0	5143,0	5228,0
Число часов использования максимума	час	7200	7341	7332	7240	7237	7247	7242
Экспорт мощности		2,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1018,0	1045,0	1080,0	1141,0	1167,0	1185,0	1204,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**5441,0**	**5586,0**	**5770,0**	**6098,0**	**6238,0**	**6332,0**	**6436,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9259,4	9186,4	9444,9	9587,9	9848,9	9297,9	9425,4
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	3340,0	3500,0	3660,0	3660,0	3675,0	3675,0
ТЭС	тыс.кВт	5919,4	5846,4	5944,9	5927,9	6188,9	5622,9	5750,4
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	139,8	139,8	139,8	139,8	139,8	139,8	136,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	0,0	139,5	0,0	0,0	125,0	263,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**9119,6**	**9046,6**	**9165,6**	**9448,1**	**9709,1**	**9033,1**	**9025,5**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**3678,6**	**3460,6**	**3395,6**	**3350,1**	**3471,1**	**2701,1**	**2589,5**

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

	Ед. измер.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
СПРОС								
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	31833,0	33306,0	34357,0	35858,0	36668,0	37271,0	37862,0
Рост потребления электрической энергии	%	4,3	4,6	3,2	4,4	2,3	1,6	1,6
Собственный максимум	тыс.кВт	5512,0	5657,0	5843,0	6175,0	6318,0	6412,0	6519,0
Число часов использования максимума	час	5775	5888	5880	5807	5804	5813	5808
Экспорт мощности		2,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Нормируемый резерв мощности	тыс.кВт	1268,0	1301,0	1344,0	1420,0	1453,0	1475,0	1499,0
Нормируемый резерв в % к максимуму	%	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
ИТОГО спрос на мощность	**тыс.кВт**	**6782,0**	**6962,0**	**7191,0**	**7599,0**	**7775,0**	**7891,0**	**8022,0**
ПОКРЫТИЕ								
Устан. мощность на конец года	тыс.кВт	9259,4	9186,4	9444,9	9587,9	9848,9	9297,9	9425,4
АЭС	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ГЭС	тыс.кВт	3340,0	3340,0	3500,0	3660,0	3660,0	3675,0	3675,0
ТЭС	тыс.кВт	5919,4	5846,4	5944,9	5927,9	6188,9	5622,9	5750,4
ВИЭ	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ограничения мощности на максимум нагрузки	тыс.кВт	139,8	139,8	139,8	139,8	139,8	139,8	136,9
Вводы мощности после прохождения максимума	тыс.кВт	0,0	0,0	139,5	0,0	0,0	125,0	263,0
Запертая мощность	тыс.кВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие спроса	**тыс.кВт**	**9119,6**	**9046,6**	**9165,6**	**9448,1**	**9709,1**	**9033,1**	**9025,5**
Собственный ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-) резервов	**тыс.кВт**	**2337,6**	**2084,6**	**1974,6**	**1849,1**	**1934,1**	**1142,1**	**1003,5**

Приложение № 12
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

РЕГИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ПЕРСПЕКТИВНЫХ БАЛАНСОВ МОЩНОСТИ С УЧЁТОМ ВВОДОВ С ВЫСОКОЙ ВЕРОЯТНОСТЬЮ РЕАЛИЗАЦИИ НА 2012-2018 ГОДЫ

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Северо-Запада с учётом вводов с высокой вероятностью реализации на 2012-2018 годы

МВт

ОЭС Северо-Запада	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС России	**13640**	**14981**	**15338**	**15731**	**16124**	**16466**	**16869**	**17209**
Архангельская область								
Потребность (собственный максимум)	**1244**	**1276**	**1314**	**1327**	**1340**	**1354**	**1368**	**1383**
Покрытие (установленная мощность)	**1704,2**	**1679,2**	**1679,2**	**1679,2**	**1679,2**	**1679,2**	**1679,2**	**1553,2**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1704,2	1679,2	1679,2	1679,2	1679,2	1679,2	1679,2	1553,2
ВИЭ								
Калининградская область								
Потребность (собственный максимум)	**723**	**771**	**788**	**806**	**824**	**842**	**950**	**1059**
Покрытие (установленная мощность)	**978,1**	**978,1**	**978,1**	**957,3**	**941,8**	**2135,8**	**2135,8**	**3329,8**
в том числе:								
АЭС						1194,0	1194,0	2388,0
ГЭС	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
ТЭС	971,3	971,3	971,3	950,5	935,0	935,0	935,0	935,0
ВИЭ	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Республика Карелия								
Потребность (собственный максимум)	**1339**	**1347**	**1358**	**1385**	**1398**	**1411**	**1425**	**1440**
Покрытие (установленная мощность)	**1112,5**	**1112,5**	**1112,5**	**1112,5**	**1112,5**	**1112,5**	**1112,5**	**1112,5**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	638,5	638,5	638,5	638,5	638,5	638,5	638,5	638,5
ТЭС	474,0	474,0	474,0	474,0	474,0	474,0	474,0	474,0
ВИЭ								
Мурманская область								
Потребность (собственный максимум)	**2005**	**2016**	**2028**	**2043**	**2064**	**2079**	**2096**	**2115**
Покрытие (установленная мощность)	**3734,9**	**3734,9**	**3733,9**	**3732,9**	**3732,9**	**3732,9**	**3732,9**	**3293,9**
в том числе:								
АЭС	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1760,0	1320,0
ГЭС	1594,6	1594,6	1593,6	1592,6	1592,6	1592,6	1592,6	1593,6
ТЭС	379,0	379,0	379,0	379,0	379,0	379,0	379,0	379,0
ВИЭ	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Республика Коми								
Потребность (собственный максимум)	**1316**	**1346**	**1382**	**1399**	**1415**	**1432**	**1449**	**1467**
Покрытие (установленная мощность)	**2388,0**	**2364,0**	**2364,0**	**2364,0**	**2364,0**	**2364,0**	**2364,0**	**2364,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2388,0	2364,0	2364,0	2364,0	2364,0	2364,0	2364,0	2364,0
ВИЭ								
Лен. обл. и Санкт-Петербург								
Потребность (собственный максимум)	**7420**	**7612**	**7842**	**8128**	**8432**	**8686**	**8910**	**9062**
Покрытие (установленная мощность)	**11851,9**	**12719,1**	**13135,1**	**13168,1**	**14394,1**	**14572,6**	**13573,6**	**14746,6**
в том числе:								
АЭС	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	5170,0	5340,0	4340,0	5510,0
ГЭС	690,6	703,8	709,8	709,8	709,8	718,3	726,8	729,8
ТЭС	7161,3	8015,3	8425,3	8458,3	8514,3	8514,3	8506,8	8506,8
ВИЭ								
Новгородская область								
Потребность (собственный максимум)	**689**	**720**	**738**	**762**	**775**	**789**	**804**	**819**
Покрытие (установленная мощность)	**264,0**	**414,0**	**414,0**	**414,0**	**414,0**	**414,0**	**414,0**	**414,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	264,0	414,0	414,0	414,0	414,0	414,0	414,0	414,0
ВИЭ								

ОЭС Северо-Запада	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Псковская область								
Потребность (собственный максимум)	**426**	**436**	**444**	**452**	**461**	**470**	**479**	**488**
Покрытие (установленная мощность)	**433,0**	**433,0**	**433,0**	**433,0**	**433,0**	**433,0**	**433,0**	**433,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
ТЭС	430,0	430,0	430,0	430,0	430,0	430,0	430,0	430,0
ВИЭ								

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Центра с учётом вводов с высокой вероятностью реализации на 2012-2018 годы

МВт

ОЭС Центра	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС России	**35149**	**36958**	**37805**	**38556**	**39700**	**40745**	**42010**	**43194**
Белгородская область								
Потребность (собственный максимум)	**2100**	**2171**	**2204**	**2273**	**2333**	**2368**	**2491**	**2562**
Покрытие (установленная мощность)	**268,0**	**268,0**	**268,0**	**268,0**	**222,0**	**222,0**	**222,0**	**222,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	268,0	268,0	268,0	268,0	222,0	222,0	222,0	222,0
ВИЭ								
Брянская область								
Потребность (собственный максимум)	**773**	**789**	**807**	**812**	**818**	**824**	**830**	**837**
Покрытие (установленная мощность)	**66,0**	**38,0**	**38,0**	**38,0**	**38,0**	**38,0**	**38,0**	**38,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	66,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0
ВИЭ								
Владимирская область								
Потребность (собственный максимум)	**1229**	**1211**	**1244**	**1263**	**1291**	**1320**	**1349**	**1363**
Покрытие (установленная мощность)	**418,5**	**418,5**	**666,5**	**666,5**	**666,5**	**573,5**	**573,5**	**480,5**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	418,5	418,5	666,5	666,5	666,5	573,5	573,5	480,5
ВИЭ								
Вологодская область								
Потребность (собственный максимум)	**2075**	**2083**	**2111**	**2139**	**2160**	**2193**	**2216**	**2232**
Покрытие (установленная мощность)	**1412,8**	**1554,8**	**1572,8**	**1992,8**	**1992,8**	**1992,8**	**1992,8**	**1992,8**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0
ТЭС	1326,8	1468,8	1486,8	1906,8	1906,8	1906,8	1906,8	1906,8
ВИЭ								
Воронежская область								
Потребность (собственный максимум)	**1664**	**1764**	**1869**	**1940**	**1972**	**2032**	**2078**	**2104**
Покрытие (установленная мощность)	**2136,6**	**2136,6**	**2142,6**	**3564,4**	**4763,2**	**4346,2**	**3929,2**	**3909,2**
в том числе:								
АЭС	1834,0	1834,0	1834,0	3032,8	4231,6	3814,6	3397,6	3397,6
ГЭС								
ТЭС	302,6	302,6	308,6	531,6	531,6	531,6	531,6	511,6
ВИЭ								
Ивановская область								
Потребность (собственный максимум)	**660**	**686**	**692**	**697**	**702**	**707**	**712**	**717**
Покрытие (установленная мощность)	**810,0**	**1135,0**	**1135,0**	**1135,0**	**1123,0**	**1123,0**	**1123,0**	**1123,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	810,0	1135,0	1135,0	1135,0	1123,0	1123,0	1123,0	1123,0
ВИЭ								
Калужская область								
Потребность (собственный максимум)	**911**	**1076**	**1166**	**1244**	**1328**	**1394**	**1446**	**1480**
Покрытие (установленная мощность)	**96,8**	**118,5**	**118,5**	**118,5**	**118,5**	**118,5**	**118,5**	**118,5**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	96,8	118,5	118,5	118,5	118,5	118,5	118,5	118,5
ВИЭ								
Костромская область								

ОЭС Центра	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Потребность (собственный максимум)	**654**	**684**	**687**	**690**	**692**	**695**	**697**	**700**
Покрытие (установленная мощность)	**3824,0**	**3824,0**	**3824,0**	**3824,0**	**3824,0**	**3818,0**	**3818,0**	**3818,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3824,0	3824,0	3824,0	3824,0	3824,0	3818,0	3818,0	3818,0
ВИЭ								
Курская область								
Потребность (собственный максимум)	**1232**	**1246**	**1251**	**1257**	**1265**	**1281**	**1290**	**1299**
Покрытие (установленная мощность)	**4347,7**	**4347,7**	**4347,7**	**4347,7**	**4454,7**	**4427,7**	**4427,7**	**4427,7**
в том числе:								
АЭС	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0
ГЭС								
ТЭС	347,7	347,7	347,7	347,7	454,7	427,7	427,7	427,7
ВИЭ								
Липецкая область								
Потребность (собственный максимум)	**1634**	**1647**	**1697**	**1741**	**1784**	**1837**	**1879**	**1935**
Покрытие (установленная мощность)	**923,5**	**1073,5**	**1163,5**	**1163,5**	**1201,5**	**1195,5**	**1135,5**	**1131,5**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	923,5	1073,5	1163,5	1163,5	1201,5	1195,5	1135,5	1131,5
ВИЭ								
Московская область + Москва								
Потребность (собственный максимум)	**16586**	**17681**	**18070**	**18413**	**19186**	**19858**	**20732**	**21519**
Покрытие (установленная мощность)	**18158,8**	**18954,2**	**19979,6**	**20609,6**	**20439,6**	**20379,6**	**20189,6**	**20189,6**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4
ГАЭС	1200,0	1620,0	1830,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0
ТЭС	16875,4	17250,8	18066,2	18486,2	18316,2	18256,2	18066,2	18066,2
ВИЭ								
Орловская область								
Потребность (собственный максимум)	**472**	**508**	**516**	**520**	**523**	**526**	**529**	**533**
Покрытие (установленная мощность)	**366,0**	**396,0**	**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	396,0
ВИЭ								
Рязанская область								
Потребность (собственный максимум)	**1034**	**1120**	**1140**	**1172**	**1215**	**1259**	**1286**	**1408**
Покрытие (установленная мощность)	**3623,0**	**3641,0**	**3756,0**	**3816,0**	**3791,0**	**3791,0**	**3766,0**	**3766,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3623,0	3641,0	3756,0	3816,0	3791,0	3791,0	3766,0	3766,0
ВИЭ								
Смоленская область								
Потребность (собственный максимум)	**968**	**1084**	**1102**	**1110**	**1118**	**1126**	**1134**	**1142**
Покрытие (установленная мощность)	**4033,0**	**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	3000,0
ГЭС								
ТЭС	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0	1033,0
ВИЭ								
Тамбовская область								
Потребность (собственный максимум)	**622**	**639**	**652**	**665**	**677**	**688**	**700**	**711**
Покрытие (установленная мощность)	**381,0**	**381,0**	**381,0**	**381,0**	**381,0**	**356,0**	**356,0**	**356,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	356,0	356,0	356,0
ВИЭ								
Тверская область								
Потребность (собственный максимум)	**1250**	**1402**	**1422**	**1440**	**1458**	**1478**	**1499**	**1520**

ОЭС Центра	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Покрытие (установленная мощность)	**5775,6**	**6775,6**	**6775,6**	**6775,6**	**6775,6**	**6775,6**	**6775,6**	**6775,6**
в том числе:								
АЭС	3000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0
ГЭС	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
ТЭС	2773,0	2773,0	2773,0	2773,0	2773,0	2773,0	2773,0	2773,0
ВИЭ								
Тульская область								
Потребность (собственный максимум)	**1621**	**1685**	**1728**	**1759**	**1797**	**1813**	**1842**	**1872**
Покрытие (установленная мощность)	**2409,5**	**2813,3**	**3142,1**	**3142,1**	**3002,1**	**2592,1**	**2452,1**	**2452,1**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2409,5	2813,3	3142,1	3142,1	3002,1	2592,1	2452,1	2452,1
ВИЭ								
Ярославская область								
Потребность (собственный максимум)	**1393**	**1427**	**1437**	**1450**	**1470**	**1490**	**1511**	**1533**
Покрытие (установленная мощность)	**1272,1**	**1122,1**	**1572,1**	**1582,1**	**1582,1**	**1592,1**	**1602,1**	**1612,1**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	466,6	466,6	466,6	476,6	476,6	486,6	496,6	506,6
ТЭС	805,5	655,5	1105,5	1105,5	1105,5	1105,5	1105,5	1105,5
ВИЭ								

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Средней Волги с учётом вводов с высокой вероятностью реализации на 2012-2018 годы

МВт

ОЭС Средней Волги	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС России	**16149**	**17366**	**17780**	**18088**	**18455**	**18813**	**19114**	**19436**
Республика Марий-Эл								
Потребность (собственный максимум)	**561**	**566**	**572**	**577**	**583**	**588**	**594**	**600**
Покрытие (установленная мощность)	**248,1**	**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	248,1
ВИЭ								
Республика Мордовия								
Потребность (собственный максимум)	**542**	**575**	**585**	**595**	**606**	**617**	**627**	**637**
Покрытие (установленная мощность)	**443,0**	**443,0**	**443,0**	**443,0**	**443,0**	**383,0**	**383,0**	**383,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	383,0	383,0	383,0
ВИЭ								
Нижегородская область								
Потребность (собственный максимум)	**3596**	**3806**	**3942**	**4019**	**4143**	**4280**	**4332**	**4406**
Покрытие (установленная мощность)	**2514,0**	**2464,0**	**2464,0**	**2794,0**	**2697,0**	**2700,0**	**2703,0**	**2706,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	520,0	520,0	520,0	520,0	523,0	526,0	529,0	532,0
ТЭС	1994,0	1944,0	1944,0	2274,0	2174,0	2174,0	2174,0	2174,0
ВИЭ								
Пензенская область								
Потребность (собственный максимум)	**810**	**832**	**852**	**867**	**882**	**897**	**913**	**929**
Покрытие (установленная мощность)	**435,0**	**435,0**	**435,0**	**435,0**	**410,0**	**410,0**	**410,0**	**410,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	435,0	435,0	435,0	435,0	410,0	410,0	410,0	410,0
ВИЭ								
Самарская область								
Потребность (собственный максимум)	**3699**	**3838**	**3929**	**3997**	**4067**	**4135**	**4206**	**4279**
Покрытие (установленная мощность)	**5524,9**	**5914,2**	**5945,2**	**5966,2**	**5588,7**	**5395,7**	**5427,2**	**5427,2**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2341,0	2341,0	2362,0	2383,0	2414,5	2456,5	2488,0	2488,0
ТЭС	3183,9	3573,2	3583,2	3583,2	3174,2	2939,2	2939,2	2939,2
ВИЭ								
Саратовская область								
Потребность (собственный максимум)	**2127**	**2251**	**2291**	**2306**	**2327**	**2350**	**2372**	**2389**
Покрытие (установленная мощность)	**6692,0**	**6737,0**	**6746,0**	**6746,0**	**6678,0**	**6684,0**	**6697,0**	**6709,0**
в том числе:								
АЭС	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0
ГЭС	1360,0	1369,0	1378,0	1378,0	1378,0	1384,0	1397,0	1409,0
ТЭС	1332,0	1368,0	1368,0	1368,0	1300,0	1300,0	1300,0	1300,0
ВИЭ								
Республика Татарстан								
Потребность (собственный максимум)	**3931**	**4110**	**4177**	**4261**	**4362**	**4439**	**4540**	**4641**
Покрытие (установленная мощность)	**6836,0**	**6836,0**	**6836,0**	**6946,0**	**7031,0**	**7031,0**	**7031,0**	**7031,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0
ТЭС	5631,0	5631,0	5631,0	5741,0	5826,0	5826,0	5826,0	5826,0
ВИЭ								

ОЭС Средней Волги	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Ульяновская область								
Потребность (собственный максимум)	**1037**	**1092**	**1127**	**1151**	**1169**	**1187**	**1205**	**1224**
Покрытие (установленная мощность)	**944,5**	**944,5**	**944,5**	**944,5**	**944,5**	**944,5**	**944,5**	**944,5**
в том числе:								
АЭС	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0
ГЭС								
ТЭС	872,5	872,5	872,5	872,5	872,5	872,5	872,5	872,5
ВИЭ								
Чувашская Республика								
Потребность (собственный максимум)	**897**	**945**	**969**	**990**	**1005**	**1023**	**1039**	**1057**
Покрытие (установленная мощность)	**2180,2**	**2180,2**	**2260,2**	**2260,2**	**2260,2**	**2260,2**	**2260,2**	**2260,2**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0	1370,0
ТЭС	810,0	810,0	890,0	890,0	890,0	890,0	890,0	890,0
ВИЭ	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Юга с учётом вводов с высокой вероятностью реализации на 2012-2018 годы

МВт

ОЭС Юга	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС России	**13452**	**14073**	**14636**	**15357**	**15805**	**16136**	**16551**	**16853**
Астраханская область								
Потребность (собственный максимум)	**741**	**763**	**783**	**805**	**818**	**831**	**843**	**856**
Покрытие (установленная мощность)	**514,0**	**749,0**	**793,0**	**793,0**	**793,0**	**793,0**	**793,0**	**793,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	514,0	749,0	793,0	793,0	793,0	793,0	793,0	793,0
ВИЭ								
Волгоградская область								
Потребность (собственный максимум)	**2889**	**2926**	**2955**	**2985**	**3011**	**3043**	**3071**	**3097**
Покрытие (установленная мощность)	**4161,5**	**4172,0**	**4193,0**	**4214,0**	**4224,5**	**4235,0**	**4245,5**	**4266,5**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2614,5	2625,0	2646,0	2667,0	2677,5	2688,0	2698,5	2719,5
ТЭС	1547,0	1547,0	1547,0	1547,0	1547,0	1547,0	1547,0	1547,0
ВИЭ								
Чеченская Республика								
Потребность (собственный максимум)	**434**	**451**	**475**	**495**	**516**	**537**	**560**	**583**
Покрытие (установленная мощность)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС								
ВИЭ								
Республика Дагестан								
Потребность (собственный максимум)	**1072**	**1100**	**1140**	**1169**	**1256**	**1288**	**1334**	**1380**
Покрытие (установленная мощность)	**1818,5**	**1819,1**	**1935,1**	**1951,1**	**1951,1**	**1951,1**	**1951,1**	**1951,1**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1782,5	1783,1	1899,1	1915,1	1915,1	1915,1	1915,1	1915,1
ТЭС	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
ВИЭ								
Республика Ингушетия								
Потребность (собственный максимум)	**120**	**129**	**137**	**147**	**157**	**167**	**179**	**191**
Покрытие (установленная мощность)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС								
ВИЭ								
Кабардино-Балкарская Республика								
Потребность (собственный максимум)	**284**	**285**	**291**	**294**	**297**	**301**	**304**	**307**
Покрытие (установленная мощность)	**177,2**	**177,2**	**206,0**	**206,0**	**206,0**	**206,0**	**206,0**	**206,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	155,2	155,2	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0
ТЭС	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ВИЭ								
Республика Калмыкия								
Потребность (собственный максимум)	**99**	**106**	**124**	**126**	**127**	**129**	**130**	**132**
Покрытие (установленная мощность)	**19,0**	**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	18,0
ВИЭ	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

ОЭС Юга	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Карачаево-Черкесская Республика								
Потребность (собственный максимум)	**226**	**228**	**230**	**233**	**235**	**238**	**241**	**244**
Покрытие (установленная мощность)	**174,6**	**174,6**	**315,8**	**315,8**	**315,8**	**315,8**	**315,8**	**315,8**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	160,6	160,6	161,8	161,8	161,8	161,8	161,8	161,8
ГАЭС			140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0
ТЭС	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
ВИЭ								
Краснодарский край и Республика Адыгея								
Потребность (собственный максимум)	**3658**	**4004**	**4410**	**4905**	**5165**	**5347**	**5500**	**5625**
Покрытие (установленная мощность)	**1394,9**	**2210,9**	**3113,4**	**3113,4**	**2910,9**	**2910,9**	**2815,9**	**2815,9**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	86,7	86,7	86,7	86,7	86,7	86,7	86,7	86,7
ТЭС	1308,2	2124,2	3026,7	3026,7	2824,2	2824,2	2729,2	2729,2
ВИЭ								
Ростовская область								
Потребность (собственный максимум)	**2859**	**2926**	**2942**	**3061**	**3083**	**3107**	**3230**	**3267**
Покрытие (установленная мощность)	**4812,0**	**4865,9**	**4865,9**	**6285,9**	**6305,9**	**6305,9**	**7375,9**	**7375,9**
в том числе:								
АЭС	2000,0	2000,0	2000,0	3070,0	3070,0	3070,0	4140,0	4140,0
ГЭС	209,0	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5	211,5
ТЭС	2603,0	2654,4	2654,4	3004,4	3024,4	3024,4	3024,4	3024,4
ВИЭ								
Республика Северная Осетия-Алания								
Потребность (собственный максимум)	**405**	**423**	**430**	**436**	**444**	**451**	**459**	**467**
Покрытие (установленная мощность)	**100,6**	**107,0**	**107,0**	**107,0**	**107,0**	**107,0**	**110,3**	**455,9**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	94,6	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	104,3	449,9
ТЭС	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
ВИЭ								
Ставропольский край								
Потребность (собственный максимум)	**1528**	**1535**	**1554**	**1578**	**1598**	**1618**	**1645**	**1666**
Покрытие (установленная мощность)	**4600,7**	**4600,7**	**4735,7**	**4741,5**	**4413,7**	**4834,9**	**4839,0**	**4848,1**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	479,5	479,5	479,5	485,3	487,5	488,7	492,8	501,9
ТЭС	4121,2	4121,2	4256,2	4256,2	3926,2	4346,2	4346,2	4346,2
ВИЭ								

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Урала с учётом вводов с высокой вероятностью реализации на 2012-2018 годы

МВт

ОЭС Урала	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС России	**35737**	**36108**	**36783**	**37349**	**37864**	**38352**	**38829**	**39307**
Республика Башкортостан								
Потребность (собственный максимум)	**3813**	**3816**	**3879**	**3970**	**4036**	**4111**	**4188**	**4266**
Покрытие (установленная мощность)	**4876,2**	**4807,5**	**5227,5**	**5167,5**	**5142,5**	**5142,5**	**5142,5**	**5142,5**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	224,5	224,5	224,5	224,5	224,5	224,5	224,5	224,5
ТЭС	4649,5	4580,8	5000,8	4940,8	4915,8	4915,8	4915,8	4915,8
ВИЭ	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Кировская область								
Потребность (собственный максимум)	**1232**	**1273**	**1294**	**1324**	**1351**	**1374**	**1399**	**1424**
Покрытие (установленная мощность)	**929,3**	**869,3**	**884,3**	**1219,3**	**1169,3**	**1040,0**	**960,0**	**960,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	929,3	869,3	884,3	1219,3	1169,3	1040,0	960,0	960,0
ВИЭ								
Курганская область								
Потребность (собственный максимум)	**792**	**815**	**831**	**846**	**859**	**873**	**886**	**899**
Покрытие (установленная мощность)	**450,0**	**672,0**	**672,0**	**672,0**	**672,0**	**672,0**	**672,0**	**672,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	450,0	672,0	672,0	672,0	672,0	672,0	672,0	672,0
ВИЭ								
Оренбургская область								
Потребность (собственный максимум)	**2494**	**2505**	**2533**	**2576**	**2615**	**2650**	**2695**	**2741**
Покрытие (установленная мощность)	**3665,0**	**3665,0**	**3665,0**	**3665,0**	**3670,0**	**3675,0**	**3675,0**	**3625,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
ТЭС	3635,0	3635,0	3635,0	3635,0	3640,0	3645,0	3645,0	3595,0
ВИЭ								
Пермский край								
Потребность (собственный максимум)	**3511**	**3641**	**3734**	**3779**	**3867**	**3918**	**3964**	**4025**
Покрытие (установленная мощность)	**6465,7**	**6754,7**	**6766,7**	**7002,7**	**7242,8**	**7196,8**	**7236,8**	**7115,8**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1570,0	1576,0	1588,0	1594,0	1597,0	1607,0	1647,0	1667,0
ТЭС	4895,7	5178,7	5178,7	5408,7	5645,8	5589,8	5589,8	5448,8
ВИЭ								
Свердловская область								
Потребность (собственный максимум)	**6748**	**6934**	**7046**	**7130**	**7243**	**7404**	**7557**	**7684**
Покрытие (установленная мощность)	**9669,9**	**9730,9**	**9730,9**	**11260,9**	**11410,4**	**11307,4**	**11563,6**	**11588,6**
в том числе:								
АЭС	600,0	600,0	600,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ГЭС	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
ТЭС	9062,9	9123,9	9123,9	9773,9	9923,4	9820,4	10076,6	10101,6
ВИЭ								
Тюменская область + ЯНАО + ХМАО								
Потребность (собственный максимум)	**11567**	**11696**	**11935**	**12148**	**12247**	**12338**	**12416**	**12497**
Покрытие (установленная мощность)	**13856,5**	**15182,8**	**15592,8**	**15592,8**	**16420,8**	**16420,8**	**16420,8**	**16420,8**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	13856,5	15182,8	15592,8	15592,8	16420,8	16420,8	16420,8	16420,8
ВИЭ								
Удмуртская Республика								
Потребность (собственный максимум)	**1469**	**1517**	**1545**	**1574**	**1622**	**1651**	**1681**	**1712**
Покрытие (установленная мощность)	**575,1**	**575,1**	**805,1**	**805,1**	**805,1**	**805,1**	**805,1**	**805,1**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	575,1	575,1	805,1	805,1	805,1	805,1	805,1	805,1

ОЭС Урала	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ВИЭ								
Челябинская область								
Потребность (собственный максимум)	**5418**	**5416**	**5519**	**5558**	**5602**	**5631**	**5661**	**5697**
Покрытие (установленная мощность)	**5233,3**	**5721,3**	**6121,3**	**7676,3**	**7371,3**	**7286,3**	**7286,3**	**7286,3**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5233,3	5721,3	6121,3	7676,3	7371,3	7286,3	7286,3	7286,3
ВИЭ								

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Сибири с учётом вводов с высокой вероятностью реализации на 2012-2018 годы

МВт

ОЭС Сибири	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС России	**29442**	**30372**	**31216**	**32589**	**33490**	**34761**	**35357**	**35844**
Республика Алтай и Алтайский край								
Потребность (собственный максимум)	**1975**	**1992**	**2017**	**2057**	**2090**	**2123**	**2195**	**2229**
Покрытие (установленная мощность)	**1663,1**	**1663,1**	**1663,1**	**1663,1**	**1663,1**	**1663,1**	**1663,1**	**1663,1**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1663,1	1663,1	1663,1	1663,1	1663,1	1663,1	1663,1	1663,1
ВИЭ								
Республика Бурятия								
Потребность (собственный максимум)	**986**	**1012,0**	**1047,0**	**1062,0**	**1077,0**	**1095,0**	**1114,0**	**1127,0**
Покрытие (установленная мощность)	**1303,2**	**1322,7**	**1322,7**	**1322,7**	**1322,7**	**1322,7**	**1322,7**	**1322,7**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1303,2	1322,7	1322,7	1322,7	1322,7	1322,7	1322,7	1322,7
ВИЭ								
Иркутская область								
Потребность (собственный максимум)	**7987**	**8198**	**8369**	**9165**	**9538**	**10085**	**10256**	**10354**
Покрытие (установленная мощность)	**13157,1**	**13202,1**	**13202,1**	**13262,8**	**13262,8**	**13282,8**	**13302,8**	**13302,8**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4
ТЭС	4068,7	4113,7	4113,7	4174,4	4174,4	4194,4	4214,4	4214,4
ВИЭ								
Красноярский край								
Потребность (собственный максимум)	**6385**	**6607**	**6885**	**7155**	**7412**	**7910**	**8002**	**8089**
Покрытие (установленная мощность)	**11500,4**	**13721,4**	**14720,4**	**15520,4**	**15460,4**	**15460,4**	**15460,4**	**15460,4**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	6005,0	8003,0	9002,0	9002,0	9002,0	9002,0	9002,0	9002,0
ТЭС	5495,4	5718,4	5718,4	6518,4	6458,4	6458,4	6458,4	6458,4
ВИЭ								
Кемеровская область								
Потребность (собственный максимум)	**4878**	**5016**	**5174**	**5335**	**5478**	**5571**	**5687**	**5802**
Покрытие (установленная мощность)	**5069,5**	**5044,5**	**5348,5**	**5372,5**	**5172,5**	**5122,5**	**5072,5**	**5022,5**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	5069,5	5044,5	5348,5	5372,5	5172,5	5122,5	5072,5	5022,5
ВИЭ								
Новосибирская область								
Потребность (собственный максимум)	**2531**	**2676**	**2756**	**2795**	**2845**	**2909**	**2973**	**3038**
Покрытие (установленная мощность)	**3009,5**	**3009,5**	**3034,5**	**3044,5**	**3059,5**	**3094,5**	**3119,5**	**3124,5**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	455,0	455,0	460,0	460,0	465,0	470,0	475,0	480,0
ТЭС	2554,5	2554,5	2574,5	2584,5	2594,5	2624,5	2644,5	2644,5
ВИЭ								
Омская область								
Потребность (собственный максимум)	**1762**	**1772**	**1807**	**1839**	**1872**	**1901**	**1920**	**1940**
Покрытие (установленная мощность)	**1536,0**	**1636,0**	**1596,0**	**1614,0**	**1752,0**	**1752,0**	**1752,0**	**1752,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1536,0	1636,0	1596,0	1614,0	1752,0	1752,0	1752,0	1752,0
ВИЭ								
Республика Тыва								
Потребность (собственный максимум)	**151**	**156**	**165**	**200**	**201**	**214**	**226**	**244**
Покрытие (установленная мощность)	**39,5**	**39,5**	**62,0**	**62,0**	**62,0**	**62,0**	**62,0**	**62,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	39,5	39,5	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0

ОЭС Сибири	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ВИЭ								
Томская область								
Потребность (собственный максимум)	**1384**	**1403**	**1422**	**1445**	**1466**	**1485**	**1508**	**1529**
Покрытие (установленная мощность)	**1231,2**	**1247,2**	**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	1247,2
ВИЭ								
Республика Хакассия								
Потребность (собственный максимум)	**2362**	**2405**	**2438**	**2459**	**2469**	**2480**	**2491**	**2502**
Покрытие (установленная мощность)	**7038,5**	**7038,5**	**7136,0**	**7136,0**	**7136,0**	**7136,0**	**7136,0**	**7136,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0	6721,0
ТЭС	317,5	317,5	415,0	415,0	415,0	415,0	415,0	415,0
ВИЭ								
Забайкальский край								
Потребность (собственный максимум)	**1228**	**1246**	**1306**	**1343**	**1370**	**1405**	**1443**	**1482**
Покрытие (установленная мощность)	**1377,0**	**1580,8**	**1580,8**	**1580,8**	**1580,8**	**1580,8**	**1580,8**	**1580,8**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1377,0	1580,8	1580,8	1580,8	1580,8	1580,8	1580,8	1580,8
ВИЭ								

Региональная структура перспективных балансов мощности ОЭС Востока с учётом вводов с высокой вероятностью реализации на 2012-2018 годы

МВт

ОЭС Востока	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
Максимум ОЭС совмещенный с ЕЭС России	**4200**	**4421**	**4537**	**4686**	**4953**	**5067**	**5143**	**5228**
Амурская область								
Потребность (собственный максимум)	**1270**	**1342**	**1358**	**1378**	**1402**	**1421**	**1436**	**1452**
Покрытие (установленная мощность)	**3722,0**	**3722,0**	**3722,0**	**3882,0**	**4025,0**	**4006,0**	**4021,0**	**4131,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	3340,0	3340,0	3340,0	3500,0	3660,0	3660,0	3675,0	3675,0
ТЭС	382,0	382,0	382,0	382,0	365,0	346,0	346,0	456,0
ВИЭ								
Хабаровский край + ЕАО								
Потребность (собственный максимум)	**1641**	**1685**	**1741**	**1756**	**1798**	**1833**	**1866**	**1901**
Покрытие (установленная мощность)	**2257,6**	**2257,6**	**2184,6**	**2184,6**	**2184,6**	**2094,6**	**1854,6**	**1779,1**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2257,6	2257,6	2184,6	2184,6	2184,6	2094,6	1854,6	1779,1
ВИЭ								
Приморский край								
Потребность (собственный максимум)	**2198**	**2284**	**2336**	**2455**	**2663**	**2717**	**2764**	**2820**
Покрытие (установленная мощность)	**2612,0**	**2661,8**	**2661,8**	**2760,3**	**2760,3**	**3130,3**	**2852,3**	**2945,3**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2612,0	2661,8	2661,8	2760,3	2760,3	3130,3	2852,3	2945,3
ВИЭ								
Южно-Якутский энергорайон								
Потребность (собственный максимум)	**259**	**285**	**308**	**343**	**406**	**443**	**444**	**445**
Покрытие (установленная мощность)	**618,0**	**618,0**	**618,0**	**618,0**	**618,0**	**618,0**	**570,0**	**570,0**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0	570,0	570,0
ВИЭ								

Приложение № 13
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

Перспективные балансы электрической энергии по ОЭС и ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2012–2018 годы

Баланс электрической энергии ЕЭС России с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	1021,48	1045,60	1076,44	1103,70	1129,94	1154,81	1175,30
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	3,28	4,12	4,28	4,28	4,28	4,28
Экспорт	млрд.кВт.ч	16,76	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31
Импорт	млрд.кВт.ч							
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**1038,24**	**1055,91**	**1086,74**	**1114,01**	**1140,25**	**1165,11**	**1185,61**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**1038,24**	**1055,91**	**1086,74**	**1114,01**	**1140,25**	**1165,11**	**1185,61**
ГЭС	млрд.кВт.ч	167,04	174,11	177,22	182,60	183,55	183,55	184,33
АЭС	млрд.кВт.ч	175,89	179,00	181,40	199,90	220,80	221,40	223,80
ТЭС	млрд.кВт.ч	695,31	702,79	728,11	731,50	735,89	760,16	777,47
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Установленная мощность- всего	**МВт**	**228306,3**	**235333,0**	**244577,0**	**246634,6**	**247068,5**	**245948,1**	**247970,3**
ГЭС	МВт	47052,7	48620,7	49069,5	49284,7	49380,9	49524,8	49954,5
АЭС	МВт	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ТЭС	МВт	155977,8	161436,5	167082,9	166556,5	165947,2	165029,9	164698,4
ВИЭ	МВт	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6962	7085	6384	6494	6959	7055	6719
ТЭС	час/год	4458	4353	4358	4392	4435	4606	4721

Баланс электрической энергии ЕЭС России без ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	989,65	1012,30	1042,08	1067,84	1093,27	1117,54	1137,44
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	3,28	4,12	4,28	4,28	4,28	4,28
Экспорт	млрд.кВт.ч	16,74	10,27	10,27	10,27	10,27	10,27	10,27
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из ОЭС Востока	млрд.кВт.ч	0,14						
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**1006,25**	**1022,57**	**1052,35**	**1078,11**	**1103,55**	**1127,81**	**1147,71**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**1006,25**	**1022,57**	**1052,35**	**1078,11**	**1103,55**	**1127,81**	**1147,71**
ГЭС	млрд.кВт.ч	156,41	162,86	165,87	170,65	170,65	170,65	171,43
АЭС	млрд.кВт.ч	175,89	179,00	181,40	199,90	220,80	221,40	223,80
ТЭС	млрд.кВт.ч	673,95	680,70	705,07	707,56	712,09	735,75	752,47
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Установленная мощность- всего	**МВт**	**219046,9**	**226146,6**	**235132,1**	**237046,7**	**237219,6**	**236650,2**	**238544,9**
ГЭС	МВт	43712,7	45280,7	45569,5	45624,7	45720,9	45849,8	46279,5
АЭС	МВт	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ТЭС	МВт	150058,4	155590,1	161138,0	160628,6	159758,3	159407,0	158948,0
ВИЭ	МВт	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6962	7085	6384	6494	6959	7055	6719
ТЭС	час/год	4491	4375	4376	4405	4457	4616	4734

Баланс электрической энергии европейской части ЕЭС с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	779,82	798,68	819,07	836,40	853,83	871,04	887,75
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	3,28	4,12	4,28	4,28	4,28	4,28
Экспорт	млрд.кВт.ч	16,34	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд.кВт.ч	5,16	1,0	1,0	1,0	3,0	3,0	4,0
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**801,32**	**809,43**	**829,82**	**847,15**	**866,58**	**883,79**	**901,50**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**801,32**	**809,43**	**829,82**	**847,15**	**866,58**	**883,79**	**901,50**
ГЭС	млрд.кВт.ч	63,97	62,21	63,15	63,27	63,27	63,27	64,06
АЭС	млрд.кВт.ч	175,89	179,00	181,40	199,90	220,80	221,40	223,80
ТЭС	млрд.кВт.ч	561,45	568,21	585,26	583,97	582,50	599,11	613,63
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Установленная мощность- всего	**МВт**	**169541,6**	**175233,3**	**183306,1**	**185327,7**	**185495,6**	**184931,2**	**186870,9**
ГЭС	МВт	19445,3	20009,3	20298,1	20348,3	20439,5	20563,4	20988,1
АЭС	МВт	25266,0	25266,0	28414,8	30783,6	31730,6	31383,6	33307,6
ТЭС	МВт	124820,5	129948,2	134583,4	134186,0	133315,7	132974,4	132565,4
ВИЭ	МВт	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6962	7085	6384	6494	6959	7055	6719
ТЭС	час/год	4498	4373	4349	4352	4369	4505	4629

Баланс электрической энергии ОЭС Северо-Запада с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	94,83	97,20	99,57	102,01	104,44	106,97	109,07
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	13,17	6,57	6,57	6,57	6,57	6,57	6,57
в Балтию	млрд.кВт.ч	2,62	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63
в Финляндию	млрд.кВт.ч	10,55	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	0,31	0,30	0,30	3,30	0,30	0,30	0,30
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**107,69**	**103,47**	**105,84**	**105,28**	**110,71**	**113,24**	**115,34**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**107,69**	**103,47**	**105,84**	**105,28**	**110,71**	**113,24**	**115,34**
ГЭС	млрд.кВт.ч	12,66	12,67	12,67	12,67	12,67	12,67	12,67
АЭС	млрд.кВт.ч	37,54	35,50	36,20	35,50	42,20	46,00	46,90
ТЭС	млрд.кВт.ч	57,49	55,30	56,96	57,11	55,84	54,57	55,77
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Установленная мощность- всего	**МВт**	**23434,8**	**23849,8**	**23861,0**	**25071,5**	**26444,0**	**25445,0**	**27247,0**
ГЭС	МВт	2941,6	2946,6	2945,6	2945,6	2954,1	2962,6	2966,6
АЭС	МВт	5760,0	5760,0	5760,0	6930,0	8294,0	7294,0	9218,0
ТЭС	МВт	14726,8	15136,8	15149,0	15189,5	15189,5	15182,0	15056,0
ВИЭ	МВт	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6517	6163	6285	5123	5088	6307	5088
ТЭС	час/год	3904	3653	3760	3760	3676	3594	3704

Баланс электрической энергии ОЭС Центра с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	228,90	235,17	241,02	247,08	253,60	259,89	266,65
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч	2,58	3,28	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
в Беларусь	млрд.кВт.ч	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	14,51	10,91	13,41	15,91	9,41	10,91	9,41
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**246,41**	**249,08**	**257,43**	**265,99**	**266,01**	**273,79**	**279,06**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**246,41**	**249,08**	**257,43**	**265,99**	**266,01**	**273,79**	**279,06**
ГЭС	млрд.кВт.ч	3,44	3,90	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40
АЭС	млрд.кВт.ч	88,96	92,20	95,20	108,30	112,50	110,70	108,40
ТЭС	млрд.кВт.ч	154,01	152,97	157,82	153,28	149,10	158,69	166,25
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность- всего	**МВт**	**53030,8**	**55312,0**	**57853,8**	**58804,6**	**57770,6**	**56948,6**	**56841,6**
ГЭС	МВт	2258,6	2468,6	2688,6	2688,6	2698,6	2708,6	2718,6
АЭС	МВт	12834,0	12834,0	14032,8	15231,6	14814,6	14397,6	14397,6
ТЭС	МВт	37938,2	40009,4	41132,4	40884,4	40257,4	39842,4	39725,4
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленная мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	6932	7184	6784	7110	7594	7689	7529
ТЭС	час/год	4060	3823	3837	3749	3704	3983	4185

Баланс электрической энергии ОЭС Юга с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	88,18	91,72	97,25	99,85	102,15	104,79	106,88
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч			0,17	0,33	0,33	0,33	0,33
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
в Азербайджан	млрд.кВт.ч	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	7,10	5,11	7,11	5,61	1,11	4,11	1,11
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**81,21**	**86,74**	**90,27**	**94,37**	**101,17**	**100,81**	**105,91**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**81,21**	**86,74**	**90,27**	**94,37**	**101,17**	**100,81**	**105,91**
ГЭС	млрд.кВт.ч	20,78	20,39	20,83	20,95	20,95	20,95	21,73
АЭС	млрд.кВт.ч	14,72	16,00	15,10	18,60	23,80	22,90	26,90
ТЭС	млрд.кВт.ч	45,71	50,36	54,34	54,83	56,42	56,96	57,27
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность- всего	**МВт**	**18895,4**	**20283,9**	**21746,7**	**21246,9**	**21678,6**	**22671,5**	**23047,2**
ГЭС	МВт	5602,6	5909,6	5952,4	5965,1	5976,8	5994,7	6370,4
АЭС	МВт	2000,0	2000,0	3070,0	3070,0	3070,0	4140,0	4140,0
ТЭС	МВт	11291,8	12373,3	12723,3	12210,8	12630,8	12535,8	12535,8
ВИЭ	МВт	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	7362	8000	4919	6059	7752	5531	6498
ТЭС	час/год	4048	4070	4271	4490	4467	4544	4569

Баланс электрической энергии Средней Волги с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	109,92	112,33	114,58	116,83	119,23	121,39	123,46
Экспорт в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	8,50	2,00	3,00	2,00		1,50	
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	10,60	7,50	9,00	9,00	8,00	8,00	8,00
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**107,86**	**106,88**	**108,63**	**109,88**	**111,28**	**114,94**	**115,51**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**107,86**	**106,88**	**108,63**	**109,88**	**111,28**	**114,94**	**115,51**
ГЭС	млрд.кВт.ч	21,69	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29	20,29
АЭС	млрд.кВт.ч	30,54	31,10	30,70	30,20	32,00	31,10	30,90
ТЭС	млрд.кВт.ч	55,64	55,50	57,65	59,39	59,00	63,56	64,32
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность- всего	**МВт**	**26202,0**	**26322,0**	**26783,0**	**26300,5**	**26056,5**	**26104,0**	**26119,0**
ГЭС	МВт	6805,0	6835,0	6856,0	6890,5	6941,5	6989,0	7004,0
АЭС	МВт	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0	4072,0
ТЭС	МВт	15324,8	15414,8	15854,8	15337,8	15042,8	15042,8	15042,8
ВИЭ	МВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
АЭС	час/год	7499	7638	7539	7417	7859	7638	7588
ТЭС	час/год	3630	3600	3636	3872	3922	4225	4276

Баланс электрической энергии ОЭС Урала с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	257,99	262,26	266,65	270,62	274,41	278,01	281,68
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт	млрд.кВт.ч							
Импорт	млрд.кВт.ч							
Выдача электрической энергии в смежные ОЭС	млрд.кВт.ч	5,16	1,00	1,00	1,00	3,00	3,00	4,00
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	5,00						
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**258,15**	**263,26**	**267,65**	**271,62**	**277,41**	**281,01**	**285,68**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**258,15**	**263,26**	**267,65**	**271,62**	**277,41**	**281,01**	**285,68**
ГЭС	млрд.кВт.ч	5,41	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97
АЭС	млрд.кВт.ч	4,13	4,20	4,20	7,30	10,30	10,70	10,70
ТЭС	млрд.кВт.ч	248,61	254,09	258,49	259,36	262,14	265,34	270,02
ВИЭ	млрд.кВт.ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Установленная мощность- всего	**МВт**	**47978,6**	**49465,6**	**53061,6**	**53904,2**	**53545,9**	**53762,1**	**53616,1**
ГЭС	МВт	1837,5	1849,5	1855,5	1858,5	1868,5	1908,5	1928,5
АЭС	МВт	600,0	600,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0	1480,0
ТЭС	МВт	45538,9	47013,9	49723,9	50563,5	50195,2	50371,4	50205,4
ВИЭ	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	6884	7000	2838	4932	6959	7230	7230
ТЭС	час/год	5459	5405	5198	5129	5223	5268	5378

Баланс электрической энергии ОЭС Сибири с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	209,83	213,62	223,01	231,45	239,44	246,49	249,69
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,40	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
в Монголию	млрд.кВт.ч	0,25	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	5,30	1,00	1,00	1,00	3,00	3,00	4,00
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**204,93**	**213,14**	**222,53**	**230,97**	**236,96**	**244,01**	**246,21**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**204,93**	**213,14**	**222,53**	**230,97**	**236,96**	**244,01**	**246,21**
ГЭС	млрд.кВт.ч	92,44	100,65	102,72	107,38	107,38	107,38	107,38
ТЭС	млрд.кВт.ч	112,50	112,49	119,81	123,59	129,59	136,64	138,84
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность- всего	**МВт**	**49505,3**	**50913,3**	**51826,0**	**51719,0**	**51724,0**	**51719,0**	**51674,0**
ГЭС	МВт	24267,4	25271,4	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25291,4
ТЭС	МВт	25237,9	25641,9	26554,6	26442,6	26442,6	26432,6	26382,6
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	4457	4387	4512	4674	4901	5169	5262

Баланс электрической энергии ОЭС Востока с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	31,83	33,31	34,36	35,86	36,67	37,27	37,86
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	0,02	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Выдача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд.кВт.ч	0,14						
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**31,99**	**33,34**	**34,39**	**35,89**	**36,70**	**37,31**	**37,90**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**31,99**	**33,34**	**34,39**	**35,89**	**36,70**	**37,31**	**37,90**
ГЭС	млрд.кВт.ч	10,63	11,25	11,35	11,95	12,90	12,90	12,90
ТЭС	млрд.кВт.ч	21,36	22,09	23,04	23,94	23,80	24,41	25,00
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность- всего	**МВт**	**9259,4**	**9186,4**	**9444,9**	**9587,9**	**9848,9**	**9297,9**	**9425,4**
ГЭС	МВт	3340,0	3340,0	3500,0	3660,0	3660,0	3675,0	3675,0
ТЭС	МВт	5919,4	5846,4	5944,9	5927,9	6188,9	5622,9	5750,4
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	3608	3779	3876	4039	3846	4340	4347

Баланс электрической энергии ОЭС Сибири для маловодного года с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	209,83	213,62	223,01	231,45	239,44	246,49	249,69
в том числе заряд ГАЭС	млрд.кВт.ч							
Экспорт, всего в т.ч	млрд.кВт.ч	0,40	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
в Казахстан	млрд.кВт.ч	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
в Монголию	млрд.кВт.ч	0,25	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Импорт	млрд.кВт.ч							
Прием электрической энергии из смежных ОЭС	млрд.кВт.ч	5,30	1,00	1,00	3,00	5,00	8,00	9,00
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**204,93**	**213,14**	**222,53**	**228,97**	**234,96**	**239,01**	**241,21**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**204,93**	**213,14**	**222,53**	**228,97**	**234,96**	**239,01**	**241,21**
ГЭС	млрд.кВт.ч	92,44	90,09	91,82	95,57	95,57	95,57	95,57
ТЭС	млрд.кВт.ч	112,50	123,06	130,71	133,40	139,39	143,44	145,64
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность- всего	**МВт**	**49505,3**	**50913,3**	**51826,0**	**51719,0**	**51724,0**	**51719,0**	**51674,0**
ГЭС	МВт	24267,4	25271,4	25271,4	25276,4	25281,4	25286,4	25291,4
ТЭС	МВт	25237,9	25641,9	26554,6	26442,6	26442,6	26432,6	26382,6
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	4457	4799	4922	5045	5271	5427	5520

Баланс электрической энергии ОЭС Востока для маловодного года с учетом вводов с высокой вероятностью реализации

Наименование	Единицы измерения	ПРОГНОЗ						
		2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
Потребление электрической энергии	млрд.кВт.ч	31,83	33,31	34,36	35,86	36,67	37,27	37,86
Экспорт в Китай	млрд.кВт.ч	0,02	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Выдача электрической энергии в ОЭС Сибири	млрд.кВт.ч	0,14						
Потребность	**млрд.кВт.ч**	**31,99**	**33,34**	**34,39**	**35,89**	**36,70**	**37,31**	**37,90**
Производство электрической энергии - всего	**млрд.кВт.ч**	**31,99**	**33,34**	**34,39**	**35,89**	**36,70**	**37,31**	**37,90**
ГЭС	млрд.кВт.ч	10,63	7,77	7,86	8,37	9,27	9,27	9,27
ТЭС	млрд.кВт.ч	21,36	25,57	26,53	27,52	27,43	28,04	28,63
ВИЭ	млрд.кВт.ч							
Установленная мощность- всего	**МВт**	**9259,4**	**9186,4**	**9444,9**	**9587,9**	**9848,9**	**9297,9**	**9425,4**
ГЭС	МВт	3340,0	3340,0	3500,0	3660,0	3660,0	3675,0	3675,0
ТЭС	МВт	5919,4	5846,4	5944,9	5927,9	6188,9	5622,9	5750,4
ВИЭ	МВт							
Число часов использования установленной мощности	**час/год**							
ТЭС	час/год	3608	4374	4463	4643	4433	4986	4978

Приложение № 14
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

РЕГИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ПЕРСПЕКТИВНЫХ БАЛАНСОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ С УЧЁТОМ ТОЛЬКО ВВОДОВ С ВЫСОКОЙ ВЕРОЯТНОСТЬЮ РЕАЛИЗАЦИИ НА 2012–2018 ГОДЫ

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Северо-Запада с учётом только вводов с высокой вероятностью реализации на 2012-2018 годы

млрд.кВтч

ОЭС Северо-Запада	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
потребление электрической энергии ОЭС	**92,554**	**94,829**	**97,200**	**99,565**	**102,014**	**104,439**	**106,973**	**109,071**
Покрытие	**105,850**	**107,688**	**103,470**	**105,835**	**105,284**	**110,709**	**113,243**	**115,341**
в том числе:								
АЭС	38,662	37,539	35,500	36,200	35,500	42,200	46,000	46,900
ГЭС	12,044	12,656	12,667	12,667	12,667	12,667	12,667	12,667
ТЭС	55,140	57,489	55,298	56,963	57,112	55,837	54,571	55,769
ВИЭ	0,004	0,004	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Архангельская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**7,632**	**7,723**	**7,841**	**7,960**	**8,043**	**8,128**	**8,215**	**8,304**
Покрытие (производство электрической энергии)	**6,444**	**7,211**	**7,040**	**7,160**	**7,243**	**7,228**	**7,215**	**7,204**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,444	7,211	7,040	7,160	7,243	7,228	7,215	7,204
ВИЭ								
Калининградская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**4,157**	**4,240**	**4,335**	**4,432**	**4,533**	**4,637**	**5,243**	**5,853**
Покрытие (производство электрической энергии)	**6,434**	**6,521**	**6,674**	**6,641**	**6,641**	**6,645**	**7,869**	**8,480**
в том числе:								
АЭС							4,300	5,200
ГЭС	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
ТЭС	6,42	6,506	6,660	6,626	6,626	6,630	3,554	3,265
ВИЭ	0,004	0,004	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Республика Карелия								
Потребность (потребление электрической энергии)	**8,989**	**9,171**	**9,346**	**9,428**	**9,604**	**9,696**	**9,794**	**9,897**
Покрытие (производство электрической энергии)	**3,995**	**4,429**	**4,345**	**4,345**	**4,345**	**4,345**	**4,345**	**4,345**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2,212	2,735	2,700	2,700	2,700	2,700	2,700	2,700
ТЭС	1,783	1,694	1,645	1,645	1,645	1,645	1,645	1,645
ВИЭ								
Мурманская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**13,113**	**13,202**	**13,310**	**13,405**	**13,530**	**13,655**	**13,769**	**13,892**
Покрытие (производство электрической энергии)	**17,612**	**17,953**	**18,096**	**18,151**	**18,372**	**18,372**	**18,372**	**18,372**
в том числе:								
АЭС	10,554	10,900	11,100	11,100	11,100	11,100	11,100	11,100
ГЭС	6,623	6,588	6,532	6,532	6,532	6,532	6,532	6,532
ТЭС	0,435	0,465	0,465	0,520	0,740	0,740	0,740	0,740
ВИЭ								
Республика Коми								
Потребность (потребление электрической энергии)	**8,866**	**8,981**	**9,097**	**9,205**	**9,315**	**9,426**	**9,540**	**9,655**
Покрытие (производство электрической энергии)	**9,717**	**9,179**	**9,596**	**9,705**	**9,815**	**10,026**	**10,240**	**10,455**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	9,717	9,179	9,596	9,705	9,815	10,026	10,240	10,455
ВИЭ								
Лен. обл. и Санкт-Петербург								
Потребность (потребление электрической энергии)	**43,486**	**45,005**	**46,565**	**48,265**	**49,951**	**51,728**	**53,108**	**54,026**
Покрытие (производство электрической энергии)	**59,035**	**59,231**	**54,566**	**56,688**	**55,731**	**61,070**	**62,160**	**63,334**
в том числе:								
АЭС	28,108	26,639	24,400	25,100	24,400	31,100	30,600	30,600

ОЭС Северо-Запада	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ГЭС	3,188	3,309	3,413	3,413	3,413	3,413	3,413	3,413
ТЭС	27,739	29,283	26,753	28,175	27,918	26,557	28,147	29,321
ВИЭ								
Новгородская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**4,174**	**4,314**	**4,458**	**4,578**	**4,701**	**4,786**	**4,874**	**4,966**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,669**	**1,323**	**1,313**	**1,305**	**1,297**	**1,182**	**1,201**	**1,311**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,669	1,323	1,313	1,305	1,297	1,182	1,201	1,311
ВИЭ								
Псковская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**2,137**	**2,193**	**2,248**	**2,292**	**2,337**	**2,383**	**2,430**	**2,478**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1,944**	**1,841**	**1,841**	**1,841**	**1,841**	**1,841**	**1,841**	**1,841**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,011	0,014	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
ТЭС	1,933	1,828	1,828	1,828	1,828	1,828	1,828	1,828
ВИЭ								

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Центра с учѐтом только вводов с высокой вероятностью реализации на 2012-2018 годы

млрд.кВтч

ОЭС Центра	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
потребление электрической энергии ОЭС	**223,677**	**228,900**	**235,173**	**241,020**	**247,081**	**253,602**	**259,887**	**266,653**
Покрытие	**239,281**	**246,414**	**249,078**	**257,425**	**265,986**	**266,007**	**273,792**	**279,058**
в том числе:								
АЭС	81,395	88,962	92,200	95,200	108,300	112,500	110,700	108,400
ГЭС	1,716	1,508	1,520	1,520	1,520	1,520	1,520	1,520
ГАЭС	1,764	1,934	2,384	2,884	2,884	2,884	2,884	2,884
ТЭС	154,406	154,011	152,974	157,821	153,282	149,103	158,688	166,254
ВИЭ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Белгородская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**14,755**	**14,968**	**15,188**	**15,533**	**15,854**	**16,247**	**16,530**	**17,295**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,853**	**0,938**	**0,936**	**0,934**	**0,851**	**0,850**	**0,853**	**0,856**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,853	0,938	0,936	0,934	0,851	0,850	0,853	0,856
ВИЭ								
Брянская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**4,334**	**4,373**	**4,429**	**4,520**	**4,553**	**4,587**	**4,620**	**4,654**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,114**	**0,070**	**0,066**	**0,064**	**0,062**	**0,062**	**0,065**	**0,068**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,114	0,070	0,066	0,064	0,062	0,062	0,065	0,068
ВИЭ								
Владимирская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**6,965**	**7,038**	**7,224**	**7,378**	**7,555**	**7,750**	**7,946**	**8,063**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1,776**	**1,847**	**1,621**	**2,916**	**2,732**	**2,332**	**2,620**	**2,418**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,776	1,847	1,621	2,916	2,732	2,332	2,620	2,418
ВИЭ								
Вологодская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**13,599**	**13,746**	**13,960**	**14,096**	**14,232**	**14,453**	**14,603**	**14,707**
Покрытие (производство электрической энергии)	**7,635**	**7,787**	**8,242**	**9,316**	**10,215**	**9,958**	**10,524**	**10,853**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,1	0,103	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
ТЭС	7,535	7,684	8,115	9,189	10,088	9,831	10,397	10,726
ВИЭ								
Воронежская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**9,758**	**10,007**	**10,599**	**11,015**	**11,194**	**11,532**	**11,792**	**11,938**
Покрытие (производство электрической энергии)	**9,594**	**14,940**	**14,895**	**19,294**	**24,290**	**29,410**	**30,765**	**27,372**
в том числе:								
АЭС	8,396	13,616	13,600	18,000	21,800	27,000	28,200	24,800
ГЭС								
ТЭС	1,198	1,324	1,295	1,294	2,490	2,410	2,565	2,572
ВИЭ								
Ивановская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**3,698**	**3,753**	**3,781**	**3,806**	**3,832**	**3,858**	**3,884**	**3,912**
Покрытие (производство электрической энергии)	**2,142**	**2,976**	**4,400**	**4,328**	**4,245**	**4,223**	**4,338**	**4,437**
в том числе:								

ОЭС Центра	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2,142	2,976	4,400	4,328	4,245	4,223	4,338	4,437
ВИЭ								
Калужская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**5,119**	**5,512**	**6,482**	**7,007**	**7,539**	**8,022**	**8,295**	**8,485**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,207**	**0,370**	**0,426**	**0,425**	**0,423**	**0,408**	**0,425**	**0,427**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,207	0,370	0,426	0,425	0,423	0,408	0,425	0,427
ВИЭ								
Костромская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**3,611**	**3,658**	**3,693**	**3,710**	**3,723**	**3,737**	**3,751**	**3,765**
Покрытие (производство электрической энергии)	**14,797**	**13,502**	**12,807**	**11,909**	**10,912**	**10,639**	**11,780**	**12,714**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	14,797	13,502	12,807	11,909	10,912	10,639	11,780	12,714
ВИЭ								
Курская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**8,121**	**8,219**	**8,271**	**8,309**	**8,371**	**8,478**	**8,535**	**8,593**
Покрытие (производство электрической энергии)	**29,986**	**30,280**	**29,633**	**32,233**	**32,322**	**33,326**	**29,816**	**31,478**
в том числе:								
АЭС	29,036	28,923	28,300	30,900	31,000	31,600	28,000	29,600
ГЭС								
ТЭС	0,95	1,357	1,333	1,333	1,322	1,726	1,816	1,878
ВИЭ								
Липецкая область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**10,991**	**11,203**	**11,538**	**11,857**	**12,150**	**12,519**	**12,887**	**13,266**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4,720**	**4,517**	**4,867**	**4,909**	**4,932**	**5,013**	**4,683**	**4,753**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4,72	4,517	4,867	4,909	4,932	5,013	4,683	4,753
ВИЭ								
Московская область + Москва								
Потребность (потребление электрической энергии)	**98,223**	**100,878**	**103,501**	**106,502**	**109,951**	**113,614**	**117,474**	**121,402**
Покрытие (производство электрической энергии)	**85,011**	**85,164**	**82,725**	**83,360**	**80,553**	**78,294**	**83,661**	**87,890**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,22	0,221	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200
ГАЭС	1,764	1,934	2,384	2,884	2,884	2,884	2,884	2,884
ТЭС	83,027	83,009	80,141	80,276	77,469	75,210	80,577	84,806
ВИЭ								
Орловская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**2,705**	**2,739**	**2,782**	**2,807**	**2,824**	**2,841**	**2,860**	**2,878**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1,182**	**1,377**	**1,545**	**1,545**	**1,545**	**1,536**	**1,545**	**1,545**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,182	1,377	1,545	1,545	1,545	1,536	1,545	1,545
ВИЭ								
Рязанская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**6,339**	**6,431**	**6,586**	**6,835**	**7,089**	**7,298**	**7,509**	**7,953**
Покрытие (производство электрической энергии)	**11,525**	**11,668**	**11,313**	**11,237**	**10,459**	**10,212**	**11,182**	**11,957**
в том числе:								

ОЭС Центра	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	11,525	11,668	11,313	11,237	10,459	10,212	11,182	11,957
ВИЭ								
Смоленская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**6,204**	**6,315**	**6,545**	**6,598**	**6,646**	**6,693**	**6,742**	**6,791**
Покрытие (производство электрической энергии)	**23,877**	**23,529**	**22,549**	**21,025**	**27,468**	**26,700**	**27,028**	**25,804**
в том числе:								
АЭС	20,521	20,123	19,400	18,100	24,800	24,100	24,100	22,600
ГЭС								
ТЭС	3,356	3,406	3,149	2,925	2,668	2,600	2,928	3,204
ВИЭ								
Тамбовская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**3,446**	**3,526**	**3,596**	**3,668**	**3,739**	**3,804**	**3,869**	**3,933**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1,204**	**1,136**	**1,145**	**1,193**	**1,193**	**1,150**	**1,150**	**1,155**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,204	1,136	1,145	1,193	1,193	1,150	1,150	1,155
ВИЭ								
Тверская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**7,688**	**8,093**	**8,194**	**8,299**	**8,404**	**8,524**	**8,644**	**8,765**
Покрытие (производство электрической энергии)	**33,880**	**36,646**	**40,697**	**37,384**	**39,205**	**38,119**	**39,489**	**41,159**
в том числе:								
АЭС	23,442	26,300	30,900	28,200	30,700	29,800	30,400	31,400
ГЭС	0,002	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
ТЭС	10,436	10,338	9,789	9,176	8,497	8,311	9,081	9,751
ВИЭ								
Тульская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**9,936**	**10,156**	**10,440**	**10,645**	**10,872**	**10,972**	**11,151**	**11,332**
Покрытие (производство электрической энергии)	**6,655**	**6,261**	**7,892**	**9,385**	**8,663**	**7,997**	**7,901**	**8,114**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,655	6,261	7,892	9,385	8,663	7,997	7,901	8,114
ВИЭ								
Ярославская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**8,185**	**8,285**	**8,364**	**8,435**	**8,553**	**8,673**	**8,795**	**8,921**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4,123**	**3,406**	**3,319**	**5,968**	**5,916**	**5,779**	**5,967**	**6,056**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,394	1,176	1,185	1,185	1,185	1,185	1,185	1,185
ТЭС	2,729	2,231	2,134	4,783	4,731	4,594	4,782	4,871
ВИЭ								

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Средней Волги с учётом только вводов с высокой вероятностью реализации на 2012-2018 годы

млрд.кВтч

ОЭС Средней Волги	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
потребление электрической энергии ОЭС	**108,005**	**109,921**	**112,330**	**114,582**	**116,827**	**119,231**	**121,392**	**123,458**
Покрытие	**110,271**	**107,861**	**106,880**	**108,632**	**109,877**	**111,281**	**114,942**	**115,508**
в том числе:								
АЭС	32,777	30,537	31,100	30,700	30,200	32,000	31,100	30,900
ГЭС	19,564	21,687	20,285	20,285	20,285	20,285	20,285	20,285
ТЭС	57,930	55,637	55,495	57,647	59,392	58,996	63,557	64,323
ВИЭ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Республика Марий-Эл								
Потребность (потребление электрической энергии)	**3,252**	**3,260**	**3,265**	**3,299**	**3,331**	**3,364**	**3,397**	**3,430**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1,128**	**1,123**	**1,060**	**1,076**	**1,095**	**1,098**	**1,257**	**1,284**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,128	1,123	1,060	1,076	1,095	1,098	1,257	1,284
ВИЭ								
Республика Мордовия								
Потребность (потребление электрической энергии)	**3,237**	**3,257**	**3,319**	**3,374**	**3,435**	**3,496**	**3,554**	**3,613**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1,709**	**1,368**	**1,294**	**1,308**	**1,346**	**1,214**	**1,354**	**1,375**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,709	1,368	1,294	1,308	1,346	1,214	1,354	1,375
ВИЭ								
Нижегородская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**22,765**	**23,272**	**23,945**	**24,623**	**25,311**	**26,196**	**26,764**	**27,220**
Покрытие (производство электрической энергии)	**9,676**	**8,816**	**9,169**	**10,680**	**11,447**	**11,520**	**11,989**	**12,141**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,71	1,568	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510	1,510
ТЭС	7,966	7,249	7,659	9,170	9,937	10,010	10,479	10,631
ВИЭ								
Пензенская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**4,568**	**4,622**	**4,705**	**4,788**	**4,871**	**4,957**	**5,043**	**5,132**
Покрытие (производство электрической энергии)	**1,566**	**1,405**	**1,324**	**1,338**	**1,314**	**1,309**	**1,425**	**1,451**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	1,566	1,405	1,324	1,338	1,314	1,309	1,425	1,451
ВИЭ								
Самарская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**24,066**	**24,638**	**25,236**	**25,795**	**26,231**	**26,689**	**27,142**	**27,610**
Покрытие (производство электрической энергии)	**21,587**	**23,130**	**23,002**	**23,117**	**22,624**	**22,201**	**22,608**	**22,751**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	8,8	10,455	9,600	9,600	9,600	9,600	9,600	9,600
ТЭС	12,787	12,675	13,402	13,517	13,024	12,601	13,008	13,151
ВИЭ								
Саратовская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**13,279**	**13,481**	**13,759**	**13,883**	**14,002**	**14,131**	**14,263**	**14,380**

ОЭС Средней Волги	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Покрытие (производство электрической энергии)	**42,780**	**40,460**	**40,562**	**40,244**	**39,759**	**41,612**	**41,043**	**40,871**
в том числе:								
АЭС	32,417	30,237	30,800	30,400	29,900	31,700	30,800	30,600
ГЭС	5,297	5,673	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400
ТЭС	5,066	4,550	4,362	4,444	4,459	4,512	4,843	4,871
ВИЭ								
Республика Татарстан								
Потребность (потребление электрической энергии)	**25,532**	**25,883**	**26,384**	**26,907**	**27,544**	**28,102**	**28,735**	**29,376**
Покрытие (производство электрической энергии)	**23,583**	**23,767**	**22,775**	**23,142**	**24,519**	**24,579**	**27,021**	**27,306**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,626	1,737	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675	1,675
ТЭС	21,957	22,030	21,100	21,467	22,844	22,904	25,346	25,631
ВИЭ								
Ульяновская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**6,039**	**6,135**	**6,242**	**6,355**	**6,461**	**6,561**	**6,661**	**6,763**
Покрытие (производство электрической энергии)	**3,285**	**3,036**	**3,030**	**3,030**	**3,004**	**2,983**	**3,164**	**3,195**
в том числе:								
АЭС	0,36	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
ГЭС								
ТЭС	2,925	2,736	2,730	2,730	2,704	2,683	2,864	2,895
ВИЭ								
Чувашская Республика								
Потребность (потребление электрической энергии)	**5,267**	**5,373**	**5,475**	**5,558**	**5,641**	**5,735**	**5,833**	**5,934**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4,957**	**4,755**	**4,663**	**4,698**	**4,769**	**4,765**	**5,081**	**5,135**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	2,131	2,254	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100
ТЭС	2,826	2,501	2,563	2,598	2,669	2,665	2,981	3,035
ВИЭ								

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Юга с учётом только вводов с высокой вероятностью реализации на 2012-2018 годы

млрд.кВтч

ОЭС Юга	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
потребление электрической энергии ОЭС	**85,749**	**88,180**	**91,719**	**97,248**	**99,850**	**102,148**	**104,787**	**106,883**
Покрытие	**78,940**	**81,212**	**86,743**	**90,272**	**94,374**	**101,172**	**100,811**	**105,907**
в том числе:								
АЭС	15,804	14,724	16,000	15,100	18,600	23,800	22,900	26,900
ГЭС	18,222	20,777	20,385	20,709	20,709	20,711	20,714	21,497
ГАЭС	0,000	0,000	0,000	0,118	0,238	0,238	0,238	0,238
ТЭС	44,914	45,711	50,358	54,345	54,827	56,423	56,960	57,272
ВИЭ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Астраханская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**4,286**	**4,372**	**4,512**	**4,681**	**4,737**	**4,807**	**4,877**	**4,948**
Покрытие (производство электрической энергии)	**2,613**	**2,853**	**4,098**	**4,201**	**4,281**	**4,281**	**4,276**	**4,303**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2,613	2,853	4,098	4,201	4,281	4,281	4,276	4,303
ВИЭ								
Волгоградская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**19,091**	**19,286**	**19,480**	**19,687**	**19,885**	**20,085**	**20,291**	**20,473**
Покрытие (производство электрической энергии)	**15,827**	**16,476**	**15,906**	**15,851**	**16,124**	**16,114**	**16,163**	**16,210**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	10,588	12,002	11,620	11,620	11,620	11,620	11,620	11,620
ТЭС	5,239	4,474	4,286	4,231	4,504	4,494	4,543	4,590
ВИЭ								
Чеченская Республика								
Потребность (потребление электрической энергии)	**2,331**	**2,438**	**2,545**	**2,646**	**2,764**	**2,880**	**2,995**	**3,114**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ВИЭ								
Республика Дагестан								
Потребность (потребление электрической энергии)	**5,447**	**5,652**	**5,854**	**6,024**	**6,359**	**6,700**	**6,899**	**7,138**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4,329**	**4,831**	**4,908**	**5,218**	**5,219**	**5,219**	**5,219**	**5,219**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	4,268	4,780	4,858	5,168	5,168	5,168	5,168	5,168
ТЭС	0,061	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051
ВИЭ								
Республика Ингушетия								
Потребность (потребление электрической энергии)	**0,614**	**0,650**	**0,690**	**0,727**	**0,762**	**0,796**	**0,829**	**0,858**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**	**0,000**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ВИЭ								
Кабардино-Балкарская Республика								
Потребность (потребление электрической энергии)	**1,531**	**1,550**	**1,569**	**1,589**	**1,610**	**1,637**	**1,660**	**1,684**

ОЭС Юга	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,422**	**0,625**	**0,732**	**0,732**	**0,732**	**0,732**	**0,732**	**0,732**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,395	0,597	0,703	0,703	0,703	0,703	0,703	0,703
ТЭС	0,027	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028
ВИЭ								
Республика Калмыкия								
Потребность (потребление электрической энергии)	**0,476**	**0,483**	**0,564**	**0,635**	**0,642**	**0,649**	**0,656**	**0,664**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,001**	**0,042**	**0,047**	**0,047**	**0,047**	**0,047**	**0,047**	**0,047**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,001	0,042	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047
ВИЭ								
Карачаево-Черкесская Республика								
Потребность (потребление электрической энергии)	**1,297**	**1,311**	**1,325**	**1,508**	**1,683**	**1,701**	**1,718**	**1,736**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,420**	**0,451**	**0,443**	**0,561**	**0,681**	**0,681**	**0,681**	**0,681**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,4	0,431	0,423	0,423	0,423	0,423	0,423	0,423
ГАЭС	0	0,000	0,000	0,118	0,238	0,238	0,238	0,238
ТЭС	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ВИЭ								
Краснодарский край и Республика Адыгея								
Потребность (потребление электрической энергии)	**21,961**	**23,180**	**25,333**	**28,833**	**30,046**	**31,108**	**32,117**	**33,123**
Покрытие (производство электрической энергии)	**6,513**	**8,797**	**11,168**	**14,390**	**14,273**	**14,287**	**13,744**	**13,772**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,329	0,426	0,381	0,381	0,381	0,381	0,381	0,381
ТЭС	6,184	8,371	10,787	14,009	13,892	13,906	13,363	13,391
ВИЭ								
Ростовская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**17,034**	**17,394**	**17,689**	**18,502**	**18,775**	**19,005**	**19,727**	**19,942**
Покрытие (производство электрической энергии)	**29,216**	**27,538**	**28,781**	**28,339**	**33,293**	**38,623**	**37,699**	**41,809**
в том числе:								
АЭС	15,804	14,724	16,000	15,100	18,600	23,800	22,900	26,900
ГЭС	0,458	0,653	0,611	0,611	0,611	0,611	0,611	0,611
ТЭС	12,954	12,161	12,170	12,628	14,082	14,212	14,188	14,298
ВИЭ								
Республика Северная Осетия-Алания								
Потребность (потребление электрической энергии)	**2,301**	**2,319**	**2,366**	**2,415**	**2,461**	**2,527**	**2,597**	**2,644**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,367**	**0,379**	**0,345**	**0,345**	**0,345**	**0,346**	**0,349**	**1,132**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,367	0,379	0,345	0,345	0,345	0,346	0,349	1,132
ТЭС	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ВИЭ								
Ставропольский край								
Потребность (потребление электрической энергии)	**9,38**	**9,545**	**9,792**	**10,001**	**10,126**	**10,253**	**10,421**	**10,559**
Покрытие (производство электрической энергии)	**19,232**	**19,220**	**20,316**	**20,588**	**19,380**	**20,842**	**21,905**	**22,004**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,417	1,510	1,445	1,459	1,459	1,459	1,459	1,459
ТЭС	17,815	17,710	18,871	19,129	17,921	19,384	20,446	20,545
ВИЭ								

Региональная структура перспективных балансов электроической нергии ОЭС Урала с учётом только вводов с высокой вероятностью реализации на 2012-2018 годы

млрд.кВтч

ОЭС Урала	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
потребление электрической энергии ОЭС	**254,597**	**257,986**	**262,255**	**266,654**	**270,624**	**274,412**	**278,005**	**281,684**
Покрытие	**255,787**	**258,146**	**263,255**	**267,654**	**271,624**	**277,412**	**281,005**	**285,684**
в том числе:								
АЭС	4,250	4,131	4,200	4,200	7,300	10,300	10,700	10,700
ГЭС	4,766	5,410	4,967	4,967	4,967	4,967	4,967	4,967
ТЭС	246,771	248,605	254,088	258,487	259,357	262,145	265,338	270,017
ВИЭ	0,0000	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
Республика Башкортостан								
Потребность (потребление электрической энергии)	**24,983**	**25,338**	**25,758**	**26,363**	**26,801**	**27,301**	**27,810**	**28,328**
Покрытие (производство электрической энергии)	**25,528**	**24,444**	**24,781**	**25,067**	**24,654**	**24,238**	**24,434**	**24,810**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,646	0,780	0,748	0,748	0,748	0,748	0,748	0,748
ТЭС	24,882	23,663	24,034	24,320	23,906	23,491	23,686	24,062
ВИЭ		0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
Кировская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**7,389**	**7,492**	**7,621**	**7,775**	**7,945**	**8,093**	**8,238**	**8,388**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4,145**	**3,712**	**3,812**	**4,234**	**4,861**	**4,478**	**4,313**	**4,429**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4,145	3,712	3,812	4,234	4,861	4,478	4,313	4,429
ВИЭ								
Курганская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**4,493**	**4,565**	**4,652**	**4,736**	**4,811**	**4,885**	**4,961**	**5,035**
Покрытие (производство электрической энергии)	**2,052**	**2,765**	**2,712**	**2,599**	**2,619**	**2,697**	**2,761**	**2,849**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2,052	2,765	2,712	2,599	2,619	2,697	2,761	2,849
ВИЭ								
Оренбургская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**16,460**	**16,691**	**16,936**	**17,217**	**17,455**	**17,708**	**18,002**	**18,301**
Покрытие (производство электрической энергии)	**17,942**	**16,843**	**17,055**	**15,716**	**15,301**	**14,817**	**14,850**	**14,795**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	0,029	0,074	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
ТЭС	17,913	16,769	16,980	15,640	15,226	14,742	14,775	14,720
ВИЭ								
Пермский край								
Потребность (потребление электрической энергии)	**23,557**	**23,883**	**24,233**	**24,675**	**25,118**	**25,567**	**25,917**	**26,313**
Покрытие (производство электрической энергии)	**31,223**	**31,405**	**31,896**	**30,045**	**30,276**	**32,218**	**32,845**	**32,944**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	4,074	4,535	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125
ТЭС	27,149	26,870	27,771	25,920	26,151	28,093	28,720	28,819
ВИЭ								
Свердловская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**46,188**	**46,956**	**47,444**	**47,967**	**48,769**	**49,619**	**50,475**	**51,285**

ОЭС Урала	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Покрытие (производство электрической энергии)	**52,013**	**53,815**	**54,332**	**52,819**	**55,057**	**59,230**	**60,771**	**63,312**
в том числе:								
АЭС	4,25	4,131	4,200	4,200	7,300	10,300	10,700	10,700
ГЭС	0,017	0,021	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
ТЭС	47,746	49,662	50,113	48,600	47,738	48,911	50,052	52,593
ВИЭ								
Тюменская область + ЯНАО + ХМАО								
Потребность (потребление электрической энергии)	**86,221**	**87,349**	**88,959**	**90,442**	**91,270**	**92,008**	**92,587**	**93,189**
Покрытие (производство электрической энергии)	**95,374**	**96,047**	**96,958**	**98,442**	**99,270**	**100,008**	**100,587**	**101,189**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	95,374	96,047	96,958	98,442	99,270	100,008	100,587	101,189
ВИЭ								
Удмуртская Республика								
Потребность (потребление электрической энергии)	**9,114**	**9,285**	**9,492**	**9,663**	**9,948**	**10,125**	**10,306**	**10,489**
Покрытие (производство электрической энергии)	**2,857**	**2,778**	**2,801**	**3,670**	**3,686**	**3,749**	**3,818**	**3,911**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	2,857	2,778	2,801	3,670	3,686	3,749	3,818	3,911
ВИЭ								
Челябинская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**36,192**	**36,427**	**37,160**	**37,816**	**38,507**	**39,106**	**39,709**	**40,356**
Покрытие (производство электрической энергии)	**24,653**	**26,337**	**28,908**	**35,063**	**35,901**	**35,975**	**36,626**	**37,446**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	24,653	26,337	28,908	35,063	35,901	35,975	36,626	37,446
ВИЭ								

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Сибири с учётом только вводов с высокой вероятностью реализации на 2012-2018 годы

млрд.кВтч

ОЭС Сибири	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
потребление электрической энергии ОЭС	**204,966**	**209,834**	**213,622**	**223,009**	**231,447**	**239,442**	**246,493**	**249,690**
Покрытие	**197,404**	**204,933**	**213,144**	**222,531**	**230,969**	**236,964**	**244,015**	**246,212**
в том числе:								
АЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГЭС	87,293	92,435	100,653	102,724	107,377	107,377	107,377	107,377
ТЭС	110,111	112,498	112,490	119,807	123,592	129,587	136,638	138,835
ВИЭ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Республика Алтай и Алтайский край								
Потребность (потребление электрической энергии)	**10,812**	**11,094**	**11,294**	**11,562**	**11,767**	**11,952**	**12,363**	**12,541**
Покрытие (производство электрической энергии)	**6,633**	**6,892**	**6,650**	**6,851**	**7,165**	**7,411**	**7,862**	**8,042**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,633	6,892	6,650	6,851	7,165	7,411	7,862	8,042
ВИЭ								
Республика Бурятия								
Потребность (потребление электрической энергии)	**5,35**	**5,505**	**5,662**	**5,718**	**5,777**	**5,844**	**5,932**	**5,990**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4,776**	**5,065**	**4,953**	**4,989**	**5,126**	**5,477**	**5,977**	**6,215**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4,776	5,065	4,953	4,989	5,126	5,477	5,977	6,215
ВИЭ								
Иркутская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**53,179**	**54,378**	**55,135**	**59,352**	**63,561**	**66,533**	**68,801**	**69,390**
Покрытие (производство электрической энергии)	**60,461**	**60,109**	**59,315**	**59,641**	**60,047**	**60,813**	**61,972**	**62,402**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	46,899	46,837	46,360	46,360	46,360	46,360	46,360	46,360
ТЭС	13,562	13,273	12,955	13,281	13,687	14,453	15,612	16,042
ВИЭ								
Красноярский край								
Потребность (потребление электрической энергии)	**42,395**	**43,351**	**44,212**	**46,629**	**48,540**	**51,633**	**54,149**	**54,724**
Покрытие (производство электрической энергии)	**48,041**	**51,237**	**57,499**	**63,654**	**70,201**	**71,979**	**74,143**	**74,901**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	18,891	22,281	29,266	31,337	35,990	35,990	35,990	35,990
ТЭС	29,15	28,956	28,233	32,317	34,211	35,989	38,153	38,911
ВИЭ								
Кемеровская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**34,049**	**34,788**	**35,603**	**36,768**	**37,754**	**38,448**	**39,250**	**40,048**
Покрытие (производство электрической энергии)	**24,683**	**26,202**	**25,644**	**27,427**	**27,074**	**27,806**	**28,744**	**28,718**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	24,683	26,202	25,644	27,427	27,074	27,806	28,744	28,718
ВИЭ								
Новосибирская область								

ОЭС Сибири	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Потребность (потребление электрической энергии)	**14,758**	**15,050**	**15,331**	**15,645**	**15,957**	**16,319**	**16,683**	**17,047**
Покрытие (производство электрической энергии)	**13,065**	**14,730**	**14,521**	**14,775**	**15,146**	**15,756**	**16,417**	**16,630**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	1,784	1,950	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687	1,687
ТЭС	11,281	12,780	12,834	13,088	13,459	14,069	14,730	14,943
ВИЭ								
Омская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**10,48**	**10,650**	**10,859**	**11,085**	**11,298**	**11,512**	**11,628**	**11,745**
Покрытие (производство электрической энергии)	**6,664**	**6,309**	**6,234**	**6,635**	**7,036**	**7,863**	**8,232**	**8,406**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,664	6,309	6,234	6,635	7,036	7,863	8,232	8,406
ВИЭ								
Республика Тыва								
Потребность (потребление электрической энергии)	**0,71**	**0,715**	**0,745**	**0,913**	**1,048**	**1,082**	**1,147**	**1,226**
Покрытие (производство электрической энергии)	**0,053**	**0,088**	**0,085**	**0,087**	**0,090**	**0,093**	**0,097**	**0,099**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	0,053	0,088	0,085	0,087	0,090	0,093	0,097	0,099
ВИЭ								
Томская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**8,86**	**8,979**	**9,089**	**9,201**	**9,317**	**9,435**	**9,542**	**9,655**
Покрытие (производство электрической энергии)	**4,821**	**4,991**	**4,924**	**5,023**	**5,243**	**5,422**	**5,725**	**5,822**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	4,821	4,991	4,924	5,023	5,243	5,422	5,725	5,822
ВИЭ								
Республика Хакасская								
Потребность (потребление электрической энергии)	**16,81**	**17,583**	**17,737**	**17,989**	**18,069**	**18,149**	**18,228**	**18,310**
Покрытие (производство электрической энергии)	**21,426**	**23,008**	**25,599**	**25,632**	**25,712**	**25,857**	**26,087**	**26,144**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	19,719	21,368	23,340	23,340	23,340	23,340	23,340	23,340
ТЭС	1,707	1,640	2,259	2,292	2,372	2,517	2,747	2,804
ВИЭ								
Забайкальский край								
Потребность (потребление электрической энергии)	**7,563**	**7,741**	**7,955**	**8,147**	**8,359**	**8,535**	**8,770**	**9,014**
Покрытие (производство электрической энергии)	**6,781**	**6,303**	**7,721**	**7,817**	**8,129**	**8,488**	**8,760**	**8,833**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,781	6,303	7,721	7,817	8,129	8,488	8,760	8,833
ВИЭ								

Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ОЭС Востока с учётом только вводов с высокой вероятностью реализации на 2012-2018 годы

млрд.кВтч

ОЭС Востока	2011 г. факт	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
ПОТРЕБНОСТЬ:								
потребление электрической энергии ОЭС	**30,522**	**31,833**	**33,306**	**34,357**	**35,858**	**36,668**	**37,271**	**37,862**
Покрытие	**31,842**	**31,991**	**33,341**	**34,392**	**35,893**	**36,703**	**37,306**	**37,897**
в том числе:								
АЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГЭС	10,106	10,633	11,250	11,350	11,950	12,900	12,900	12,900
ТЭС	21,736	21,358	22,091	23,042	23,943	23,803	24,406	24,997
ВИЭ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Амурская область								
Потребность (потребление электрической энергии)	**7,392**	**7,573**	**7,903**	**8,025**	**8,178**	**8,261**	**8,369**	**8,460**
Покрытие (производство электрической энергии)	**11,703**	**11,997**	**12,662**	**12,817**	**13,508**	**14,388**	**14,575**	**14,365**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС	10,106	10,633	11,250	11,350	11,950	12,900	12,900	12,900
ТЭС	1,597	1,364	1,412	1,467	1,558	1,488	1,675	1,465
ВИЭ								
Хабаровский край + ЕАО								
Потребность (потребление электрической энергии)	**9,112**	**9,520**	**10,111**	**10,361**	**10,603**	**10,799**	**10,996**	**11,187**
Покрытие (производство электрической энергии)	**6,930**	**7,040**	**7,066**	**7,540**	**7,648**	**7,162**	**7,201**	**6,936**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	6,93	7,040	7,066	7,540	7,648	7,162	7,201	6,936
ВИЭ								
Приморский край								
Потребность (потребление электрической энергии)	**12,426**	**13,110**	**13,546**	**14,086**	**14,942**	**15,247**	**15,475**	**15,781**
Покрытие (производство электрической энергии)	**10,104**	**9,801**	**10,355**	**10,739**	**11,442**	**11,896**	**12,141**	**13,113**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	10,104	9,801	10,355	10,739	11,442	11,896	12,141	13,113
ВИЭ								
Южно-Якутский энергорайон								
Потребность (потребление электрической энергии)	**1,592**	**1,630**	**1,746**	**1,885**	**2,135**	**2,361**	**2,431**	**2,434**
Покрытие (производство электрической энергии)	**3,105**	**3,153**	**3,259**	**3,296**	**3,296**	**3,258**	**3,390**	**3,483**
в том числе:								
АЭС								
ГЭС								
ТЭС	3,105	3,153	3,259	3,296	3,296	3,258	3,390	3,483
ВИЭ								

Приложение № 15
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию магистральных и распределительных сетей с учетом требований по обеспечению регулирования (компенсации) реактивной электрической мощности на 2012-2018 годы

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2012 - 2018 ГОДОВ ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			В прогнозных ценах (с НДС) ** Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 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.			
	Для выдачи мощности электростанций																																							
	АЭС																																							
	750 кВ																																							
1	Установка АТ 750/330 кВ на 750 кВ ЛАЭС-2	Ленинградская	2016	1000 МВА														1000								**0**	**1000**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ГК "Росатом"		Обеспечение выдачи мощности блока № 2 Ленинградской АЭС-2 (1х1150 МВт) (технические решения уточняются после выполнения и согласования СВМ)
2	Заходы существующей ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС - ПС Ленинградская на ОРУ 750 кВ ЛАЭС-2			4,5 км													4,5									**4,5**	**0**	**0**	425	0	0	0	0	265	0	0	**265**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
3	ВЛ 750 кВ ЛАЭС-2 - ПС Ленинградская			128 км													128									**128**	**0**	**0**	13337	0	0	0	3897	4320	0	0	**8217**			
4	ВЛ 750 кВ ЛАЭС - ЛАЭС-2			5,1 км													5,1									**5,1**	**0**	**0**	482	0	0	0	0	300	0	0	**300**			
5	Установка АТ 750/330 кВ на 750 кВ ЛАЭС			1000 МВА														1000								**0**	**1000**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ГК "Росатом"		
6	ШР 750 кВ на ПС Ленинградская			2х330 Мвар															660							**0**	**0**	**660**	4221	0	0	0	0	2627	0	0	**2627**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
7	ШР 750 кВ на ПС Ленинградская		2014	330 Мвар								330														**0**	**0**	**330**	2039	0	0	0	1242	0	0	0	**1242**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение выдачи мощности блока № 1 Ленинградской АЭС-2 (1х1150 МВт)
	330 кВ																																							
8	ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 - ПС Кингисеппская *	Ленинградская	2014	135 км							135															**135**	**0**	**0**	2200	12,42	160	300	1664,22	0	0	0	**2136,64**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение выдачи мощности блока № 1 Ленинградской АЭС-2 (1х1150 МВт)
9	Заходы ВЛ 330 кВ Ленинградская - Балти на ПС Кингисеппская*			2х0,5 км							1															**1**	**0**	**0**	18	0	16,0	2,0	0	0	0	0	**18**			
10	КВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 - ПС Пулковская - ПС Южная с установкой ШР на ПС Пулковская и ПС Южная *		2014	ВЛ 122 км КЛ 23 км 2х 100 Мвар 50 Мвар							146		250													**146**	**0**	**250**	2100,0	26,15	160	174	1733,01	0	0	0	**2092,81**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
11	ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС-2 - ПС Гатчинская *		2013	94 км				94																		**94**	**0**	**0**	1521,7	44,8	180	70,06	1169,39	0	0	0	**1464,25**		П	
12	ВЛ 330 кВ Балтийская АЭС - Советск (третья ВЛ)	Калининградская	2016	33,8 км													33,8									**33,8**	**0**	**0**	1524,61	0	0,0	0,0	46,76	1477,84	0	0	**1524,61**	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)
13	Заходы ВЛ 330 кВ Советск - Битенай на Балтийскую АЭС			2х31 км													62									**62**	**0**	**0**	1596	0	0	0	935	661	0	0	**1596**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
14	Заходы ВЛ 330 кВ Советск - Круонио ГАЭС на Балтийскую АЭС			2х4 км													8									**8**	**0**	**0**	213	0	0	0	0	213	0	0	**213**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
15	Замена проводов на АС 2х600 на участках двух ВЛ 330 кВ Советск - Балтийская АЭС			8,6 км + 36,5 км													45,1									**45,1**	**0**	**0**	1442	0	0	0	468	974	0	0	**1442**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
16	ВПТ Мамоново 800 МВт			2590 МВА, 360 Мвар														2590	360							**0**	**2590**	**360**	16456	0	0	0	7794	8242	420	0	**16456**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
17	Две ВЛ 330 кВ Балтийская АЭС - ВПТ Мамоново			2х190 км													380									**380**	**0**	**0**	13075	0	0	0	4365	6594	2116	0	**13075**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
18	ВЛ 330 кВ Центральная - ВПТ Мамоново			45 км													45									**45**	**0**	**0**	2655	0	0	0	1559	1097	0	0	**2655**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
19	Шунтирующие реакторы			2х(3х60) Мвар															360							**0**	**0**	**360**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
20	Две ВЛ 330 кВ Советск - Битенай - Клайпеда (демонтаж старой и строительство двух новых ВЛ)	Калининградская, Литва	2018	2х100 км																		200				**200**	**0**	**0**	4755	0	0	0	624	1648	1728	756	**4755**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для обеспечения выдачи мощности блока № 2 Балтийской АЭС (1150 МВт) (технические решения уточняются после определения ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» направления, масштабов, продолжительности экспорта электрической энергии и мощности)
21	Две ВЛ 330 кВ Балтийская АЭС - Битенай - Юрбаркас (демонтаж старой и строительство двух новых ВЛ)			76+45 км																		121				**121**	**0**	**0**	2924	0	0	0	0	1071	1123	729	**2924**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
22	Двухцепная ВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 - ЛАЭС	Ленинградская	2018	2х4 км																		8				**8**	**0**	**0**	165	0	0	0	0	0	0	165	**165**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение выдачи мощности блока № 3 Ленинградской АЭС-2 (1Х1150 МВт) Требует уточнения по результатам разработки СВМ электростанции
	±300 кВ																																							
23	ППТ Ленинградская АЭС-2 - Выборгская ±300 кВ 1000 МВт в том числе	Ленинградская	2015																										0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение выдачи мощности блока № 2 Ленинградской АЭС-2 (1х1150 МВт) (технические решения уточняются после выполнения и согласования СВМ)
	ПС ПТ			4860 МВА											4860											**0**	**4860**	**0**	41968	0	0	0	13250	14012	14706	0	**41968**			
	ВЛ			73 км										73												**73**	**0**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
	КЛ			41 км										41												**41**	**0**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
	ВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 - ПС ПТ ЛАЭС-2			2х25 км										50												**50**	**0**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
	Итого по 750 кВ для выдачи мощности АЭС				***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***	***0***	***5139***	***7511***	***0***	***0***	***12651***			
	Итого по 330 кВ для выдачи мощности АЭС				***0***	***0***	***0***	***94***	***0***	***0***	***282***	***0***	***250***	***50***	***0***	***0***	***573,9***	***2590***	***720***	***0***	***0***	***0***	***329***	***0***	***0***	***1329***	***2590***	***970***		***83***	***516***	***546***	***20557***	***21978***	***5386***	***1650***	***50516***			
	Итого по ±300 кВ для выдачи мощности АЭС				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***114***	***4860***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***114***	***4860***	***0***		***0***	***0***	***0***	***13250***	***14012***	***14706***	***0***	***41968***			
	ТЭС																																							
	330 кВ																																							

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			В прогнозных ценах (с НДС) **									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	Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
24	ПС 330/110 кВ Октябрьская (расширение) АТ 330/110 кВ	Ленинградская	2012	200 МВА		200																			**0**	**200**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			для выдачи мощности второго блока ТЭЦ-5 Правобережная,ПГУ-450 МВт
25	Двухцепные заходы ВЛ 330 кВ ПС Ленинградская - ПС Колпино на ОРУ 330 кВ Киришской ГРЭС	Ленинградская	2016	2х95 км													190								**190**	**0**	**0**	4691	0	0	0	1559	3132	0	0	**4691**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для выдачи мощности Киришской ГРЭС при её расширении блоком ПГУ-800
	Итого по 330 кВ для выдачи мощности ТЭС				***0***	***200***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***190***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***190***	***200***	***0***		***0***	***0***	***0***	***1559***	***3132***	***0***	***0***	***4691***			
	Межсистемные линии электропередачи																																							
	750 кВ																																							
26	ВЛ 750 кВ Ленинградская - Белозерская	Ленинградская Вологодская	2019	450 км 2хШР 330 Мвар																					**0**	**0**	**0**	24777	0	0	0	779	7088	7428	9481	**24777**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для выдачи избытков мощности из ОЭС Северо-Запада и усиления межсистемной связи ОЭС Северо-Запада - ОЭС Центра
	330 кВ																																							
27	ВЛ 330 кВ Новосокольники - Талашкино *	Псковская Смоленская	2017	230 км																230						**230**	**0**	**0**	3900	14,74	0	85	1300	1300	1129,97	0	**3829,71**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Псковской области в случае размыкания электрических связей с Белоруссией
	Итого по межсистемным объектам 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***	***779***	***7088***	***7428***	***9481***	***24777***			
	Итого по межсистемным объектам 330 кВ				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***230***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***230***	***0***	***0***		***15***	***0***	***85***	***1300***	***1300***	***1130***	***0***	***3830***			
	Для обеспечения возможности подключения новых потребителей																																							
	330 кВ																																							
28	ПС 330 кВ Ручей с заходами ВЛ 330 кВ ПС Ленинградская - Чудово *	Новгородская	2013	2х125 МВА, 2х1 км				2	250																**2**	**250**	**0**	2950	331,11	1500	850	248,62	0	0	0	**2929,73**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение Бабиновской промзоны в Чудовском районе Новгородской области
29	ПС 330 кВ Усть-Луга с заходами ВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 - Кингисеппская *	Ленинградская	2016	2х200 МВА, 2х1 км, 100 Мвар													2	400	100						**2**	**400**	**100**	2351,5	59,96	23,07	700	700	799,97	0	0	**2283**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение электроснабжения портовых комплексов Усть-Луга, Вистино, Горки Ленинградской области
30	ПС 330 кВ ШГКМ	Мурманской области	2017	2х250 МВА																	500					**0**	**500**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "Газпром"		Обеспечение электроснабжения Штокманского газоконденсатного месторождения
	ВЛ 330 кВ ШГКМ-Серебрянская ГЭС-1			59 км																59						**59**	**0**	**0**	8422	0	0	0	2338	2638	3446	0	**8422**			
	ВЛ 330 кВ ШГКМ - ПС Выходной			121 км																121						**121**	**0**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
	220 кВ																																							
31	ПС 220/110 кВ Новая с двухцепной ВЛ 220 кВ Плесецк - Новая	Архангельская	2012	2х29 км 2х63 МВА	58	126																			**58**	**126**	**0**	1461,8	600	0	0	0	0	0	0	**600**	ФГУ "Командова-ние космических войск"	С	Обеспечение электроснабжения космодрома "Плесецк" при увеличении нагрузки
32	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**	5222,48	1776	1769	1678	0	0	0	0	**5222,48**	ООО "Совместная компания РУСВЬЕТ-ПЕТРО"		Для обеспечения электроснабжения потребителей нефтедобывающей "Компании "РУСВЬЕТПЕТРО"
33	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	2015	2х101,4 км 2х63 МВА										202,8	126										**202,8**	**126**	**0**	4425	0	0	2189	2235	0	0	0	**4425**	Заявитель	П-2006 г.	Электроснабжение ГОКа Поморье
34	ВЛ 220 кВ Микунь - Сыктывкар (вторая ВЛ)*	Энергосистема Республики Коми	2017	87,2 км																87,2						**87,2**	**0**	**0**	1713,85	0	0	0	77,94	494,54	1141,37	0	**1713,85**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Сыктывкара, обеспечение подключения новых потребителей
35	ПС 220 кВ Сыктывкар (установка второго АТ)*	Энергосистема Республики Коми	2017	125 МВА																	125					**0**	**125**	**0**	341,01	0	0	0	0,00	0,00	341,01	0	**341,01**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Сыктывкара, обеспечение подключения новых потребителей
	Итого по 330 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей				***0***	***0***	***0***	***2***	***250***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***2***	***400***	***100***	***180***	***500***	***0***	***0***	***0***	***0***	***184***	***1150***	***100***		***391***	***1523***	***1550***	***3287***	***3438***	***3446***	***0***	***13635***			
	Итого по 220 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей				***58***	***126***	***0***	***0***	***0***	***0***	***340***	***80***	***0***	***202,8***	***126***	***0***	***0***	***0***	***0***	***87,2***	***125***	***0***	***0***	***0***	***0***	***688***	***457***	***0***		***2376***	***1769***	***3867***	***2313***	***495***	***1482***	***0***	***12302***			
	Для снятия сетевых ограничений и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей.																																							
	330 кВ																																							
36	ВЛ 330 кВ Гатчинская - Лужская с ПС 330 кВ Лужская*	Ленинградская	2012	93 км 125 МВА	93	250																			**93**	**250**	**0**	3819,93	880,56	513,11	0	0	0	0	0	**1393,67**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение электроснабжения потребителей Лужского энергорайона энергосистемы Ленинградской области
36	ПС 330 кВ Зеленогорская с заходами ВЛ 330 кВ С-3 ТЭЦ - ПС Каменногорская*	Ленинградская	2012	2х200 МВА 2х15 км	30	400																			**30**	**400**	**0**	2530,44	907,8	38,12	0	0	0	0	0	**945,95**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Карельского перешейка, г. Зеленогорска и Курортного района
37	ВЛ 330 кВ ПС Лоухи - РП Путкинский - РП Ондский *	Карельская	2013	169 км				169																	**169**	**0**	**0**	12663,8	1813	1037,00	1308,27	253,05	0	0	0	**4411,32**	ОАО "ФСК ЕЭС" (реализуется по титулу ИП «ВЛ 330 кВ Кольская АЭС - Княжегубская ГЭС - ПС 330/110/35 кВ Лоухи - Путкинская ГЭС - ОРУ 330 кВ Ондской ГЭС»)		
				131 км				131																	**131**	**0**	**0**												

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			В прогнозных ценах (с НДС) **									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	Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
38	ПС 330/110 кВ Василеостровская с КЛ 330 кВ Северная - Василеостровская и КЛ 330 кВ ПС Василеостровская - ПС № 15 Завод Ильича с установкой ШР на ПС 330 кВ Северная (60 Мвар) и ШР на ПС 330 кВ Василеостровская (100 Мвар)*	Ленинградская	2014	2х200 МВА								400														**0**	**400**	**0**	7641,39	1576	700	2000	1618,09	0	0	0	**5894,09**	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**													
				60 Мвар, 100 Мвар									160													**0**	**0**	**160**	353,7	0	0	0	353,7	0	0	0	**353,7**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение надежности электроснабжения потребителей центральных районов Санкт-Петербурга
39	ПС 330/110 кВ Парнас с заходами ВЛ 330 кВ ПС Восточная - ПС Северная*	Ленинградская	2014	2х1км 2х200 МВА							2	400													**2**	**400**	**0**	2714,13	412,72	500	1006,88	200	0	0	0	**2119,6**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для электроснабжения потребителей северной части Санкт-Петербурга, жилого массива "Северная долина"
40	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	137,27	200	975,31	699,69	600	375	0	**2987,27**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей северных районов Мурманской области
41	ПС 330/110 кВ Пулковская с кабельными заходами ВЛ 330 кВ Западная - Южная *	Ленинградская	2014	2х200 МВА КЛ 2х 0,3 км							0,6	400													**0,6**	**400**	**0**	2827,91	415,85	400	857,54	637,96	0	0	0	**2311,35**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение надежности электроснабжения присоединяемых потребителей ДК "Порт" и ООО "Новый город"
42	ПС 330/110 кВ Ломоносовская с заходами ВКЛ 330 кВ ЛАЭС - ПС Западная*	Ленинградская	2016	2х6,3 км 2х200 МВА													12,6	400							**12,6**	**400**	**0**	3417,63	20	50	70	1558,78	1718,85	0,00	0	**3417,63**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Ломоносовского района Ленинградской области
43	ВЛ 330 кВ РП Ондский - ПС Петрозаводская (2-я ВЛ)*	Карельская	2018	278 км																			278		**278**	**0**	**0**	10374,00	0	0	163,78	366,22	2996,40	3245,30	3602	**10374,00**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение выдачи "запертой" электроэнергии КоАЭС и мощности электростанций энергосистем Мурманской области и Республики Карелия, повышения надежности электроснабжения Карелэнерго
44	ПС 330 кВ Заневская с заходами ВЛ 330 кВ Восточная - Киришская ГРЭС*	Ленинградская	2017	2х5 км 2х200 МВА																**10**	**400**				**10**	**400**	**0**	3421,14	27,41	0	0	997,62	1071,5	1161,91	0	**3258,44**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для повышения надежности электроснабжения потребителей жилой застройки г. Санкт-Петербурга
45	ПС 330 кВ Окуловская (установка третьего АТ)*	Новгородская	2016	125 МВА														125							**0**	**125**	**0**	628,70	0	0	10,00	311,76	306,94	0,00	0	**628,70**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Крестецкого, Валдайского районов Новгородской области
46	ПС 330 кВ Новосокольники (установка третьего АТ)*	Псковская	2017	125 МВА																	125				**0**	**125**	**0**	653,02	0	0	15,30	77,94	247,27	312,51	0	**653,02**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Великие Луки Псковской области
47	ПС 330 кВ Новодевяткино вблизи Северной ТЭЦ-21 с заходами ВЛ 330 кВ Восточная -Выборг*	Ленинградская	2017	2х200 МВА 2х1,2 км																2,4	400				**2,4**	**400**	**0**	3299,19	71	44,22	15,76	997,62	1055,01	1095,75	0	**3279,36**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Санкт-Петербурга и Карельского перешейка
48	ВЛ 330 кВ ПС Петрозаводская - ПС Тихвин	Ленинградская Карельская	2017	280 км																280					**280**	**0**	**0**	7294	0	0	0	47	4121	3126	0	**7294**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышения надежности электроснабжения потребителей Карельской и Ленинградской энергосистем, повышение пропускной способности транзита Колэнерго - Карелэнерго - Ленэнерго
49	Сооружение двух КЛ 330 кВ Пулковская-Западная с установкой ШР 330 кВ на ПС 330 кВ Западная (в случае принятия решения о демонтаже воздушных участвков ВЛ 330 кВ Западная - ЛАЭС и Западная - Южная на территории Санкт-Петербурга)*	Ленинградская	2017	2х20 км 100 Мвар																40		100			**40**	**0**	**100**	17071	2	40	120	4676	5770	6463	0	**17071**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Ввод объекта необходим при демонтаже участков ВЛ 330 кВ Западная - ЛАЭС и Западная -Южная на территории Санкт-Петербурга
50	ПС 330 кВ Западный скоростной диаметр (ЗСД)	Ленинградская	2018	2х200 МВА 2х0,3 км																			0,6	400	**0,6**	**400**	**0**	3575	0	0	0	47	165	1728	1636	**3575**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение электроснабжения потребителей жилой и общественно-деловой застройки северных районов Санкт-Петербурга
	220 кВ																																							
51	ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС - Ухта - Микунь (2012 г. - Ухта - Микунь)*	Энергосистема Республики Коми	2012, 2016	252,8 км, 294,3 км	252,8												294,3								**547,1**	**0**	**0**	11649	1600,06	775	2562,19	3000	2241	0	0	**10179**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей Микунь-Сыктывкарского и Котласского энергоузлов, увеличение пропускной способности сети для обеспечения подключения новых потребителей
52	ВЛ 220 кВ ПС Петрозаводск - ПС Суоярви	Карельская	2017	104 км																104					**104**	**0**	**0**	1733	0	0	0	156	824	753	0	**1733**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения Прионежского района энергосистемы Республики Карелия
53	ВЛ 220 кВ Микунь-Заовражье	Энергосистема Республики Коми Архангельская	2018	250 км																			250		**250**	**0**	**0**	4220	0	0	0	935	1071	1123	1090	**4220**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Микунь-Сыктывкарского и Котласского энергоузлов, увеличение пропускной способности сети для обеспечения подключения новых потребителей
	Итого по 330 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***123***	***650***	***0***	***300***	***0***	***0***	***53,1***	***1450***	***160***	***0***	***0***	***0***	***12,6***	***525***	***0***	***332,4***	***1175***	***100***	***278,6***	***400***	***0***	***1100***	***4200***	***260***		***6264***	***3522***	***6543***	***12842***	***18052***	***17507***	***5238***	***69967***			
	Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***252,8***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***294,3***	***0***	***0***	***104***	***0***	***0***	***250***	***0***	***0***	***901,1***	***0***	***0***		***1600***	***775***	***2562***	***4091***	***4137***	***1876***	***1090***	***16131***			
	Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности																																							
	330 кВ																																							

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			В прогнозных ценах (с НДС) **									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	Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
54	Комплексная реконструкция и тех. перевооружение ПС 220 кВ Завод Ильича (перевод на напряжение 330 кВ) *	Ленинградская	2012	2х200,2х250 МВА		250																			**0**	**250**	**0**	8434,39	1387,35	305,92	323,2	266,3	0	0	0	**2282,77**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Санкт-Петербурга
55	Реконструкция ПС 330 кВ Тихвин-Литейный (замена АТ и установка 2-ого АТ 330/110 кВ 200 МВА)	Ленинградская	2017	1х125 МВА 2х 200 МВА 250 МВА																775					**0**	**775**	**0**	3015	23	# # #	0	779	989	1165	0	**2999,20**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Ленинградской области
56	Реконструкция и тех. перевооружение ПС 330 кВ Восточная *	Ленинградская	2012	4х200 МВА		200																			**0**	**200**	**0**	7640	650	# # # #	0	0	0	0	0	**712,27**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Санкт-Петербурга, введены 3х200 МВА
	Итого по объектам реновации 330 кВ с увеличением трансформаторной мощности				***0***	***450***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***775***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1225***	***0***		***2061***	***411***	***323***	***1046***	***989***	***1165***	***0***	***5994***			
	220 кВ																																							
57	Реконструкция и техническое перевооружение ПС 220 кВ Полупроводники (замена АТ с увеличением мощности) *	Ленинградская	2012	2х80 МВА		160																			**0**	**160**	**0**	1409,32	632,87	132	0	0	0	0	0	**764,87**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Для обеспечения надежности электроснабжения районов г. Санкт-Петербурга
58	Реконструкция ОРУ 220 кВ, РУ 10 кВ ПС 220 кВ Кизема с установкой второго трансформатора 25 МВА *	Архангельская	2013	25 МВА					25																**0**	**25**	**0**	370,34	6,43	312,33	50,09	0	0	0	0	**368,85**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Архангельской области
59	Реконструкция ПС 220 кВ Древлянка (№2)(замена АТ с увеличением мощности) *	Карельская	2016	2х200 МВА													400								**0**	**400**	**0**	2826	4,4	140	240	580	566,57	0	0	**1530,97**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения энергосистемы Республики Карелия
60	Реконструкция ПС 220 кВ Медвежьегорск (замена АТ с увеличением мощности) *	Карельская	2016	2х63 МВА													126								**0**	**126**	**0**	1727,41	12,9	50	150	500	495,21	0	0	**1208,11**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Медвежьегорского энергоузла
61	Реконструкция ПС 220 кВ Усинская (замена АТ с увеличением мощности) *	Энергосистема Республики Коми	2016	2х80 МВА													160								**0**	**160**	**0**	4017,77	40	150	307,77	1700	1820	0	0	**4017,77**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения энергосистемы Республики Коми
	Итого по объектам реновации 220 кВ с увеличением трансформаторной мощности				***0***	***160***	***0***	***0***	***25***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***686***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***871***	***0***		***697***	***784***	***748***	***2780***	***2882***	***0***	***0***	***7891***			
	Объекты реновации без увеличения трансформаторной мощности																																							
	330 кВ																																							
62	Комплексная реконструкция ПС 330 кВ Колпино*	Ленинградская	2012	2х200 МВА		400																			**0**	**400**	**0**	2728,13	542	77	0	0	0	0	0	**619,15**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Ленинградской области
63	ПС 330 кВ Выборгская (Реконструкция ОРУ 330 кВ, КВПУ-5) *	Ленинградская	2016	2х500 МВА													1000								**0**	**1000**	**0**	1742,99	45,76	17,48	180	700	741,55	0	0	**1684,79**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
64	Реконструкция и тех. перевооружение ПС 330 кВ Кингисеппская*	Ленинградская	2013	2х200 МВА					400																**0**	**400**	**0**	2094,84	837	704	203	0	0	0	0	**1744**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей и выдачи мощности 1-ого блока ЛАЭС-2
	Итого по объектам реновации 330 кВ без увеличением трансформаторной мощности				***0***	***400***	***0***	***0***	***400***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1000***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1800***	***0***		***1424***	***798***	***383***	***700***	***742***	***0***	***0***	***4048***			
	220 кВ																																							
65	Реконструкция ПС 220 кВ Сортавала	Карельская	2015	БСК 30												30									**0**	**0**	**30**	149	0	0	0	149	0	0	0	**149**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Сортавальского энергоузла
66	Реконструкция ПС 220 кВ Пикалево	Ленинградская	2016	2х63 МВА													126								**0**	**126**	**0**	287	0	0	0	0	287,5	0	0	**287**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Замена морально устаревшего и физически изношенного оборудования (ПС сооружена в 1963 году)
	Итого по объектам реновации 220 кВ без увеличением трансформаторной мощности				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***30***	***0***	***126***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***126***	***30***		***0***	***0***	***0***	***149,2***	***287,5***	***0***	***0***	***436,7***			
	Итого по объектам реновации 330 кВ				***0***	***850***	***0***	***0***	***400***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1000***	***0***	***0***	***775***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***3025***	***0***		***3485***	***1209***	***707***	***1746***	***1731***	***1165***	***0***	***10042***			
	Итого по объектам реновации 220 кВ				***0***	***160***	***0***	***0***	***25***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***30***	***0***	***812***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***997***	***30***		***697***	***784***	***748***	***2929***	***3169***	***0***	***0***	***8327***			

																												в прогнозных ценах (с НДС) **								
	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого				2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг
	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.
ВСЕГО, в т.ч.	**433,8**	**1986**	**0**	**396**	**675**	**0**	**675,1**	**1530**	**740**	**366,8**	**4986**	**30**	**1210**	**7327**	**1480**	**933,6**	**2575**	**100**	**857,6**	**400**	**0**	**4873**	**19479**	**2350**		**14910**	**10099**	**16608**	**69592**	**86042**	**54127**	**17459**	**268837**
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**	**0**	**5919**	**14600**	**7428**	**9481**	**37428**
по 330 кВ	**123**	**1700**	**0**	**396**	**650**	**0**	**335,1**	**1450**	**410**	**50**	**0**	**0**	**778,5**	**4515**	**820**	**742,4**	**2450**	**100**	**607,6**	**400**	**0**	**3033**	**11165**	**1330**		**10238**	**6771**	**9430**	**41091**	**49630**	**28634**	**6888**	**152681**
по ±300 кВ	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**114**	**4860**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**114**	**4860**	**0**		**0**	**0**	**0**	**13250**	**14012**	**14706**	**0**	**41968**
по 220 кВ	**310,8**	**286**	**0**	**0**	**25**	**0**	**340**	**80**	**0**	**202,8**	**126**	**30**	**294,3**	**812**	**0**	**191,2**	**125**	**0**	**250**	**0**	**0**	**1589**	**1454**	**30**		**4673**	**3328**	**7177**	**9334**	**7801**	**3358**	**1090**	**36761**

Примечания:

* - объекты приняты по ИП ФСК 2012-2014 гг.

** - кап.вложения представлены без учета территориального коэффициента

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2012 - 2018 ГОДОВ ОЭС ЦЕНТРА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			В ценах на	в прогнозных ценах (с НДС) **									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	Полная стоимость строительства	Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
	Объекты для выдачи мощности электростанций																																								
	АЭС																																								
1	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-2 - Елецкая (Борино) с реконструкцией ПС 500 кВ Елецкая (Борино)*	Воронежская, Липецкая	2013	210 км, ШР-180				210		180															**210**	**0**	**180**	8623,1	8623	175	1000	259	7101	0	0	0	**8535**	ОАО "ФСК ЕЭС" (наименование титула по ИП «ВЛ 500 кВ Донская АЭС - Борино (Елецкая)»	II	Для выдачи мощности блока № 1 (1198,8 МВт) Нововоронежской АЭС-2
2	реконструкция ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Донбасская и ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Старый Оскол с сооружением заходов на НВАЭС-2*	Воронежская		2x0,7 км; 2x0,6 км				2,6																	**2,6**	**0**	**0**	79,3	79	16	3	1	59	0	0	0	**79**		II	
3	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС-2 - Бутурлиновка с ПС 220 кВ Бутурлиновка*			100 км, 2x125 МВА				100	250																**100**	**250**	**0**	2289,5	2290	66	370	47	1769	0	0	0	**2252**		II	
4	КЛ №1 220 кВ Нововоронежская АЭС-2 - Новая и КЛ №2 220 кВ Нововоронежская АЭС-2 - Новая. Реконструкция ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Лиски 3, 4 и ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Латная (перезавод в РУ 220 кВ НВАЭС-2)*			2x2,5 км				10,5																	**10,5**	**0**	**0**	664	664	276	200	71	100	0	0	0	**648**	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	
5	КЛ №1 220 кВ Новая - Промзона и КЛ №2 220 кВ Новая - Промзона с ПС 220 кВ Промзона*			2x6 км, 2x200 МВА				12	400																**12**	**400**	**0**	2804,4	2804	118	350	78	2238	0	0	0	**2784**		II	
6	Автотрансформатор связи №1 на НВАЭС-2 - АТ 500/220 кВ, ШР-180			501 МВА ШР-180					501	180															**0**	**501**	**180**		0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
7	ВЛ 500 кВ НВАЭС-2 - Старый Оскол	Воронежская, Белгородская	2015	92 км										92											**92**	**0**	**0**	2667,6	4158	0	0	0	4158	0	0	0	**4158**	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Для выдачи мощности блока №2 (1198,8 МВт) Нововоронежской АЭС-2
8	Автотрансформатор связи №2 на НВАЭС-2 АТ 500/220 кВ	Воронежская		501 МВА											501										**0**	**501**	**0**		0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности АЭС				***0***	***0***	***0***	***212,6***	***501***	***360***	***0***	***0***	***0***	***92***	***501***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***304,6***	***1002***	***360***			***190,97***	***1002,78***	***259,66***	***11318,2***	***0***	***0***	***0***	***12771,61***			
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности АЭС				***0***	***0***	***0***	***122,5***	***650***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***122,5***	***650***	***0***			***460,13***	***920***	***196,8***	***4107***	***0***	***0***	***0***	***5683,93***			
	ТЭС																																								
9	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ярославская - Тутаев, ВЛ 220 кВ Ярославская - Тверицкая . . Заходы на Ярославскую ТЭС (Тенинскую котельную)*	Ярославская	2013	2x12 км, 2x23 км				70																	**70**	**0**	**0**	697,69	698	40	580	78	0	0	0	0	**698**	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Для выдачи мощности Тенинской котельной г. Ярославля (ПГУ-450 МВт)
10	Заходы ЛЭП 220 кВ Районная - Заря на Владимирскую ТЭЦ-2*	Владимирская	2013	2x5 км				10																	**10**	**0**	**0**	167	167	42	108	17	0	0	0	0	**167**	ОАО "ФСК ЕЭС" (реализуется по титулу ИП «Заходы ЛЭП 220 кВ на Владимирскую ТЭЦ-2»)		Для выдачи мощности блока №7 (ПГУ-230 МВт) Владимирской ТЭЦ-2
11	Строительство ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС - РПП-2 (вторая ВЛ) с расширением ОРУ РПП-2 и ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС - Череповецкая с реконструкцией ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Череповецкая*	Вологодская	2014	55,4 км, 35,6 км							91														**91**	**0**	**0**	1117	1117	66	350	400	301	0	0	0	**1117**	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Для выдачи мощности блока №4 (420 МВт) Череповецкой ГРЭС
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС				***0***	***0***	***0***	***80***	***0***	***0***	***91***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***171***	***0***	***0***			***147,5***	***1038***	***494,69***	***301***	***0***	***0***	***0***	***1981,19***			
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности электростанций				***0***	***0***	***0***	***212,6***	***501***	***360***	***0***	***0***	***0***	***92***	***501***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***304,6***	***1002***	***360***			***190,97***	***1002,78***	***259,66***	***11318,2***	***0***	***0***	***0***	***12771,61***			
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций				***0***	***0***	***0***	***202,5***	***650***	***0***	***91***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***293,5***	***650***	***0***			***607,63***	***1958***	***691,49***	***4408***	***0***	***0***	***0***	***7665,12***			
	Межсистемные линии электропередачи																																								
	750 кВ																																								
12	ВЛ 750 кВ Ленинградская - Белозерская (объёмы учтены в ОЭС Северо-Запада)	Ленинградская Вологодская	2019	450 км 2xШР- 330																					**0**	**0**	**0**		0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для усиления межсистемной связи ОЭС Северо-Запада - ОЭС Центра
	500 кВ																																								
13	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС- Нижегородская (объёмы учтены в ОЭС Средней Волги)	Костромская, Нижегородская	2014	286 км 1xШР-180																					**0**	**0**	**0**		0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла и г. Нижний Новгород
14	ВЛ 500 кВ Радуга-2 - Владимирская (объёмы учтены в ОЭС Средней Волги)	Нижегородская Владимирская	2017	150 км																					**0**	**0**	**0**		0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности присоединения новых потребителей в Выксунском энергоузле Нижегородской энергосистемы. Для электроснабжения потребителей ОАО «ВМЗ».
	330 кВ																																								
15	ВЛ 330 кВ Новосокольники - Талашкино (объёмы учтены в ОЭС Северо-Запада)	Псковская, Смоленская	2017	230 км																					**0**	**0**	**0**		0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Для обеспечения надёжности электроснабжения Псковской области в случае размыкания электрических связей с Белоруссией.

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			В ценах на	в прогнозных ценах (с НДС) **									Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по О'ЭС) 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	Полная стоимость строительства	Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	**млн. руб.**			
	Итого по межсистемным объектам 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***			
	Итого по межсистемным объектам 500 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***			
	Итого по межсистемным объектам 330 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***			
	Объекты для обеспечения возможности подключения новых потребителей																																							
	500 кВ																																							
16	ПС 500 кВ РЛПЗ, АТГ 500/220 кВ, с заходами ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС - Тамбовская	Рязанская	2 015	4х167 МВА, 2х3,5 км										7	668											**7**	**668**	**0**	1738,8	4340	0	408	730	1463	0	0	0	**2601**			Для электроснабжения Рязанского листопрокатного завода
17	Т 220/10 кВ, с заходами двух ВЛ 220 кВ Рязанская ГРЭС - Парская		2 013	2х40 МВА, 4х7 км				28	80																	**28**	**80**	**0**	991,4	2303	507	805	0	0	0	0	0	**1312**			
18	расширение ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ РЛПЗ, Т 220/35кВ, Т 220/10кВ		2 015	2х180 + 2х160 МВА											680											**0**	**680**	**0**	839,8	2119	0	0	438	841	0	0	0	**1279**			
19	Строительство ПС 500 кВ Обнинская, АТГ 500/220 кВ, с заходами ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС - Калужская*	Калужская	2015	501+167 МВА 2х50 км										100	668											**100**	**668**	**0**	3320,5	3321	40	150	930	2201	0	0	0	**3321**	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Для снятия ограничений на присоединение потребителей в северной части Калужской области (ИП Ворсино и др.).
20	две ВЛ 220 кВ Обнинск - Созвездие*			2х20 км										40												**40**	**0**	**0**	424,5	425	6	25	100	294	0	0	0	**425**			
21	Установка третьего автотрансформатора 500/110 кВ мощностью 250 МВА на ПС 500 кВ Старый Оскол. Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 500 кВ Старый Оскол*	Белгородская	2014	250 МВА							250															**0**	**250**	**0**	1062,01	1062	138	170	509	245	0	0	0	**1062**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для электроснабжения Стойленского ГОКа
	330 кВ																																							
22	Расширение ПС 330 кВ Лебеди, АТ 330/110 кВ	Белгородская	2015	2х200 МВА											400											**0**	**400**	**0**	679,8	1030	0	0	438	592	0	0	0	**1030**			Для электроснабжения потребителей Лебединского ГОКа
23	ПС 330 кВ Тверь АТ 330/110 кВ с заходами ВЛ 330 кВ Конаковская ГРЭС - Калининская*	Тверская	2017	200 МВА, 2х5 км																10	200					**10**	**200**	**0**	1672,2	1672	0	0	25	200	600	847	0	**1672**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей Тверского энергоузла
	220 кВ																																							
24	ПС 220 кВ Метзавод с заходами ВЛ 220 кВ Калужская-Латышская и заходами ВЛ 220 кВ Мирная-Кедрово	Калужская	2011-2012	1х180 МВА, 2х100 МВА, 4х2,5 км		180																				**0**	**180**	**0**	1569	1635	310	0	0	0	0	0	0	**310**			Для электроснабжения ЗАО Калужский научно-производственный электрометаллургический завод
25	Две ВЛ 220 кВ Калужская - Метзавод		2012	2х50 км	100																					**100**	**0**	**0**	1120,1	1312	906	0	0	0	0	0	0	**906**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
26	ПС 220 кВ Новогуровская	Тульская	2012	2х40 МВА		80																				**0**	**80**	**0**	626,6	734	507	0	0	0	0	0	0	**507**			Для электроснабжения ООО Тулацемент
27	заходы ВЛ 220 кВ Тула - Бугры на ПС 220 кВ Новогуровская*			2х10 км	20																					**20**	**0**	**0**	148,76	149	118	0	0	0	0	0	0	**118**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
28	Установка третьего АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Химическая	Тульская	2015	200 МВА											200											**0**	**200**	**0**	233,2	364	0	0	0	364	0	0	0	**364**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для реализации технологического присоединения ООО Тульский цементный завод
29	Реконструкция ПС 500 кВ Липецкая, реконструкция ПС 220 кВ Металлургическая. Строительство заходов двух цепей ВЛ 220 кВ Липецкая – Металлургическая на ПС 220 кВ Казинка (ОЭЭ ППТ Липецк)*	Липецкая	2013	4х1 км				4																		**4**	**0**	**0**	26,2	26	25	1	0	0	0	0	0	**26**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для электроснабжения ОЭЭ ППТ Липецк
30	ПС 220 кВ Казинка (ОЭЭ)	Липецкая	2013	2х250 МВА					500																	**0**	**500**	**0**	1261,3	1670	634	1036	0	0	0	0	0	**1670**			
31	ВЛ 220 кВ Липецкая - Металлургическая	Липецкая	2016	36 км													36									**36**	**0**	**0**	527,4	869	0	0	0	0	869	0	0	**869**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для обеспечения электроснабжения потребителей Липецкой области, ОЭЭ "Липецк", Новолипецкий меткомбинат. Сооружения ВЛ не потребуется в случае ввода ПГУ ОЭЭ "Липецк" (ок. 600 МВт)
32	ВЛ 220 кВ Правобережная - Борино (Сокол)	Липецкая	2016	11,9 км													11,9									**11,9**	**0**	**0**	292,3	482	0	0	0	0	482	0	0	**482**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей в районе ПС Правобережная, в т.ч. ООО Рошен
33	ПС 220 кВ Литейная (установка третьего АТ 220/110 кВ) и строительство заходов ВЛ 220 кВ Смоленская ГРЭС - Талашкино на ПС Литейная	Смоленская	2017	200 МВА 2х30 км																60	200					**60**	**200**	**0**	982,9	1666	0	0	0	0	659	1007	0	**1666**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для обеспечения электроснабжения производственной зоны №3
34	ПС 220 кВ Созвездие	Калужская	2011, 2015	2х250 МВА											250											**0**	**250**	**0**	1261,2	1408	0	0	0	408	0	0	0	**408**	МРСК		Для снятия ограничений на присоединение потребителей в северной части Калужской области, в т.ч. ИП Ворсино
35	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Калужская-Метзавод (Латышская) на ПС 220 кВ Созвездие, строительство заходов ВЛ 220 кВ Мирная-Метзавод (Кедрово) на ПС 220 кВ Созвездие*		2011-2012	4х2,5 км	5																					**5**	**250**	**0**	80,62	81	77	4	0	0	0	0	0	**81**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
36	РП 220 кВ Станы с заходами ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Шипово	Калужская	2013	2х15 км				30																		**30**	**0**	**0**	747,3	989	381	609	0	0	0	0	0	**989**	заходы - ОАО "ФСК ЕЭС"		Для обеспечения электроснабжения цементного завода Лафарж ГЕО
37	ПС 220 кВ Лафарж			2х63 МВА					126																	**0**	**126**	**0**	904,4	1194	507	686	0	0	0	0	0	**1194**			
48	Две ВЛ 220 кВ Лафарж - Станы			2х2 км				4																		**4**	**0**	**0**													

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			В ценах на	в прогнозных ценах (с НДС) **								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	Полная стоимость строительства	Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	**млн. руб.**			
39	Установка АТ-2 220/110 кВ на ПС 220 кВ Электрон с реконструкцией ОРУ 110 кВ*	Калужская	2013	125 МВА					125																**0**	**125**	**0**	349	349	192	157	0	0	0	0	0	**349**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для электроснабжения Калужского цементного завода и Сухиничского завода стального проката АВ-Сталь
40	ПС 220 кВ Сталь	Владимирская	2014	2х63 МВА + 1х160 МВА								286													**0**	**286**	**0**	759,2	1078	0	408	670	0	0	0	0	**1078**			Для электроснабжения Ковровского сталепрокатного завода
41	Двухцепная ВЛ 220 кВ Заря-Сталь	Владимирская		2х3 км							6														**6**	**0**	**0**	239,8	350	0	0	350	0	0	0	0	**350**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
42	ВЛ 220 кВ Заря - Иваново	Ивановская, Владимирская	2017	100 км																100					**100**	**0**	**0**	1120,1	1895	0	0	0	0	824	1071	0	**1895**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для электроснабжения Ковровского сталепрокатного завода и потребителей Владимирской области
43	ПС 220 кВ Цементник (АТ 220/10 кВ)	Воронежская	2012	2х40 МВА		80																			**0**	**80**	**0**	626,6	728	477	0	0	0	0	0	0	**477**			Для электроснабжения ЗАО Евроцемент груп
44	Реконструкция ПС 330 кВ Лески и ПС 220 кв Придонская, строительство отпаек от ВЛ 220 кВ Лески - Придонская 1,2 на ПС 220 кВ Цементник*	Воронежская		2х2,5 км	5																				**5**	**0**	**0**	323,69	324	85	0	0	0	0	0	0	**85**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
																									#####	***#######***	***#####***		0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
	Итого по 500 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***250***	***0***	***107***	***1336***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***107***	***1586***	***0***			***691***	***1558,015***	***2706,328***	***5044,812***	***0***	***0***	***0***	***10000,16***			
	Итого по 330 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***400***	***0***	***0***	***0***	***0***	***10***	***200***	***0***	***0***	***0***	***0***	***10***	***600***	***0***			***0***	***0***	***462,898***	***792,0246***	***600***	***847***	***0***	***2701,923***			
	Итого по 220 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей				***130***	***340***	***0***	***66***	***831***	***0***	***6***	***286***	***0***	***40***	***1130***	***0***	***47,9***	***0***	***0***	***160***	***200***	***0***	***0***	***0***	***0***	***449,9***	***2787***	***0***			***4218,17***	***2901,197***	***1020,302***	***771,9079***	***2834,857***	***2078,207***	***0***	***13824,64***			
	Объекты для снятия сетевых ограничений и повышения надёжности электроснабжения существующих потребителей																																							
	500 кВ																																							
45	Строительство ПС 500 кВ Белобережская с заходами ВЛ 500 кВ Новобрянская - Елецкая,	Брянская	2014	501+167 МВА, ВЛ 500 кВ - 2х1 км							2	501			167										**2**	**668**	**0**	7269,21	7269	74	480	1013	5688	0	0	0	**7255**	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Брянской области
	ВЛ 220 кВ Белобережская - Цементная, ВЛ 220 кВ Белобережская - Машзавод и ВЛ 220 кВ Белобережская - Брянская*			33 км, 30 км, 60 км							123														**123**	**0**	**0**													
46	участок ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Липецкая (ликвидация "тройника")	Липецкая	2017	30 км																30					**30**	**0**	**0**	1002,4	1732	0	0	0	0	0	1732	0	**1732**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для ликвидации "тройника" и повышения надежности сети, в т.ч. схемы выдачи НВАЭС
47	ВЛ 500 кВ Дорохово - Обинск	Московская, Калужская	2017	110 км																110					**110**	**0**	**0**	3276,1	5580	0	0	0	0	1648	3932	0	**5580**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения Калужской энергосистемы в связи со значительным ростом нагрузки
48	Пилотный проект ФПУ на ПС 750-220 кВ "Новобрянская"*	Брянская	2015	2х175 МВА (уточняется проектом)											350										**0**	**350**	**0**	752	1125	85	0	0	1040	0	0	0	**1125**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
	330 кВ																																							
49	расширение ПС 330 кВ Железногорская АТ №3 330/220 кВ*	Курская	2014	250 МВА								250													**0**	**250**	**0**	467,21	467	4	90	320	53	0	0	0	**467**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Орловской и Брянской областей.
50	ВЛ 330 кВ Калининская АЭС - Бежецк с ПС 330 кВ Бежецк (перевод на 330 кВ) АТ 330/220 кВ	Тверская	2016	2х250 МВА 115 км													115	500							**115**	**500**	**0**	2925,8	4733	0	0	0	1559	3175	0	0	**4733**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для резервирования собственных нужд и повышения надежности выдачи блока №1 Калининской АЭС
51	ВЛ 330 кВ Садовая - Сеймская	Курская	2017	30 км																30					**30**	**0**	**0**	635,8	1098	0	0	0	0	0	1098	0	**1098**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей г. Курска
	220 кВ																																							
52	ВЛ 220 кВ Грибово - Победа и реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Победа*	Тверская, Московская	2017	140 км																140					**140**	**0**	**0**	1970,18	1970	0	0	109	200	700	961,18	0	**1970**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Ржевско - Нелидовского энергоузла Тверской области
52	ВЛ 220 кВ Найтоповичи-Новозыбков с расширением ПС 110 кВ Новозыбков и ПС 220 кВ Найтоповичи (выделение 1-ой очереди строительства - одна цепь ВЛ в габаритах 220 кВ с включением ее на напряжение 110 кВ)*	Брянская	2016	60 км													60								**60**	**0**	**0**	615,2	615	28	36	53	116	381	0	0	**614**	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Повышение надежности электроснабжения потребителей приграничных районов Брянской области, получающих питание от энергосистемы Белоруссии
54	ВЛ 220 кВ Восток - Дровнино*	Смоленская, Московская	2015	110 км										110											**110**	**0**	**0**	1772,76	1773	21	90	639	1023	0	0	0	**1772**	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Для повышения надежности электроснабжения потребителей восточной части Смоленской области и создания возможности присоединения новых потребителей
55	ВЛ 220 кВ Бугурлиновка - Придонская	Воронежская	2018	100 км																			100		**100**	**0**	**0**	922,3	1625	0	0	0	0	0	691	934	**1625**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей, присоединённых к ПС 220 кВ Придонская
	Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надёжности электроснабжения существующих потребителей				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***2***	***501***	***0***	***0***	***517***	***0***	***0***	***0***	***0***	***140***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***142***	***1018***	***0***			***158,75***	***480***	***1013,06***	***6727,706***	***1648,46***	***5663,674***	***0***	***15691,65***			
	Итого по 330 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надёжности электроснабжения существующих потребителей				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***250***	***0***	***0***	***0***	***0***	***115***	***500***	***0***	***30***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***145***	***750***	***0***			***4***	***90***	***320***	***1612***	***3175***	***1098***	***0***	***6298,991***			

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			В ценах на	в прогнозных ценах (с НДС) **								Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по О'ЭС) 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	Полная стоимость строительства	Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
	Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надёжности электроснабжения существующих потребителей				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***123***	***0***	***0***	***110***	***0***	***0***	***60***	***0***	***0***	***140***	***0***	***0***	***100***	***0***	***0***	***533***	***0***	***0***			***48,46***	***126***	***801,09***	***1339***	***1081***	***961,18***	***0***	***4356,73***			
	Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности																																							
	330 кВ																																							
56	ПС 330 кВ Губкин*	Белгородская	2014	2х200+ 3х63МВА								589														**0**	**589**	**0**	2430,2	2430	230	300	642	0	0	0	0	**1172**	ОАО ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
57	ПС 330 кВ Белгород*	Белгородская	2014	2х250+2х25 МВА								550														**0**	**550**	**0**	3295,22	3295	248	300	740	115	0	0	0	**1404**	ОАО ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
58	ПС 330 кВ Лиски*	Воронежская	2018	2х250 МВА																				500		**0**	**500**	**0**	2607,15	2607	12	130	220	535,8	694,2	396,6	519,95	**2509**	ОАО ФСК ЕЭС"	П	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
59	ПС 330 кВ Садовая*	Курская	2013	2х200+2х25 МВА					450																	**0**	**450**	**0**	2634,17	2634	1118	132	0	0	0	0	0	**1249**	ОАО ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
60	ПС 330 кВ Талашкино*	Смоленская	2016	2х250+2х125 МВА											500			250								**0**	**750**	**0**	2900	2900	39	0	0	400	377	0	0	**816**	ОАО ФСК ЕЭС"	П	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
	220 кВ																																							
61	ПС 220 кВ Правобережная*	Липецкая	2013	4х150 МВА		300			300																	**0**	**600**	**0**	2108,59	2109	319	231	105	0	0	0	0	**656**	ОАО ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
62	ПС 220 кВ Пошехонье*	Вологодская	2012	2х40 МВА(один из них существующий)		40																				**0**	**40**	**0**	1118,71	1119	128	0	0	0	0	0	0	**128**		С	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
63	ПС 220 кВ Вологда-Южная*	Вологодская	2013	2х150+2х150+ 2х40 МВА		300			380																	**0**	**680**	**0**	4462,72	4463	251	185	230	400	512	0	0	**1578**	ОАО ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
64	ПС 220 кВ Ямская*	Рязанская	2014	2х250+2х40					290			290														**0**	**580**	**0**	3169,15	3169	240	180	200	400	386,12	0	0	**1406**	ОАО ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
65	ПС 220 кВ Спутник*	Калужская	2012	4х125 (3х125) МВА		250																				**0**	**250**	**0**	2104,58	2105	916	0	0	0	0	0	0	**916**	ОАО ФСК ЕЭС"	С	один АТ ввелся в 2011 г.
66	ПС 220 кВ Орбита*	Калужская	2015	2х200 МВА											400											**0**	**400**	**0**	1700	1699	22	150	260	1244	0	0	0	**1676**	ОАО ФСК ЕЭС"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
67	ПС 220 кВ Брянская*	Брянская	2018	2х250 МВА																				500		**0**	**500**	**0**	2206,03	2206	7	0	200	275,6	211,8	318,07	337,1	**1349**	ОАО ФСК ЕЭС"	П	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
68	ПС 220 кВ Кострома-2*	Костромская	2016	2х250+2х200 МВА														900								**0**	**900**	**0**	2013	2013	4	130	200	650	901	101	0	**1986**	ОАО ФСК ЕЭС"	П	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
69	ПС 220 кВ Тамбовская-4*	Тамбовская	2016	2х250 МВА														500								**0**	**500**	**0**	2800	2800	27	12	200	1206	1338	0	0	**2783**	ОАО ФСК ЕЭС"	П	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
70	ПС 220 кВ Северная (Тула)*	Тульская	2015	2х200 МВА											400											**0**	**400**	**0**	1947,35	1947	71	130	200	676	0	0	0	**1077**	ОАО ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов, обеспечение возможности
71	ПС 220 кВ Орловская Районная*	Орловская	2012	2х125(один из них существующий) +2х40 МВА		205																				**0**	**205**	**0**	2409,73	2410	427	229	120	0	0	0	0	**777**	ОАО ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
72	ПС 220 кВ Южная (Воронеж)*	Воронежская	2015	2х250+2х40 МВА+54,5 Мвар											580	54,5										**0**	**580**	**54,5**	2055,55	2055	186	190	230	458	0	0	0	**1063**	ОАО ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
73	Замена АТ-2 125 МВА на ПС 220 кВ Латная*	Воронежская	2017	200 МВА																	200					**0**	**200**	**0**	161,7	162	0	0	9	40	50	63	0	**162**	ОАО ФСК ЕЭС"		Реконструкция с заменой АТ
	Итого по объектам реновации 330 кВ с увеличением трансформаторной мощности					***0***			***450***			***1139***			***500***			***250***			***0***			***500***			***2839***			***1646,99***	***861,71***	***1602,16***	***1050,8***	***1071,2***	***396,6***	***519,95***	***7149,41***			
	Итого по объектам реновации 220 кВ с увеличением трансформаторной мощности					***1095***	***0***		***970***	***0***		***290***	***0***		***1380***	***54,5***		***1400***	***0***		***200***	***0***		***500***	***0***		***5835***			***2597,45***	***1437,49***	***1954,77***	***5349,2***	***3399***	***482,07***	***337,1***	***15557,08***			
	Объекты реновации без увеличения трансформаторной мощности																																							
	220 кВ																									**0**	**0**	**0**												
74	ПС 220 кВ Нелидово*	Тверская	2015	2х125 МВА, 2х20 МВА											290											**0**	**290**	**0**	1416,31	1416	267	130	212	737	0	0	0	**1346**	ОАО ФСК ЕЭС"	П	Реновация основных фондов
75	ПС 220 кВ Цементная*	Брянская	2015	2х125+2х40+16 МВА					346																	**0**	**346**	**0**	3377,9	3378	350	668	169	0	0	0	0	**1187**	ОАО ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов
76	ПС 220 кВ Смоленск-1*	Смоленская	2018	125 МВА																				125		**0**	**125**	**0**	2136,84	2137	0	1	0	300	307,9	445,3	446,27	**1500**	ОАО ФСК ЕЭС"	П	Реновация основных фондов
77	ПС 220 кВ Районная*	Владимирская	2017	2х125+2х25 МВА																	300					**0**	**300**	**0**	4465,77	4466	245	180	274	404,7	647,95	525,9	0	**2278**	ОАО ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов
78	ПС 220 кВ Вичуга*	Ивановская	2013	2х125+2х40 МВА		250			80																	**0**	**330**	**0**	1860,33	1860	250	121	0	0	0	0	0	**371**	ОАО ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			В ценах на	в прогнозных ценах (с НДС) **									Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
				ВЛ, км (в т.ч. по О'ЭС) 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	Полная стоимость строительства	Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	**млн. руб.**			
79	ПС 330 кВ Лиски (АТ 220 кВ) капвложения учтены в разделе 330 кВ	Воронежская	2018	2х200 МВА																			400		**0**	**400**	**0**		0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО ФСК ЕЭС"	П	Реновация основных фондов
	Итого по объектам реновации 220 кВ без увеличения трансформаторной мощности					***250***			***426***			***0***			***290***			***0***			***300***			***525***		***0***	***1791***	***0***													
	Итого по объектам реновации 330 кВ					***0***			***450***			***1139***			***500***			***250***			***0***			***500***		***0***	***2839***	***0***		***1646,99***	***861,71***	***1602,16***	***1050,8***	***1071,2***	***396,6***	***519,95***	***7149,41***			
	Итого по объектам реновации 220 кВ					***1345***	***0***		***1396***	***0***		***290***	***0***		***1670***	***54,5***		***1400***	***0***		***500***	***0***		***1025***	***0***	***0***	***7626***	***54,5***		***2597,45***	***1437,49***	***1954,77***	***5349,2***	***3399***	***482,07***	***337,1***	***15557,08***			
					2012 г.			**2013 г.**			**2014 г.**			**2015 г.**			**2016 г.**			**2017 г.**			**2018 г.**			**Итого**					**2012 г.**	**2013 г.**	**2014 г.**	**2015 г.**	**2016 г.**	**2017 г.**	**2018 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.**			
	ВСЕГО, в т.ч.				**130**	**1685**	**0**	**481,1**	**3828**	**360**	**222**	**2716**	**0**	**349**	**6054**	**54,5**	**222,9**	**2150**	**0**	**480**	**900**	**0**	**100**	**1525**	**0**	**1985**	**18858**	**414,5**			**10163,7**	**10415,2**	**10831,8**	**38413,4**	**13809,1**	**11527,1**	**857,1**	**96017,3**			
	по 500 кВ				**0**	**0**	**0**	**212,6**	**501**	**360**	**2**	**751**	**0**	**199**	**2354**	**0**	**0**	**0**	**0**	**140**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**553,6**	**3686**	**360**			**1040,7**	**3040,8**	**3979,0**	**23090,7**	**1648,5**	**5663,7**	**0,0**	**38463,4**			
	по 330 кВ				**0**	**0**	**0**	**0**	**450**	**0**	**0**	**1389**	**0**	**0**	**900**	**0**	**115**	**750**	**0**	**40**	**200**	**0**	**0**	**500**	**0**	**155**	**4189**	**0**			**1651,2**	**951,7**	**2385,1**	**3454,6**	**4845,8**	**2342,0**	**520,0**	**16150,3**			
	по 220 кВ				**130**	**1685**	**0**	**268,5**	**2877**	**0**	**220**	**576**	**0**	**150**	**2800**	**54,5**	**107,9**	**1400**	**0**	**300**	**700**	**0**	**100**	**1025**	**0**	**1276**	**11063**	**54,5**			**7471,7**	**6422,7**	**4467,7**	**11868,1**	**7314,9**	**3521,5**	**337,1**	**41403,6**			

Примечания:

* - объекты приняты по ИП ФСК 2012-2014 гг.

** - кап.вложения представлены без учета территориального коэффициента

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2012 - 2018 ГОДОВ МОСКОВСКАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			В прогнозных ценах (с НДС)** Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 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.			
	Объекты для выдачи мощности электростанций																																							
	АЭС																																							
1	ВЛ 750 кВ Калининская АЭС - Грибово с расширением ПС 220 кВ Грибово*	Тверская, Московская	2012	ВЛ 750 кВ 257,8 км	257,8																					**257,8**	**0**	**0**	22768	2454	940	0	0	0	0	0	**3394**	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Для выдачи мощности блока №4 (1000 МВт) Калининской АЭС
				заходы ВЛ 750 кВ 27,9 км	27,9																					**27,9**	**0**	**0**												
				заходы ВЛ 220 кВ 5,7 км	5,7																					**5,7**	**0**	**0**												
2				6х417 МВА		2502																				**0**	**2502**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
				6х167 МВА		1002																				**0**	**1002**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
				2х200 МВА		400																				**0**	**400**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
3	ПС 500 кВ Дорохово, АТ 500/220 кВ*	Московская	2013	2х501 МВА		1002																				**0**	**1002**	**0**	12773	2819	186	0	0	0	0	0	**3005**	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	
	АТ 220/110*			2х250 МВА		500																				**0**	**500**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
	КВЛ 500 кВ Грибово - Дорохово*			ВЛ 2х67 км КЛ 2х15,4 км	85																					**85**	**0**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
	заходы ВЛ 220 кВ Кедрово - Дровнино на ПС 500 кВ Дорохово*			2х12 км	24																					**24**	**0**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
	КВЛ 220 кВ Дорохово - Слобода*			ВЛ 220 кВ 73 км, КЛ 7,2 км	80,2																					**80,2**	**0**	**0**	5069	649	85	0	0	0	0	0	**733**			
4	ВЛ 500 кВ Дорохово-ПП Панино	Московская	2015	295 км										295												**295**	**0**	**0**	11733	0	0	0	10290	0	0	0	**10290**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для выдачи мощности блока №4 (1000 МВт) Калининской АЭС
5	ПП 500 кВ Панино с заходами ВЛ 500 кВ Чагино-ПП Ожерелье и ВЛ 500 кВ Каширская ГРЭС-Пахра	Московская	2015	4х10 км										40												**40**	**0**	**0**	4856	0	0	0	4759	0	0	0	**4759**			
6	Вторая ВЛ 500 кВ Грибово - Дорохово	Московская	2015	85 км										85												**85**	**0**	**0**	7224	0	0	0	4401	0	0	0	**4401**			
	Итого по 750 кВ для выдачи мощности АЭС				***285,7***	***2502***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***285,7***	***2502***	***0***		***2454,02***	***939,72***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***3393,74***			
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности АЭС				***85***	***2004***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***420***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***505***	***2004***	***0***		***2818,99***	***185,65***	***0***	***19449,99***	***0***	***0***	***0***	***22454,62921***			
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности АЭС				***109,9***	***900***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***109,9***	***900***	***0***		***649***	***85***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***733,39***			
	ГЭС, ГАЭС																																							
7	Две цепи ВЛ 500 кВ Загорская ГАЭС-2 - Ярцево*	Московская	2013	2х30 км	60																					**60**	**0**	**0**	1013	1577	2404	0	0	0	0	0	**3981**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Для выдачи мощности и заряда I очереди (2х210 МВт) Загорской ГАЭС-2
	реконструкция ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС - Трубино и строительство заходов на ПС 500 Ярцево*	Тверская, Московская		2х1 км	2																					**2**	**0**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
	перевод ПС 220 кВ Ярцево на 500 кВ установка АТ 500/220 кВ.*			2х501 МВА					1002																	**0**	**1002**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
	замена АТ 220/110 кВ*			2х250 МВА		500																				**0**	**500**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
8	ВЛ 500 кВ ЗагАЭС-2 - Трубино*	Московская	2014	90 км				90																		**90**	**0**	**0**	1429	0	83	450	193	0	0	0	**725**	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Для выдачи мощности и заряда II очереди (2х210 МВт) Загорской ГАЭС-2
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности ГАЭС				***62***	***0***	***0***	***90***	***1002***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***152***	***1002***	***0***		***1576,99***	***2486,63***	***450***	***192,5717***	***0***	***0***	***0***	***4706,191681***			
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности ГАЭС				***0***	***500***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***500***	***0***		***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***			
	ТЭС																																							
9	две КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 - Золотаревская	Московская	2013	2х2 км				4																		**4**	**0**	**0**	-83	0	611	0	0	0	0	0	**611**	ОАО "Энергокомплекс"		Для выдачи мощности блока №10 (ПГУ 420 МВт) ТЭЦ-12 г. Москвы
10	две КЛ 220 кВ Пресня - ТЭЦ-12			2х2 км				4																		**4**	**0**	**0**	-83	0	611	0	0	0	0	0	**611**			
11	Заходы двухцепной КЛ 220 кВ Ваганьковская - Мневники на ТЭЦ-16	Московская	2013	4х0,5 км				2																		**2**	**0**	**0**	192	0	306	0	0	0	0	0	**306**	ОАО "Энергокомплекс"		Для выдачи мощности блока №8 (ПГУ 420 МВт) ТЭЦ-16 г. Москвы
12	Сооружение двух КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 - Золотаревская	Московская	2013	2х3 км				6																		**6**	**0**	**0**	109	0	917	0	0	0	0	0	**917**	ОАО "Энергокомплекс"		Для выдачи мощности (ПГУ 420 МВт) ТЭЦ-20 г. Москвы
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС				***0***	***0***	***0***	***16***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***16***	***0***	***0***	***134,01011***	***0***	***2444,21***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***2444,21011***			
	Итого по 750 кВ для выдачи мощности электростанций				***285,7***	***2502***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***285,7***	***2502***	***0***		***2454,02***	***939,72***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***3393,74***			
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности электростанций				***147***	***2004***	***0***	***90***	***1002***	***0***	***0***	***0***	***0***	***420***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***657***	***3006***	***0***		***4395,98***	***2672,28***	***450***	***19642,56***	***0***	***0***	***0***	***27160,82089***			
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций				***109,9***	***1400***	***0***	***16***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***125,9***	***1400***	***0***		***648,67***	***2528,93***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***3177,60011***			
	Для обеспечения возможности подключения новых потребителей																																							
	500 кВ																																							
13	Реконструкция участка КВЛ 500 кВ Западная - Очаково, сооружение участков КВЛ 220 кВ Очаково-Красногорская, КВЛ 220 кВ ТЭС Лыково-Очаково, КВЛ 220 кВ Очаково-Подушкино, КВЛ 220 кВ Очаково-Новонуково, КВЛ 110 кВ Очаково-Одинцово 1,2 цепь с отп.*	Московская	2013	КЛ 500 кВ 2х10 км, КЛ 220 кВ 4х10 км, КЛ 110 кВ 2х4,5 км	69																					**69**	**0**	**0**	14832	2990	4	0	0	0	0	0	**2994**			Для электроснабжения инновационного центра "Сколково"
14	ОРУ 220 кВ на ПС 750 кВ Белый Раст с установкой АТ 500/220 кВ и двухцепная ВЛ 220 кВ Б.Раст-Западная.	Московская	2016	2х501 МВА										501			501									**0**	**1002**	**0**	4319	0	0	962	1265	2052	0	0	**4280**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для обеспечения возможности присоединения новых потребителей (ПС 220 кВ Филино и др.), СВМ ГТЭС Молжаниновка
				2х50 км												100										**100**	**0**	**0**	1935	0	0	0	0	1205	0	0	**1205**			
15	ПС 500 кВ Софьино с заходами ВЛ 500 кВ Дорохово-Панино	Московская	2 018	4х501 МВА													501			501			1002			**0**	**2004**	**0**	19341	0	0	352	376	529	5549	7182	**13988**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для обеспечения возможности присоединения потребителей новой территории г.Москвы
				2х0.5 км												1										**1**	**0**	**0**	32	0	0	0	0	20	0	0	**20**			
	220 кВ																																							
16	Вторая цепь КВЛ 220 кВ Красногорская -Герцево	Московская	2012	КЛ 220 кВ 0,09 км ВЛ 220 кВ 10,1 км	10,2																					**10,2**	**0**	**0**	228	128	0	0	0	0	0	0	**128**	ОАО "МОЭК"		Для электроснабжения потребителей промзоны и новых районов Тушино и Митино г.Москвы

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			В прогнозных ценах (с НДС)**									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	Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	**млн. руб.**			
17	Вторая цепь транзита 220 кВ Очаково - Говорово - Чоботы	Московская	2012	КЛ 220 кВ 4х1,1 км ВЛ 220 кВ 15,6 км	20,3																				**20,3**	**0**	**0**	1409	788	0	0	0	0	0	0	**788**	ОАО "МОЭК"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей района Солнцево, Переделкино г. Москвы (ИП ОАО "МОЭСК")
18	Заходы второй цепи КВЛ 220 кВ Красногорская - Герцево на ПС 220/20 кВ Ильинская	Московская	2012	2х1,5 км	3																				**3**	**0**	**0**	764	427	0	0	0	0	0	0	**427**	ОАО "МОЭК"		Для электроснабжения потребителей района Ильинская Пойма
19	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**	7692	4301	0	0	0	0	0	0	**4301**	ОАО "Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы
20	ПС 220/20 Мневники	Московская	2012	3х100 МВА		300																			**0**	**300**	**0**	4392	2456	0	0	0	0	0	0	**2456**	ОАО "ОЭК"		Для электроснабжения потребителей микрорайона Мневники Северо-Западного административного округа г.Москвы (ОАО "ОЭК")
21	Двухцепная КЛ 220 кВ Очаково-Мневники	Московская	2012	2х12 км	24																				**24**	**0**	**0**	6216	3476	0	0	0	0	0	0	**3476**	ОАО "ОЭК"		Для присоединения ПС Мневники (ОАО "ОЭК")
22	ПС 220/20 кВ Красносельская	Московская	2012	3х100 МВА		300																			**0**	**300**	**0**	5569	3114	0	0	0	0	0	0	**3114**	ОАО "Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы
23	КЛ 220 кВ Красносельская - ТЭЦ-23	Московская	2012	2х13,5 км	27																				**27**	**0**	**0**	6876	3845	0	0	0	0	0	0	**3845**			
24	ПС 220/20 кВ Горьковская с сооружением двухцепных КЛ 220 кВ Горьковская - Цимлянская и КЛ 220 кВ Горьковская - Абрамово	Московская	2012	3х100 МВА 2х10 км 2х4 км	28	300																			**28**	**300**	**0**	11587	6479	0	0	0	0	0	0	**6479**	ОАО "Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы
25	ПС 220/20 кВ Сколково с заходом КВЛ ТЭС Лыково - Очаково*	Московская	2013	2х63 МВА		126																			**0**	**126**	**0**	1751	1176	165	0	0	0	0	0	**1341**	ОАО "ФСК"		Для электроснабжения инновационного центра "Сколково"
26	ПС 220/110/10 Слобода (перевод на 220 кВ)	Московская	2012	2х250 МВА 2х63 МВА		626																			**0**	**626**	**0**	4571	2556	0	0	0	0	0	0	**2556**	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения инновационного Павловская Слобода
27	КЛ 220 кВ Западная - Слобода 1,2 и Слобода -Шмелево	Московская	2012	2х22,5 км	45																				**45**	**0**	**0**	11460	6408	0	0	0	0	0	0	**6408**			
28	ПС 220 кВ Котово с заходом ВЛ 220 кВ Кедрово - Бугры	Московская	2012	2х40 МВА 2х0,5 км	1	80																			**1**	**80**	**0**	1563	874	0	0	0	0	0	0	**874**			Для электроснабжения потребителей Московской области
29	ПС 220/10 кВ Стекольная с заходом ВЛ 220 кВ Пахра - Мячково	Московская	2012	2х25 МВА		50																			**0**	**50**	**0**	1810	1012	0	0	0	0	0	0	**1012**			Для электроснабжения потребителей Московской области
				2х1,0 км	2																				**2**	**0**	**0**	36	20	0	0	0	0	0	0	**20**			
30	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**	4141	904	1454	0	0	0	0	0	**2359**	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей г.Москвы
				2х5,5 км				11																	**11**	**0**	**0**	2802	1567	0	0	0	0	0	0	**1567**			
31	ПС 220/20 кВ Ваганьковская	Московская	2013	3х160 МВА					480																**0**	**480**	**0**	4646	1014	1633	0	0	0	0	0	**2647**	ОАО"Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г.Москвы (ОАО "Энергокомплекс")
32	КЛ 220 кВ Мневники-Ваганьковская	Московская	2013	2х10 км	10			10																	**20**	**0**	**0**	5118	2537	335	0	0	0	0	0	**2872**			
33	КЛ 220 кВ Ваганьковская-Гражданская	Московская	2013	2х8 км	6			10																	**16**	**0**	**0**	4091	2050	245	0	0	0	0	0	**2295**			
34	ПС 220/20 кВ Золотарёвская	Московская	2013	3х160 МВА		160			320																**0**	**480**	**0**	4795	1046	1685	0	0	0	0	0	**2732**	ОАО"Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г.Москвы (ОАО "Энергокомплекс")
35	ПС 220 кВ Подмачево с заходом ВЛ 220 кВ Радищево – Шуколово	Московская	2015	2х200 МВА 2х2,5 км							5	200			200										**5**	**400**	**0**	4035	0	0	936	1498	0	0	0	**2433**	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а так же для возможности подключения новых потребителей
36	ПС 220/20 кВ Смирново с заходом КВЛ 220 кВ Очаково - Н.Внуково*	Московская	2013	2х63 МВА		126																			**0**	**126**	**0**	5718	1772	500	0	0	0	0	0	**2272**	ОАО "ФСК"		Для электроснабжения инновационного центра "Сколково"
37	ПС 220/110 кВ Котловка с КЛ заходами ВЛ 220 кВ ТЭЦ-20 - Коньково, ТЭЦ-20 - Академическая	Московская	2014	2х200 МВА 2х100 МВА					300			300													**0**	**600**	**0**	6923	0	1557	2506	0	0	0	0	**4063**	ОАО"Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей г.Москвы
				4х0,5 км				2																	**2**	**0**	**0**	551	0	0	327	0	0	0	0	**327**			
38	ПС 220/20/10 кВ Кожевническая с КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 - Кожевническая	Московская	2014	2х200 МВА 2х5 км				10	200			200													**10**	**400**	**0**	6778	0	1524	2454	0	0	0	0	**3977**	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей г.Москвы
39	КЛ 220 кВ Красносельская - Кожевническая 1,2	Московская	2014	2х12,5 км				12,5			12,5														**25**	**0**	**0**	6805	0	1361	2638	0	0	0	0	**3998**			
40	ПС 220 кВ Орешково с заходом ВЛ 220 кВ Борисовская I и ВЛ 220 кВ Чагинская	Московская	2014	2х250 МВА 2х80 МВА 2х1,5 км 2х1,5 км				12	500			160													**12**	**660**	**0**	7561	0	2571	1839	0	0	0	0	**4411**	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а так же для возможности подключения новых потребителей
41	ПС 220 кВ Автозаводская (перевод) и двухцепные КЛ 220 кВ Южная - Автозаводская	Московская	2014	2х250 МВА 2х80 МВА				6	500		6	160													**12**	**660**	**0**	8048	0	2737	1958	0	0	0	0	**4695**	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы
42	ПС 220/10 кВ Ступино с заходом ВЛ 220 кВ ГРЭС-4 - Обрезцово	Московская	2014	2х100 МВА 2х6 км				12	100			100													**12**	**200**	**0**	2458	0	680	758	0	0	0	0	**1439**			Для электроснабжения потребителей г. Ступино
43	ПС 220 кВ Назарьево с заходом ВЛ 220 кВ Радищево - Луч и Радищево - Шмелево	Московская	2014	2х100 МВА 2х0,5							1	200													**1**	**200**	**0**	2645	0	0	1570	0	0	0	0	**1570**			Для электроснабжения потребителей Московской области
			2018	2х100 МВА 2х0,5																		1	200		**1**	**200**	**0**	1273	0	0	0	0	0	0	816	**816**			
44	ПС 220 кВ Молоково (Еловая) и строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Пахра - Молоково 1,2	Московская	2015	2х160 МВА								160			160										**0**	**320**	**0**	2335	0	0	584	823	0	0	0	**1407**			Для электроснабжения потребителей Московской области
45	ПС 220/20/10 кВ Белорусская	Московская	2015	2х100 МВА								200													**0**	**200**	**0**	12237	0	733	2861	3743	0	0	0	**7337**	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы
				2х80 МВА											160										**0**	**160**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
46	КЛ 220 кВ Бутырки-Белорусская	Московская		2х12 км							12			12											**24**	**0**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
47	двухцепная КЛ 220 кВ Магистральная (Сити-2)-Белорусская	Московская	2015	2х4,5 км										9											**9**	**0**	**0**	2584	0	0	0	1574	0	0	0	**1574**	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей ЦАО г. Москвы
48	ПС 220/110 кВ Болдино с заходом КВЛ 220 кВ ТЭЦ-23 – Трубино	Московская	2015	2х125 МВА 2х10 км							10			10	250										**20**	**250**	**0**	3744	0	0	868	1390	0	0	0	**2258**	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей.
49	ПС 220/20 кВ Минская с заходами двухцепной ВЛ 220 кВ Очаково - Мневники 1,2	Московская	2014	2х160 МВА								320													**0**	**320**	**0**	4115	0	925	1490	0	0	0	0	**2414**	ОАО "Энергокомплекс"		Для электроснабжения потребителей инновационного центра "Сколково"
50	ПС 220 кВ Долино и строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Конаковская ГРЭС - Долино	Московская	2015	2х125 МВА 2х100 МВА 2х35 км										70	450										**70**	**450**	**0**	5295	0	0	1229	1964	0	0	0	**3193**			Для электроснабжения потребителей г.Дубна

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			В прогнозных ценах (с НДС)** Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 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.			
51	ПС 220 кВ Архангельская с КЛ 220 кВ Западная - Архангельская 1,2 и КЛ 220 кВ Красногорская- Архангельская	Московская	2 015	4х100 МВА 2х22 км 1 км							22	200		23	200											**45**	**400**	**0**	16462	0	1405	3862	4578	0	0	0	**9846**			Для электроснабжения потребителей Московской области
52	ПС 220 кВ Лазарево заходом ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Ока - 1, 2	Московская	2015	2х200 МВА 4х2 км							8	200			200											**8**	**400**	**0**	4465	0	0	1037	1656	0	0	0	**2692**	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей Московской области
53	ПС 220/110 кВ Меткино с заходом ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Пахра и ВЛ 220 кВ Пахра – Меткино - 1, 2	Московская	2015	2х250 МВА 2х2 км							4	250			250											**4**	**500**	**0**	3884	0	0	903	1439	0	0	0	**2342**	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей Московской области
54	ПС 220 кВ Сигма (перевод на 220 кВ) с кабельными заходами ВЛ 220 кВ Омега – Радищево 1, 2	Московская	2015	2х250 МВА 2х9 км							18	250			250											**18**	**500**	**0**	8252	0	550	1918	2477	0	0	0	**4945**	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей Московской области
55	ПС 220 кВ Сирена с заходами ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Пески	Московская	2015	2х125 МВА 4х1,5 км										6	250											**6**	**250**	**0**	3499	0	0	0	2132	0	0	0	**2132**	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей (Протокол совещания от 07.08.09)
56	ПС 220 кВ Тютчево с заходом ВЛ 220 кВ Новософрино – Уча	Московская	2015	2х200 МВА 2х5 км							10	200			200											**10**	**400**	**0**	3734	0	0	865	1387	0	0	0	**2252**	ОАО "МОЭСК"		Для снятия перегрузок и поддержания напряжения, а также для обеспечения возможности подключения новых потребителей Московской области
57	ПС 220/110 кВ Филиппово (Н. Марьино) с двумя ВЛ 220 кВ Лесная - Марьино	Московская	2015	2х250 МВА 2х10 км							20	250			250											**20**	**500**	**0**	4068	0	0	948	1505	0	0	0	**2453**	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей Московской области
58	ПС 220 кВ Девятская с заходами ВЛ 220 кВ Пахра – Лесная и Лесная – Обрацово	Московская	2014	2х200 МВА 4х2 км				8	200			200														**8**	**400**	**0**	4598	0	1034	1664	0	0	0	0	**2698**			Для электроснабжения потребителей г.Щербинка
59	ПС 220/10 кВ Ольгино с заходом ВЛ 220 кВ Ногинск - Каскадная	Московская	2016	2х80 МВА 2х0,5 км										1	80			80								**1**	**160**	**0**	3451	0	0	0	824	1306	0	0	**2130**	ОАО "Энергоцентр"		Для повышения надежности электроснабжения восточной части Московской области
60	ПС 220/110/10 кВ Ромашково с КЛ заходами двухцепной ВЛ Очаково-Красногорская	Московская	2016	2х250 МВА 4х2 км										8	250			250								**8**	**500**	**0**	6641	0	0	0	1585	2514	0	0	**4099**	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей Одинцовского района Московской обл.
61	ПС 220/110 кВ Саввинская с с заходами 2 ВЛ 220 кВ Слобода - Дорохово	Московская	2016	2х250 МВА 4х0,2 км										0,8	250		0	250								**0,8**	**500**	**0**	3024	0	0	0	1037	1647	0	0	**2685**	ОАО "Энергоцентр"		Для электроснабжения потребителей г. Звенигорода Московской обл.
62	ПС 220/10 кВ Романово с заходом ВЛ 220 кВ Чагино-Жулебино	Московская	2017	2х63 МВА 2х7 км																14	126					**14**	**126**	**0**	3572	0	0	0	0	873	1374	0	**2247**	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения потребителей ЮВАО г. Москвы
63	Заходы ВЛ 220 кВ Радуга - Ярцево на ПС 220 кВ Дмитров	Московская	2016	2х15 км													30									**30**	**0**	**0**	100	0	0	0	0	371	0	0	**371**	ОАО ФСК ЕЭС"		Для повышения надёжности электроснабжения потребителей Московской области
64	ПС 220/10 кВ Филино (Н.Шереметьево) с заходом двухцепной ВЛ 220 Б.Раст - Западная	Московская	2018	2х100 МВА 4х0,5 км													2	100			100					**2**	**200**	**0**	2991	0	0	0	0	0	864	1044	**1908**	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения аэропорта Шереметьево
65	ПС 220 кВ Взлетная	Московская	2018	2х200 МВА, 2х100 МВА																	400			200		**0**	**600**	**0**	4564	0	0	0	0	0	1753	1152	**2905**	ОАО "МОЭСК"		Для электроснабжения аэропорта Домодедово
	Итого по 500 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей				***69***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***501***	***0***	***1***	***1002***	***0***	***0***	***501***	***0***	***0***	***1002***	***0***	***70***	***3006***	***0***		***2990***	***3,89***	***1314,132***	***1640,616***	***3806,129***	***5548,794***	***7182,353***	***22485,91458***			
	Итого по 220 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей				***189,5***	***2368***	***0***	***93,5***	***2852***	***0***	***128,5***	***3550***	***0***	***139,8***	***3400***	***0***	***132***	***680***	***0***	***14***	***626***	***0***	***1***	***400***	***0***	***698,3***	***13876***	***0***		***47952,373***	***21093,64***	***33213,69***	***29611,21***	***6712,199***	***3990,398***	***3012,474***	***145585,983***			
	Для снятия сетевых ограничений и повышения надёжности электроснабжения существующих потребителей																																							
	500 кВ																																							
66	ПС 500 кВ Бутырки с КЛ 500 кВ Бескудниково - Бутырки	Московская	2018	500 МВА																	500					**0**	**500**	**0**	2426	0	0	0	0	0	655	1789	**2444**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей г.Москвы
				9 км																9						**9**	**0**	**0**	5535	0	0	0	0	0	1740	1789	**3528**			
67	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	2013	2х500 МВА					1000																	**0**	**1000**	**0**	25324	13622	1361	0	0	0	0	0	**14982**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской области
				4х250 МВА 2х100 МВА					1200																	**0**	**1200**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
68	ПП 500 кВ Ожерелье с заходами ВЛ 500 кВ Чагино - Михайловская и участком ВЛ 750 кВ отв. Кашира - ПП Ожерелье	Московская	2016	500 кВ - 2х10 км																20						**20**	**0**	**0**	5327	0	0	0	779	2519	0	0	**3299**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской области
				750 кВ - 10 км																10						**10**	**0**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
69	ПС 500 кВ Каскадная с заходами ВЛ 500 Чагино - Ногинск и ВЛ 220 кВ Восточная - Цаги и ТЭЦ-23 - Ногинск*	Московская	2015	2х500 МВА 2х0,1 км							0,2	1000														**0,2**	**1000**	**0**	13177	1787	1000	1500	0	0	0	0	**4287**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской области, обеспечение возможности подключения новых потребителей
				2х250 МВА 4х100 МВА 4х0,1 км	0,4	200						700														**0,4**	**900**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
70	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Пахра (2 АТ 500/220 кВ; 2АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ)	Московская	2016	2х500МВА											1000											**0**	**1000**	**0**	11052	0	0	1396	5300	0	0	0	**6696**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской области
				2х250 МВА 2х100 МВА														700								**0**	**700**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			В прогнозных ценах (с НДС)**									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	Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	**млн. руб.**			
71	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	2017	4х500 МВА										1000			1000									**0**	**2000**	**0**	12206	0	0	0	3118	7418	2370	0	**12906**	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской области
				2х250 МВА 2х100 МВА																700						**0**	**700**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
72	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск (2 АТ 500/220 кВ; 4 АТ 220/110 кВ; 2 Т 220/10 кВ)	Московская	2017	2х501МВА										501			501									**0**	**1002**	**0**	17378	0	0	876	4676	4945	6770	0	**17268**	ОАО "ФСК ЕЭС"	II	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской области
				4х250 МВА 2х100 МВА 200 Мвар													500			700	200					**0**	**1200**	**200**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
	220 кВ																												0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
73	ПС 220 кВ Теплый стан с двухцепными КЛ 220 кВ Теплый стан - Никулино и Теплый стан - Филиппово	Московская	2018	2х200 МВА																200			200			**0**	**400**	**0**	4988	0	0	0	0	0	1367	1815	**3182**	ОАО "МОЭСК"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Московской области
				2х5 км, 2х15 км															40						**40**	**0**	**0**	12289	0	0	0	0	1482	3103	3213	**7798**			
	Итого по 750 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надёжности электроснабжения существующих потребителей				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***10***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***10***	***0***	***0***		***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***			
	Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надёжности электроснабжения существующих потребителей				***0***	***0***	***0***	***0***	***1000***	***0***	***0,2***	***1000***	***0***	***0***	***2501***	***0***	***0***	***1501***	***0***	***29***	***500***	***0***	***0***	***0***	***0***	***29,2***	***6502***	***0***		***15408,3904***	***2360,54***	***3771,523***	***13873,14***	***14882,79***	***11534,65***	***3577,76***	***65408,79775***			
	Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надёжности электроснабжения существующих потребителей				***0,4***	***200***	***0***	***0***	***1200***	***0***	***0***	***700***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1200***	***0***	***40***	***1600***	***200***	***0***	***200***	***0***	***40,4***	***5100***	***200***		***0***	***0***	***0***	***0***	***1482,295***	***4469,612***	***5027,647***	***10979,55497***			
	Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности																																							
	220 кВ																																							
74	ПС 220/20 кВ Новобратцево	Московская	2012	2х100 МВА		200																				**0**	**200**	**0**	10022	5604	0	0	0	0	0	0	**5604**	ОАО "МОЭСК"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
75	ПС 220 кВ Уча	Московская	2012	2х250 МВА		500																				**0**	**500**	**0**	3353	1875	0	0	0	0	0	0	**1875**	ОАО "МОЭСК"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
76	ПС 220/110 кВ Пресня	Московская	2013	2х250 МВА 2х100 МВА		250			450																	**0**	**700**	**0**	5335	1165	1874	0	0	0	0	0	**3039**	ОАО "МОЭСК"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
77	ПС 220/110 кВ Баскаково	Московская	2014	2х250 МВА					250			250														**0**	**500**	**0**	2638	0	544	1005	0	0	0	0	**1549**	ОАО "МОЭСК"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
78	ПС 220/10 кВ Гольяново	Московская	2014	2х80 МВА								160														**0**	**160**	**0**	2145	0	490	769	0	0	0	0	**1259**	ОАО "МОЭСК"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
79	ПС 220/110 кВ Старбеево	Московская	2014	2х250 МВА					250			250														**0**	**500**	**0**	2949	0	653	1078	0	0	0	0	**1731**	ОАО "МОЭСК"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
80	ПС 220 кВ Хвойная	Московская	2014	2х250 МВА					250			250														**0**	**500**	**0**	2091	0	435	793	0	0	0	0	**1228**	ОАО "МОЭСК"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
81	ПС 220/10 кВ Владыкино	Московская	2015	2х80 МВА										160												**0**	**160**	**0**	3555	0	0	817	1327	0	0	0	**2144**	ОАО "МОЭСК"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
82	ПС 220/10 кВ Центральная	Московская	2015	2х80 МВА										160												**0**	**160**	**0**	3780	0	0	876	1404	0	0	0	**2279**	ОАО "МОЭСК"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
83	ПС 220 кВ Луч	Московская	2015	2х200+2х125 МВА								400		250												**0**	**650**	**0**	847	0	0	563	903	0	0	0	**1466**	ОАО ФСК ЕЭС"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
84	ПС 220 кВ Ока	Московская	2015	2х200+ 2х63 МВА								200		326												**0**	**526**	**0**	5301	0	0	1217	1998	0	0	0	**3215**	ОАО "МОЭСК"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
85	ПС 220/110 кВ Чертаново	Московская	2016	2х100 МВА													200									**0**	**200**	**0**	1773	0	0	0	0	1104	0	0	**1104**	ОАО "МОЭСК"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
86	ПС 220/110 кВ Сабурово	Московская	2016	2х250 МВА										250			250									**0**	**500**	**0**	2847	0	0	0	633	1126	0	0	**1758**	ОАО "МОЭСК"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
87	ПС 220/110 кВ Южная	Московская	2016	2х250 МВА										250			250									**0**	**500**	**0**	2847	0	0	0	633	1126	0	0	**1758**	ОАО "МОЭСК"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
88	ПС 220 кВ Н.Софрино	Московская	2017	125 МВА																125						**0**	**125**	**0**	2926	0	0	0	0	669	1172	0	**1841**	ОАО "МОЭСК"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
89	ПС 220 кВ Тайнинка	Московская	2017	2х63 МВА																126						**0**	**126**	**0**	1854	0	0	0	0	0	1174	0	**1174**	ОАО "МОЭСК"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			В прогнозных ценах (с НДС)**									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	Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	**млн. руб.**			
90	ПС 220 кВ Темпы*	Московская	2014	2х200+2х40 МВА								480														**0**	**960**	**0**	2203	400	480	1300	0	0	0	0	**2180**	ОАО ФСК ЕЭС"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
91	ПС 220 кВ Кедрово	Московская	2018	3х125 + 3х40 МВА																250			245		**0**	**495**	**0**	6356	0	0	0	0	0	1584	2475	**4060**	ОАО ФСК ЕЭС"		Реновация основных фондов
	Итого по объектам реновации 220 кВ с увеличением мощности				***0***	***950***	***0***	***0***	***1200***	***0***	***0***	***1990***	***0***	***0***	***1396***	***0***	***0***	***700***	***0***	***0***	***501***	***0***	***0***	***725***	***0***	***0***	***7462***	***0***		***9043,93955***	***4476,858***	***8417,898***	***6896,666***	***4023,891***	***3930,799***	***2475,452***	***39265,50428***			
	Объекты реновации без увеличения трансформаторной мощности																																							
	220 кВ																																							
92	ПС 220 кВ Бугры	Московская	2017	2х125 + 3х40 МВА														125			245					**0**	**370**	**0**	6257	0	0	0	0	1530	2406	0	**3936**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Реновация основных фондов
	Итого по объектам реновации 220 кВ без увеличения мощности				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***125***	***0***	***0***	***245***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***370***	***0***		***0***	***0***	***0***	***0***	***1529,771***	***2406,435***	***0***	***3936,20624***			
	Итого по объектам реновации 220 кВ				***0***	***950***	***0***	***0***	***1200***	***0***	***0***	***1990***	***0***	***0***	***1396***	***0***	***0***	***825***	***0***	***0***	***746***	***0***	***0***	***725***	***0***	***0***	***7832***	***0***		***9043,93955***	***4476,858***	***8417,898***	***6896,666***	***5553,662***	***6337,234***	***2475,452***	***43201,71052***			

	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			В прогнозных ценах (с НДС)**								
	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг
																									млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	**млн. руб.**
ВСЕГО, в т.ч.	**801,5**	**9424**	**0**	**199,5**	**7254**	**0**	**128,7**	**7240**	**0**	**559,8**	**7798**	**0**	**133**	**5208**	**0**	**93**	**3973**	**200**	**1**	**2327**	**0**	**1917**	**43224**	**200**	**82893,37295**	**34075,86**	**47167,24**	**71664,19**	**32437,08**	**31880,69**	**21275,69**	**321394,1218**
по 750 кВ	**285,7**	**2502**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**10**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**295,7**	**2502**	**0**	**2454,02**	**939,72**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**3393,74**
по 500 кВ	**216**	**2004**	**0**	**90**	**2002**	**0**	**0,2**	**1000**	**0**	**420**	**3002**	**0**	**1**	**2503**	**0**	**29**	**1001**	**0**	**0**	**1002**	**0**	**756,2**	**12514**	**0**	**22794,3704**	**5036,71**	**5535,655**	**35156,32**	**18688,92**	**17083,45**	**10760,11**	**115055,5332**
по 220 кВ	**299,8**	**4918**	**0**	**109,5**	**5252**	**0**	**128,5**	**6240**	**0**	**139,8**	**4796**	**0**	**132**	**2705**	**0**	**54**	**2972**	**200**	**1**	**1325**	**0**	**864,6**	**28208**	**200**	**57644,98255**	**28099,43**	**41631,59**	**36507,87**	**13748,16**	**14797,25**	**10515,57**	**202944,8486**

Примечания:

* - объекты приняты по ИП ФСК 2012-2014 гг.

** - кап.вложения представлены без учета территориального коэффициента

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

Для объектов, не относящихся к ОАО "ФСК ЕЭС" и вводимых в 2012 году, кап.вложения условно отнесены на год ввода (2012 г.).

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2012 - 2018 ГОДОВ ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			В прогнозных ценах (с НДС)** Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 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.			
	Объекты для выдачи мощности электростанций																																							
	АЭС																																							
1	ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС - Центральная (3 цепь) *	Саратовская	2013	26 км				26																		**26**	**0**	**0**	489	5	30	403	42	0	0	0	**480**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Приведение схемы выдачи мощности энергоблока № 1 к Нормам технологического проектирования атомных электростанций
	Итого по 220 кВ для выдачи мощости АЭС				***0***	***0***	***0***	***26***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***26***	***0***	***0***		***5,09***	***30***	***403,07***	***42,18***	***0***	***0***	***0***	***480,34***			
	ТЭС																																							
2	Заходы ВЛ 220 кВ Нижегородская - Зелецино на Новогорьковскую ТЭЦ	Нижегородская	2014	2х6 км							12															**12**	**0**	**0**	161	0	15	146	0	0	0	0	**161**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для выдачи мощности 2хТ-165 МВт Новогорьковской ТЭЦ
	Итого по 220 кВ для выдачи мощости ТЭС				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***12***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***12***	***0***	***0***		***0***	***15,10199***	***145,966***	***0***	***0***	***0***	***0***	***161,068***			
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций				***0***	***0***	***0***	***26***	***0***	***0***	***12***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***38***	***0***	***0***		***5,09***	***45,10199***	***549,036***	***42,18***	***0***	***0***	***0***	***641,408***			
	Для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей																																							
	500 кВ																																							
3	ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС - Курдюм с расширением ПС Курдюм *	Саратовская	2012	206,2 км	206,2																					**206,2**	**0**	**0**	4316	706	0	0	0	0	0	0	**706**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Для надежного электроснабжения потребителей правобережной части Саратовской энергосистемы и г. Саратов
				2хШР-180			360																			**0**	**0**	**360**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
4	ПС 500 кВ Радуга, установка ШР-180 *	Нижегородская	2014	ШР-180									180													**0**	**0**	**180**	611	7	40	149	415	0	0	0	**611**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для нормализаций уровней напряжения в сети 500 кВ
5	ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Ключики (вторая ВЛ) *	Саратовская, Ульяновская	2016	160 км, ШР-180, УШР-180													160		360							**160**	**0**	**360**	7088		48,2	896	2847	3297	0	0	**7088**	ОАО "ФСК ЕЭС"		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.
6	ВЛ 500 кВ Ключики - Пенза-II с расширением ПС Ключики	Ульяновская, Пензенская	2017	200 км, УШР-180																200		180				**200**	**0**	**180**	10248	0	0	378	3118	3297	3455	0	**10248**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Усиление связи ОЭС Центра с ОЭС Средней Волги. Выдача мощности избыточного Балаково-Саратовского узла
	Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***206,2***	***0***	***360***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***180***	***0***	***0***	***0***	***160***	***0***	***360***	***200***	***0***	***180***	***0***	***0***	***0***	***566,2***	***0***	***1080***		***713,28***	***88,2***	***1423,672***	***6379,296***	***6593,84***	***3455,04***	***0***	***18653,33***			
	220 кВ																																							
7	Ликвидация тройника на ВЛ 220 кВ Киндери - К. Букаш - Центральная, с обрезованием двухцепной ВЛ 220 кВ ПС Центральная - ПС 500 кВ Киндери, и ВЛ 220 кВ ПС К. Букаш - ПС Центральная	Татарская	2014	25 км							25															**25**	**0**	**0**	477	0	39	438	0	0	0	0	**477**	ОАО "Сетевая компания"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Казанского энергоузла, обеспечение возможности подключения объектов Универсиады 2013 г. в г. Казань
8	Двухцепная ВЛ 220 кВ Елабуга -Центральная	Татарская	2015	2х200 км										400												**400**	**0**	**0**	5123	0	595	2189	2338	0	0	0	**5123**	ОАО "Сетевая компания"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Казанского энергоузла, обеспечение возможности подключения новых потребителей в г. Казань
9	ВЛ 220 кВ Семеновская - Узловая с расширением ПС 220 кВ Семеновская *	Нижегородская	2014	170 км							170															**170**	**0**	**0**	1365	9	180	926	251	0	0	0	**1365**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Надежность электоснабжения Семеновского энергоузла, обеспечение в сети 110 кВ уровней напряжения соотв. ГОСТу
10	ВЛ 220 кВ Семеновская - Борская (вторая) *	Нижегородская	2014	62 км							62															**62**	**0**	**0**	976	4	186	786	0	0	0	0	**976**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электоснабжения потребителей Борско-Семеновского энергоузла Нижегородской области
11	ВЛ 220 кВ Рыжковская (Мантурово) - Узловая (вариант замыкания кольца 220 кВ Семеновская - Узловая - Мантурово определяется по итогам ПИР)	Нижегородская	2017	130 км																130						**130**	**0**	**0**	2308	0	0	0	620	824	864	0	**2308**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Нижегородской области
12	ПС 220 кВ Кудьма, установка второго АТ 220/110 кВ с изменением схемы РУ *	Нижегородская	2014	125 МВА								125														**0**	**125**	**0**	1100	7	250	763	80	0	0	0	**1100**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Нижегородской области
13	ВЛ 220 кВ Бузулук-Красноармейская (вторая ВЛ Бузулук-Куйбышевская) (объемы учтены в ОЭС Урала)	Самарская, Оренбургская	2014	160 км																						**0**	**0**	**0**	2272	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Бузулукского района Оренбургской энергосистемы
14	Ликвидация тройника на ВЛ 220 кВ Кинельская - Уральская (заход на ПС Южная)	Самарская	2016	9.3 км													9,3									**9,3**	**0**	**0**	302	0	0	0	0	302	0	0	**302**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Самарской энергосистемы
15	вторая ВЛ 220 кВ Курдюм - Саратовская *	Саратовская	2017	20 км																20						**20**	**0**	**0**	501		32	162	78	82	147	0	**501**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Саратовской энергосистемы и г. Саратов
16	Вторая ВЛ 220 кВ Пенза-I - Пенза-II *	Пензенская	2017	50 км																50						**50**	**0**	**0**	947		49	142	312	330	114	0	**947**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Пензенской энергосистемы и г. Пенза
17	Достройка двухцепной ВЛ 220 кВ от Ульяновской ТЭЦ и врезка ее в ВЛ 220 кВ Ульяновская - Кременки *	Ульяновская	2017	2х8.7 км																17,4						**17,4**	**0**	**0**	1284		19	93	312	330	531	0	**1284**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей г. Ульяновска
18	ВЛ 220 кВ Дубники-Лебяжье (объемы учтены в ОЭС Урала)	Марийская	2017	60 км																						**0**	**0**	**0**	1166	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей северных районов Марийской области и южных районов Кировской области

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			В прогнозных ценах (с НДС)** Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 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.			
	Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***257***	***125***	***0***	***400***	***0***	***0***	***9,3***	***0***	***0***	***217,4***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***883,7***	***125***	***0***		***20,05***	***1349,71***	***5499,578***	***3990,115***	***1867,87***	***1655,413***	***0***	***14382,74***			
	Для обеспечения возможности подключения новых потребителей																																							
	500 кВ																																							
19	Расширение ПС 500 кВ Радуга, АТ-6 500/110 кВ	Нижегородская	2015	250 МВА										250												**0**	**250**	**0**	963	0	0	0	963	0	0	0	**963**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности присоединения новых потребителей в Выксунском энергоузле Нижегородской энергосистемы. Для электроснабжения потребителей ОАО «ВМЗ».
20	ПС 500 кВ Пенза-II, установка второй АТГ 500/220 кВ	Пензенская	2015	501 МВА										501												**0**	**501**	**0**	1136	0	0	876	260	0	0	0	**1136**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей Пензенского энергоузла, обеспечение возможности присоединения новых потребителей
21	ПС 500 кВ Луч, установка АТ 500/110 кВ *	Нижегородская	2014	250 МВА								250														**0**	**250**	**0**	410	3	50	300	57	0	0	0	**410**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла
22	ПС 500 кВ Елабуга (Кама) с заходами ВЛ 500 кВ Нижнекамская ГЭС - Удмуртская	Татарская	2014-2015	501+167 МВА										668												**0**	**668**	**0**	5532	1182	1497	1606	1247	0	0	0	**5532**	ОАО "Сетевая компания"	С	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	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
				2х2,7 км							5,4															**5,4**	**0**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
23	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**	1402		50	152	541	659	0	0	**1402**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Самарского энергоузла, обеспечение возможности подключения новых потребителей
24	ПС 500 кВ Казань с заходами ВЛ 500 кВ Помары - Удмуртская	Татарская	2018	501+167 МВА																			668		**0**	**668**	**0**	5682	0	0	0	0	407	2591	2683	**5682**	ОАО "Сетевая компания"		Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Казанского энергоузла, обеспечение возможности подключения новых потребителей
				2х40 км																		80			**80**	**0**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
25	ПС 500 кВ Радуга-2 с заходами одной из ВЛ 500 кВ Владимирская - Радуга *	Нижегородская	2016-2017	3х250 МВА, 2х0.5 км													1	500			250					**1**	**750**	**0**	3718		70	1034	926	824	864	0	**3718**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности присоединения новых потребителей в Выксунском энергоузле Нижегородской энергосистемы. Для электроснабжения потребителей ОАО «ВМЗ».
26	ВЛ 500 кВ Радуга-2 - Владимирская *	Нижегородская	2017	150 км																150						**150**	**0**	**0**	7474	0	0	0	722	3297	3455	0	**7474**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности присоединения новых потребителей в Выксунском энергоузле Нижегородской энергосистемы. Для электроснабжения потребителей ОАО «ВМЗ».
	Итого по 500 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***5,4***	***750***	***0***	***0***	***1419***	***0***	***2***	***1301***	***0***	***150***	***250***	***0***	***80***	***668***	***0***	***237,4***	***4388***	***0***		***1185,736***	***1666,594***	***3967,332***	***4715,626***	***5187,868***	***6910,08***	***2683,32***	***26316,56***			
	220 кВ																																							
27	две ВЛ 220 кВ Новая Письмянка - ГТПП Татсталь	Татарская	2012	2х13 км	26																					**26**	**0**	**0**	793	793	0	0	0	0	0	0	**793**	ОАО "Татсталь"		Для внешнего электроснабжения металлургического завода ОАО "Татсталь", г. Лениногорск
28	Заходы ВЛ 220 кВ Бугульма - Узловая на ПС 220 кВ Новая Письмянка	Татарская	2013	2х10 км				20																		**20**	**0**	**0**	507	98	408	0	0	0	0	0	**507**	ОАО "Татсталь"		Для повышения надежности внешнего электроснабжения металлургического завода ОАО "Татсталь", г. Лениногорск
29	ВЛ 220 кВ Елабуга (Кама) - ГТПП НП и НХЗ	Татарская	2015	50 км										50												**50**	**0**	**0**	1024	0	0	0	1024	0	0	0	**1024**	ОАО "Ганеко"		Для внешнего электроснабжения промышленного комплекса НП и НХЗ ОАО "Ганеко", г. Нижнекамск
30	ПП 220 кВ Зелецино с ВЛ 220 кВ Нижегородская - ПП Зелецино и ВЛ 220 кВ Кудьма - ПП Зелецино *	Нижегородская	2012	17 км, 6 км	23																					**23**	**0**	**0**	1720	788	0	0	0	0	0	0	**788**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для электроснабжения комплекса по производству поливинилхлорида (ООО "РусВинил")
31	ПС 220 кВ Саровская с заходами ВЛ 220 кВ Сасово-Арзамасская	Нижегородская	2014	2х63 МВА, 2х0.5 км							1	126														**1**	**126**	**0**	1170	0	294	876	0	0	0	0	**1170**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности присоединения новых потребителей Нижегородской области
32	ПС 220 кВ Новая (Бешенцево) с заходами ВЛ 220 кВ Нижегородская - Нагорная и Нагорная - Луч	Нижегородская	2018	200 МВА, 4х2 км																		8	200		**8**	**200**	**0**	1831	0	0	0	0	73	864	894	**1831**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечения возможности подключения новых потребителей в нагорной части г.Нижний Новгород
33	ПС 220 кВ Сенная (закрытая) с кабельными заходами ВЛ 220 кВ: Нижегородская - Борская, Нагорная - Борская *	Нижегородская	2016	2х200 МВА, 4х2 км													8	400							**8**	**400**	**0**	7236			50	3118	4069	0	0	**7236**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечения возможности подключения новых потребителей в нагорной части г.Нижний Новгород
34	ПС 220 кВ Павлово с двухцепной ВЛ 220 кВ Нижегородская - Павлово	Нижегородская	2017	125 МВА, 2х62 км																124	125					**124**	**125**	**0**	3271	0	0	0	225	1319	1728	0	**3271**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности подключения новых потребителей в районе г.Павлово Нижегородской области

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			Полная стоимость строительства	В прогнозных ценах (с НДС)** 2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 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.			
35	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**	1843		90	381	713	659	0	0	**1843**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Присоединение ПС 500 кВ Красноармейская к сети 220 кВ
36	Две ВЛ 220 кВ РП Центральная - Метзавод *	Саратовская	2012	2х7 км	14																					**14**	**0**	**0**	409	276	0	0	0	0	0	0	**276**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для обеспечения внешнего электроснабжения металлургического завода ОАО "Северсталь"
37	ПС 220 кВ в районе г. Сурск с заходами ВЛ 220 кВ Ключики-Пенза-I	Пензенская	2017	125 МВА, 2х0.5 км																1	125					**1**	**125**	**0**	1090	0	0	0	0	399	691	0	**1090**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения потребителей г. Сурск, а также прилегающего района Пензенской области
38	ПС 220 кВ 1М, установка АТ 220/110 кВ взамен вышедшего из строя	Ульяновская	2012	125 МВА		125																				**0**	**125**	**0**	127	127	0	0	0	0	0	0	**127**	НИИАР		Повышение надежности электроснабжения потребителей Димитровоградского района Ульяновской области
39	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**	1862	20	50	224	744	824	0	0	**1862**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей восточной части Мордовской области, обеспечение возможности подключения новых потребителей
40	ПС 220 кВ Катраси с заходами ВЛ 220 кВ ЧеГЭС-Венец	Чувашская	2017	125 МВА, 2х1 км																2	125					**2**	**125**	**0**	700	0	0	0	0	181	518	0	**700**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности подключения новых потребителей в районе г.Чебоксары, повышение надежности электроснабжения существующих потребителей
	Итого по 220 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей				***63***	***125***	***0***	***20***	***0***	***0***	***1***	***126***	***0***	***50***	***0***	***0***	***215***	***525***	***0***	***127***	***375***	***0***	***8***	***200***	***0***	***484***	***1351***	***0***		***2102,77***	***842,1747***	***1530,906***	***5823,586***	***7524,066***	***3800,544***	***894,44***	***22518,49***			
	Межсистемные линии электропередачи																																							
	500 кВ																																							
41	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС- Нижегородская *	Костромская, Нижегородская	2014	286 км 1хШР-180							286		180													**286**	**0**	**180**	6000	938	700	1993	1027	0	0	0	**4658**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для повышения надежности электроснабжения потребителей Нижегородского энергоузла и г. Нижний Новгород
42	ВЛ 500 кВ Помары -Удмуртская *	Марийская, Удмуртская	2013	340/240 км				340																		**340**	**0**	**0**	9229	1800	1797	700	0	0	0	0	**4297**	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	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
43	ВЛ 500 кВ Газован-Красноармейская *	Оренбургская, Самарская	2014	390 км							390															**390**	**0**	**0**	6382	2567	80	73	10	0	0	0	**2730**	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	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
44	ВЛ 500 кВ Курдюм - Фроловская с расширением ПС 500 кВ Курдюм и ПС 500 кВ Фроловская	Саратовская, Волгоградская	2018	280 км, 2 ШР-180																			280		360	**280**	**0**	**360**	14774	0	0	0	1069	4945	5183	3578	**14774**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Усиление связей ОЭС Юга и ОЭС Среденей Волги, выдача мощности избыточного Балаково- Саратовского энергоузла
	Итого по межсистемным объектам 500 кВ				***0***	***0***	***0***	***340***	***0***	***360***	***676***	***0***	***540***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***280***	***0***	***360***	***1296***	***0***	***1260***		***5305,53***	***2577,41***	***2765,58***	***2105,614***	***4945,38***	***5182,56***	***3577,76***	***26459,83***			
	Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности																																							
	220 кВ																																							
45	Реконструкция ПС 220 кВ Центральная (замена 2хАТ 220/110 кВ 125 МВА на 2х200 МВА)	Татарская	2013	2х200 МВА					500																	**0**	**500**	**0**	563	155	408	0	0	0	0	0	**563**	ОАО «Сетевая компания»		Повышение надежности электроснабжения потребителей Казанского энергоузла, обеспечение возможности подключения объектов Универсиады 2013 г. в г. Казань
46	Реконструкция ПС 220 кВ Саратовская (замена двух АТ 220/110 кВ 180 и 240 МВА на 2х250 МВА) *	Саратовская	2014	2х250 МВА								500														**0**	**500**	**0**	2014	147	180	393	120	0	0	0	**840**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей Саратовского энергоузла
47	ПС 220 кВ Солнечная (реконструкция с увеличением мощности, замена АТ 220/110 кВ 2х125 на 2х200 МВА) *	Самарская	2016	2х200 МВА														400								**0**	**400**	**0**	711			61	312	338	0	0	**711**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности подключения новых потребителей в Советском и Промышленном районах г. Самары
48	ПС 220 кВ Кинельская (реконструкция с увеличением мощности, замена АТ 220/110 кВ 2х180 на 2х200 МВА) *	Самарская	2018	2х200 МВА																				400		**0**	**400**	**0**	2451	9	0	0	598	648	500	672	**2427**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Реновация основных фондов
49	ПС 220 кВ Васильевская (реконструкция с увеличением мощности, замена АТ 220/110 кВ 2х200 МВА на 2х250 МВА)	Нижегородская	2018	2х250 МВА																				500		**0**	**500**	**0**	937	0	0	0	0	0	0	937	**937**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Самарской энергосистемы, обеспечение возможности подключения новых потребителей
50	ПС 220 кВ Чигашево (реконструкция с увеличением мощности, замена АТ 220/110 кВ 2х125 на 2х200 МВА) *	Чувашская	2012	2х200 МВА		200																				**0**	**200**	**0**	2108	300	112	0	0	0	0	0	**412**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов, обеспечение возможности присоединения новых потребителей (один АТ веден в 2011 году)
51	ПС 220 кВ Заречная (реконструкция с увеличением мощности, замена АТ 220/110 кВ 120 МВА и 200 МВА на 2х200 МВА) *	Нижегородская	2012	2х200 МВА		400																				**0**	**400**	**0**	2150	123	150	220	778	778	0	0	**2049**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей заречной части г.Нижний Новгород

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			Полная стоимость строительства	В прогнозных ценах (с НДС)**								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.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
	Итого по объектам реновации 220 кВ с увеличением трансформаторной мощности				***0***	***600***	***0***	***0***	***500***	***0***	***0***	***500***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***400***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***900***	***0***	***0***	***2900***	***0***		***733,5***	***850,2***	***674,2***	***1808,5***	***1764,4***	***500,0***	***1609,0***	***7939,7***			
	Объекты реновации без увеличением трансформаторной мощности																																							
	500 кВ																																							
52	ПС 500 кВ Арзамасская (замена АТГ 500/220 кВ 2х3х167 МВА) *	Нижегородская	2014	2 х 501 МВА								501													**0**	**501**	**0**	7213	1018	10	5	1233	0	0	0	**2267**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов (одна АТГ 500/220 кВ заменена в 2010 году)
53	ПС 500 кВ Куйбышевская (замена АТГ 500/220 кВ 2х3х267 МВА) *	Нижегородская	2014	2 х 801 МВА								1602													**0**	**1602**	**0**	3166	135	180	470	132	0	0	0	**917**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов
	Итого по объектам реновации 500 кВ без увеличения трансформаторной мощности				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***2103***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***2103***	***0***		***1153,52***	***190***	***475,31***	***1365,14***	***0***	***0***	***0***	***3183,97***			
	220 кВ																																							
54	ПС 220 кВ Борская (замена АТ 220/110 кВ) *	Нижегородская	2015	2х125 МВА											250										**0**	**250**	**0**	2820	170	190	235	817	0	0	0	**1412**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов
55	ПС 220 кВ Кировская (замена АТ 220/110 кВ) *	Самарская	2018	2х250 МВА																			500		**0**	**500**	**0**	2694	29	34	170	350	407	800	824	**2614**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Реновация основных фондов
	Итого по объектам реновации 220 кВ без увеличения трансформаторной мощности				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***250***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***750***	***0***		***199,4***	***224,2***	***404,7***	***1167,0***	***406,6***	***800,0***	***824,0***	***4025,9***			
	Итого по объектам реновации 500 кВ				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***2103***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***2103***	***0***		***1153,5***	***190,0***	***475,3***	***1365,1***	***0,0***	***0,0***	***0,0***	***3184,0***			
	Итого по объектам реновации 220 кВ				***0***	***600***	***0***	***0***	***500***	***0***	***0***	***500***	***0***	***0***	***250***	***0***	***0***	***400***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1400***	***0***	***0***	***3650***	***0***		***932,9***	***1074,4***	***1078,8***	***2975,4***	***2171,0***	***1300,0***	***2433,0***	***11965,6***			

В прогнозных ценах (с НДС)**

	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого				2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 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.
ВСЕГО, в т.ч.	**269,2**	**725**	**360**	**386**	**500**	**360**	**951,4**	**3604**	**720**	**450**	**1669**	**0**	**386,3**	**2226**	**360**	**694,4**	**625**	**180**	**368**	**2268**	**360**	**3505**	**11617**	**2340**		**11418,9**	**7833,6**	**17290,3**	**27397,0**	**28290,0**	**22303,6**	**9588,6**	**124121,9**
по 500 кВ	**206,2**	**0**	**360**	**340**	**0**	**360**	**681,4**	**2853**	**720**	**0**	**1419**	**0**	**162**	**1301**	**360**	**350**	**250**	**180**	**360**	**668**	**360**	**2100**	**6491**	**2340**		**8358,066**	**4522,204**	**8631,894**	**14565,68**	**16727,09**	**15547,68**	**6261,08**	**74613,69**
по 220 кВ	**63**	**725**	**0**	**46**	**500**	**0**	**270**	**751**	**0**	**450**	**250**	**0**	**224,3**	**925**	**0**	**344,4**	**375**	**0**	**8**	**1600**	**0**	**1406**	**5126**	**0**		**3060,79**	**3311,348**	**8658,36**	**12831,3**	**11562,96**	**6755,957**	**3327,474**	**49508,19**

Примечания:

* - объекты приняты по ИП ФСК 2012-2014 гг.

** - кап.вложения представлены без учета территориального коэффициента

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2012 - 2018 ГОДОВ ОЭС ЮГА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) **									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	Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
	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**	9000	196,25	400	1319,71	6962,84	0	0	0	**8878,8**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности блока № 3 (1070 МВт) Ростовской АЭС.
2	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Ростовская *	Ростовская	2016	280 км 2хШР-180													280		360						**280**	**0**	**360**	7550	42,42	140	256,25	3000	3000	1000	111,23	**7550**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности блока № 4 (1070 МВт) Ростовской АЭС.
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности АЭС				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***350***	***0***	***360***	***0***	***0***	***0***	***280***	***0***	***360***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***630***	***0***	***720***		***239***	***540***	***1576***	***9963***	***3000***	***1000***	***111***	***16429***			
	ТЭС																																							
3	ВЛ 330 кВ Зеленчукская ГЭС-ГАЭС - Черкесск с расширением ПС 330 кВ Черкесск *	Карачаево-Черкесская	2013	45 км				45																	**45**	**0**	**0**	900	390	420	90	0	0	0	0	**899,5**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности Зеленчукской ГЭС-ГАЭС (каскад Зеленчукский), 2х70 МВт.
4	Заходы ВЛ 330 кВ Нальчик - Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС-1 ***	Карачаево-Черкесская	2018	2х30 км																			60		**60**	**0**	**0**	1299	0	0	0	117	165	518	499	**1299,29**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности Зарамагской ГЭС-1, 2х171 МВт.
	Итого по 330 кВ для выдачи мощности ГЭС				***0***	***0***	***0***	***45***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***105***	***0***	***0***	***2199,286908***	***390***	***419,5***	***90***	***116,9085***	***164,846***	***518,256***	***499,2764***	***2198,787***			
	ТЭС																																							
	500 кВ																																							
5	ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС - ПС 500 кВ Невинномысск	Ставрополь-ская	2016	110 км 180 Мвар													110		180						**110**	**0**	**180**	5073	0	0	0	1776,39	3296,92	0	0	**5073,31**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности блока Ставропольской ГРЭС (вводится блок № 9 ПГУ-420).
	220 кВ																																							
6	Воздушные линии для выдачи мощности Кудепстинской ТЭС (проектные и изыскательские работы, строительство) *	Кубанская	2013	2х5 км, 14 км				24																	**24**	**0**	**0**	858,40	214,6	400	85,84	157,95				**858,39**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности Кудепстинской (Олимпийской) ТЭС, 367 МВт
7	Заходы ВЛ 220 кВ Астрахань - Рассвет на Центральную котельную в г.Астрахань *	Астраханская	2012	26 км 26,3 км	52,3																				**52,3**	**0**	**0**	709	340	364	0	0	0	0	0	**704**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности Центральной котельной в г. Астрахань 2х ПГУ-(Т) мощностью по 117,5 МВт
8	Воздушные линии (220 кВ) для выдачи мощности Джубгинской ТЭС (проектные и изыскательские работы, строительство) (ВЛ 220 кВ Горячий Ключ - площадка Джубгинской ТЭС - Шепси) *	Кубанская	2013	50 км, 64 км, 2 км				116																	**116**	**0**	**0**	1906,1	532,92	481,31	294,1	0	0	0	0	**1308,33**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Выдача мощности Джубгинской ТЭС, 2 х ГТ ТЭС по 90 МВт
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности ТЭС				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***110***	***0***	***180***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***110***	***0***	***180***		***0***	***0***	***0***	***1776,386***	***3296,92***	***0***	***0***	***5073,306***			
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС				***52,3***	***0***	***0***	***140***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***192,3***	***0***	***0***		***1087***	***1246***	***380***	***158***	***0***	***0***	***0***	***2871***			
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности электростанций				**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**350**	**0**	**360**	**0**	**0**	**0**	**390**	**0**	**540**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**740**	**0**	**900**		**239**	**540**	**1576**	**11739**	**6297**	**1000**	**111**	**21502**			
	Итого по 330 кВ для выдачи мощности электростанций				**0**	**0**	**0**	**45**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**60**	**0**	**0**	**105**	**0**	**0**		**390**	**420**	**90**	**117**	**165**	**518**	**499**	**2199**			
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций				**52,3**	**0**	**0**	**140**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**192,3**	**0**	**0**		**1087**	**1246**	**380**	**158**	**0**	**0**	**0**	**2871**			
	Межсистемные линии																																							
	500 кВ																																							
9	ВЛ 500 кВ Курдюм - Фроловская (учитывается в списках ОЭС Средней Волги)	Саратовская - Волгоградская	2018	278,7 км 2хШР-180																					**0**	**0**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности электроснабжения потребителей Саратовской и Волгоградской энергосистем и усиление межсистемного сечения Центр, ЮГ - Средняя Волга
	Для обеспечения возможности подключения новых потребителей																																							
	500 кВ																																							
10	Установка третьей АТГ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Кубанская *	Кубанская	2013	501 МВА					501																**0**	**501**	**0**	349,8	188	148	13,8	0	0	0	0	**349,8**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение присоединения новых потребителей в юго-западном районе Кубанской энергосистемы.
11	ПС 500 кВ Анапа (Бужора) с ВЛ 500 кВ Кубанская - Анапа и заходами ВЛ 220 кВ (пусковой комплекс ОРУ 220 кВ - 2014 г. - уточн. в проекте)	Кубанская	2016	501 МВА, ВЛ 500 кВ 76 км, ВЛ 220 кВ 2х4 км 2х22 км													76	501							**76**	**501**	**0**	8546	0	0	0	5456	3091	0	0	**8546**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение присоединения новых потребителей в юго-западном районе Кубанской энергосистемы.
																	52								**52**	**0**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
	330 кВ																																							
12	Установка 2-х АТ 330/110 кВ на ПС 500 кВ Невинномысская *	Ставрополь-ская	2016	2х250								500													**0**	**500**	**0**	4153,05	100	300	700	1900	1153,05	0	0	**4153,05**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности блока Ставропольской ГРЭС (вводится блок № 9 ПГУ-420).
	220 кВ																								**0**	**0**	**0**													
13	Подстанция "Поселковая" (220 кВ) с линиями электропередачи (220 кВ) до подстанции "Псоу" (проектные и изыскательские работы, строительство)*	Кубанская	2013	11 км 1х40 МВА, 2х125 МВА	11	290																			**11**	**290**	**0**	781,08	310	97,84	0	0	0	0	0	**408,31**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение олимпийских объектов, расположенных в районе посёлка Красная Поляна.
14	ВЛ 220 кВ Тихорецкая - Витаминкомбинат *	Кубанская	2012	150 км	150																				**150**	**0**	**0**	1906	613,11	0	0	0	0	0	0	**613,1**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Подключение новых потребителей, повышение надёжности электроснабжения

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) **									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	Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
15	ПС 220 кВ Крымская, установка третьего АТ	Кубанская	2012	2х125 МВА + 25 + 16		125																				**125**	**0**	257,96	43,86	0	0	0	0	0	0	**44**	ОАО "КМС"		Обеспечение возможности подключения новых потребителей, повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Кубанской энергосистемы
16	ПС 220 кВ Восточная (установка АТ-2)	Кубанская	2012	125 МВА		125																			**0**	**125**	**0**	215,59	1,24	0	0	0	0	0	0	**1**	ОАО "КМС"		
17	ПС 220 кВ Крыловская, установка второго АТ *	Кубанская	2016	125 МВА													125								**0**	**125**	**0**	175	0	8,75	43,75	60	62,5	0	0	**175**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности электроснабжения потребителей в районе станицы Крыловская Кубанской энергосистемы.
18	ПС 220 кВ Курганная с двухцепными заходами ВЛ 220 кВ Центральная - Армавир *	Кубанская	2016	2х2х2,5 км 2х125 МВА													10	250							**10**	**250**	**0**	2500	0	30	100	1300	1070	0	0	**2500**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности электроснабжения и присоединение новых потребителей Курганинского, Лабинского и Мостовского районов Краснодарского края.
19	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 - Коасноармейская и Красноа	Волгоградская	2016	3,8 км													3,8								**3,8**	**0**	**0**	369	0	0	0	40	330	0	0	**369**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности работы сети 220 кВ в юго-восточной зоне Волгоградской энергосистемы.
20	Строительство участка ВЛ 220 кВ РП Волгодонск - ГОК с расширением ОРУ 220 кВ РП Волгодонск на 1 линейную ячейку 220 кВ *	Ростовская, Волгоградская	2013	90 км				90																	**90**	**0**	**0**	1494	614	323,17	549,4	0	0	0	0	**1486,57**	ООО "ЕвроХим-ВолгаКалий".	П	Для обеспечения присоединения ООО"ЕвроХим-ВолгаКалий".
21	Реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Заливская для присоединения ВЛ 220 кВ Заливская - ГОК *	Волгоградская	2012																						**0**	**0**	**0**	125,8	104,47	18,86	0	0	0	0	0	**123,33**	ООО "ЕвроХим-ВолгаКалий".	П	Для обеспечения присоединения ООО "ЕвроХим-ВолгаКалий".
22	Сооружение ОРУ 220 кВ ПС ГОК с переводом ВЛ Заливская - ГОК на напряжение 220 кВ	Волгоградская	2012																						**0**	**0**	**0**	1239	525	0	0	0	0	0	0	**525**	ООО "ЕвроХим-ВолгаКалий".	П	Для обеспечения присоединения ООО "ЕвроХим-ВолгаКалий".
23	Заходы воздушных линий (220 кВ) на распределительную подстанцию 220 кВ Вардане (проектные и изыскательские работы, строительство)*	Кубанская	2013	1 км				1																	**1**	**0**	**0**	50	40	10						**50**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
24	ПС 220 кВ Мостовская с питающей ВЛ 220 кВ (схему привязки ПС к сети определить в проекте) *	Кубанская	2017	100 км 2х125 МВА															100	250					**100**	**250**	**0**	3689	0	0	50	1000	1000	1639	0	**3689**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности электроснабжения потребителей Мостовского района Краснодарского края.
25	Строительство ПС 220 кВ Восточная промзона с заходами 2-х ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ - Витаминкомбинат и 110 кВ	Кубанская	2014	4х4 км 2х125 МВА							16	250													**16**	**250**	**0**	1630	0	0	0	1403	227	0	0	**1630**	ОАО "ФСК ЕЭС", ОАО "Кубаньэнерго"	П	Обеспечение присоединения новых потребителей (Договор технологического присоединения № 358/ТП).
26	КЛ 220 кВ Т-10 - Т-20 Печная к ОРУ 220 кВ Т-10	Ростовская	2013	3,445 км				3,445																	**3,445**	**0**	**0**	950	0	950	0	0	0	0	0	**950**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для электроснабжения ОАО "Тагмет" Договор ТП № 240, ТП от 22.03.2007 (Доп. Соглашение не подписано)
27	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	**Стр-во 4-х ячеек 220 кВ, 40 км**				40																	**40**	**0**	**0**	675	397	273	0	0	0	0	0	**669,69**	а	П	Для электроснабжения ОАО "Тагмет" Договор ТП № 240, ТП от 22.03.2007 (Доп. Соглашение не подписано)
28	Сооружение новой ВЛ 220 кВ Кубанская - Кирилловская 2 ц. ПС Кубанская - расширение ОРУ 220 кВ на одну ячейку. ПС Кирилловская - расширение ОРУ 220 кВ (КРУЭ) на одну ячейку ЗАО НЦЗ Горный *	Кубанская	2013	20 км, стр. 1 линейной яч. 220 кВ, устан. линейной яч. КПУЭ-220 кВ				20																	**20**	**0**	**0**	522,48	19,02	503,46	0	0	0	0	0	**522,48**			Для электроснабжения ЗАО НЦЗ Горный (547,ТП от 06.09.2010)
29	ПС 220 кВ Брюховецкая: установка АТ-3, расширение РУ 110 кВ на два просоединения ООО "Черноморская стеклотара"	Кубанская	2013	1х125 МВА										125											**0**	**125**	**0**	308	0	0	0	308	0	0	0	**308**			Для электроснабжения потребителей ООО "Черноморская стеклотара"
30	ПС 220 кВ Бужора с заходами ВЛ 220 кВ (источники финансирования: 50 % - средства ОАО "ФСК ЕЭС", 50 % - плата за ТП)	Кубанская	2012	2х10 км 2х125 МВА		125																			**0**	**125**	**0**	2209,3	781,6	58,79	0	0	0	0	0	**840,39**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
31	Сооружение заходов ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат - Брюховецкая с ПС 220/110 кВ НПС-7 ЗАО "Каспийский трубопроводный консорциум-Р" (431/ТП от 20.01.2009) *	Кубанская	2012	**2х0,5 км 2х40 МВА**	1	80																			**1**	**80**	**0**	671,96	231,98	440	0	0	0	0	0	**671,96**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для электроснабжения ЗАО "Каспийский трубопроводный консорциум-Р" Договор ТП от 29.01.2009 № 431/ТП. Информация отсутствует. Доп. Соглашение на согласовании в МЭС Юга
32	Тяговая подстанция 220 кВ Ея с заходами ВЛ 220 кВ Тихорецк - Песчанокопская	Кубанская	2013	2х5 км 2х40 МВА				10	80																**10**	**80**	**0**	1106,7	0	1106,7	0	0	0	0	0	**1106,7**	ОАО "РЖД"		Электрификация железнодорожных линий
33	Заходы ВЛ 220 кВ РП Волгодонск - Котельниково на Ростовскую АЭС	Ростовская Волгоградская	2014	6,3 км							6,3														**6,3**	**0**	**0**	85	0	0	85	0	0	0	0	**85**			Повышение надежности электроснабжения потребителей
34	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС - РП Волгодонск с РП 220 кВ Волгодонск и заходами ВЛ 220 кВ Волгодонская ТЭЦ-2 - Зимовники *	Ростовская	2012	6,3 км				6,3																	**6,3**	**0**	**0**	120	5	50	20	45				**120**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
35	ПС 220 кВ Харабали (установка 2-го АТ, замена существующего АТ)	Астраханская	2015	2х63 МВА										126											**0**	**126**	**0**	272	0	0	0	272	0	0	0	**272**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Астраханской энергосистемы

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) ** Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг	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.			
36	ПС 220 кВ Кирилловская, установка третьего АТ 220/110 кВ	Кубанская	2017	200 МВА																200					**0**	**200**	**0**	400,2	0	0	0	0	55	346	0	**400,2**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности присоединения новых потребителей в Краснодарской области
37	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	250					**88**	**250**	**0**	4941	0	0	0	312	1648	2981	0	**4941**	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.
38	ВЛ 220 кВ Донецк - Промзона (Миллерово)	Ростовская	2018	90 км																		90			**90**	**0**	**0**	1670	0	0	0	0	0	173	1497	**1670**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение энергобезопасности района. При раздельной работе с Украиной в аварийном режиме напряжение в сети 110 кВ падает ниже допустимого.
39	ВЛ 220 кВ Ростовская 500 - Р-4	Ростовская	2017	50 км															50						**50**	**0**	**0**	1040	0	0	0	0	165	875	0	**1040**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надёжности электроснабжения потребителей Ростовской энергосистемы. (Отключении 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).
40	ВЛ 220 кВ Г-20 - Донецк	Ростовская	2018	41,9 км																		41,9			**41,9**	**0**	**0**	1443	0	0	0	0	165	746	0	**911**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надёжности электроснабжения потребителей северо-западной части Ростовской энергосистемы, второе питание ПС 220 кВ Донецк.
41	ВЛ 110 кВ Зарамаг - Квайса (до госграницы) (срок ввода должен быть синхронизован с окончанием строительства данной ВЛ со стороны Южной Осетии) *	Северокавказская, Респ. Южная Осетия	2015	45 км										45											**45**	**0**	**0**	340	37,5	60,4	100	142,5	0	0	0	**340,4**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Межгосударственная линии РФ-Северная Осетия
	Итого по 500 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей				***0***	***0***	***0***	***0***	***501***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***76***	***501***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***76***	***1002***	***0***		***188***	***148***	***14***	***5456***	***3091***	***0***	***0***	***8896***			
	Итого по 330 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***500***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***500***	***0***		***100***	***300***	***700***	***1900***	***1153***	***0***	***0***	***4153***			
	Итого по 220 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей				***162***	***745***	***0***	***170,75***	***80***	***0***	***22,3***	***250***	***0***	***0***	***251***	***0***	***65,8***	***375***	***0***	***238***	***700***	***0***	***131,9***	***0***	***0***	***790,745***	***2401***	***0***		***3687***	***3871***	***848***	***4739***	***4722***	***6760***	***1497***	***26123***			
	Итого по 110 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***45***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***45***	***0***	***0***		***38***	***60***	***100***	***143***	***0***	***0***	***0***	***340***			
	Для снятия сетевых ограничений и повышения надёжности электроснабжения существующих потребителей																																							
	500 кВ																																							
42	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**	2948,8	62,6	90	1054,99	1691,64	0	0	0	**2899,23**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности электроснабжения потребителей Ростовской энергосистемы.
43	ВЛ 500 кВ Ростовская - Андреевская с ПС 500 кВ Андреевская и заходами ВЛ 500 кВ Тихорецк - Кубанская и ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат-Брюховецкая и Витаминкомбинат - Славянск *	Ростовская, Кубанская	2016	ВЛ 500 кВ -290 км, 2х15 км													320									**320**	**0**	**0**	10724,8	20,5	49,96	45,83	4000	6000	489	0	**10605,62**	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**												
				668 МВА														668								**0**	**668**	**0**												
				2хУШР-180															360							**0**	**0**	**360**												
44	ВЛ 500 кВ Невинномысск - Моздок с ПС 500 кВ Моздок *	Ставро - польская, Северокавказская	2015	265 км 668 МВА УШР-180										265	668	180									**265**	**668**	**180**	6577,2	15,62	50,04	75,0	5321	1000	0	0	**6461,52**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Усиление электрической сети ОЭС Юга в направлении Дагестана и Северокавказкой энергосистемы.
45	ВЛ 500 кВ Кубанская - Центральная с расширением ПС 500 кВ Кубанская и расширением ПС 500 кВ Центральная *	Кубанская	2012	145 км ШР-180	145		180																		**145**	**0**	**180**	4400	1454,2	466,5	156,48	0	0	0	0	**2077**	ОАО "ФСК ЕЭС" (реализуется по титулу ИП «ВЛ 500 кВ Крымская-Центральная с расширением ПС 500 кВ Крымская и расширением ПС Центральная»)	С	Повышение надёжности электроснабжения юго-западного района Краснодарской энергосистемы.
46	ПС 500 кВ Вардане (с выделением первого пускового комплекса (ПК) - РП 220 кВ Вардане) *	Кубанская	2016	501 МВА + 167 МВА														668							**0**	**668**	**0**	3546,5	275	400	200	1200	1241	0	0	**3315,72**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности электроснабжения потребителей
47	Перевод ВЛ Центральная - Вардане на номинальное напряжение 500 кВ	Кубанская	2016																						**0**	**0**	**0**	718	0	136	286	0	0	0	0	**422**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Присоединение ПС 500 кВ Вардане к энергосистеме
48	ВЛ 500 кВ Анапа (Бужора)- Андреевская	Кубанская	2017	170 км ШР-180															170		180				**170**	**0**	**180**	8203	0	0	0	1559	3297	3348	0	**8203**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей юго-западного района Кубанской энергосистемы
49	Распределительная подстанция 220 кВ Черноморская с заходами линий электропередачи (220 кВ) (проектные и изыскательские работы, строительство) *	Кубанская	2013																						**0**	**0**	**0**	2019	400	250	456,79	912,21	0	0	0	**2019**			

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) ** Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг	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.			
50	ВЛ 500 кВ Вардане - Новосвободный с РП 500 кВ Новосвободный, заходами ВЛ 500 кВ и расширением ПС 500 кВ Центральная (одна линейная ячейка 500 кВ) (финансирование ПИР) *	Кубанская	2016	160 км ШР-180													160		180							**160**	**0**	**180**	8490	5	20	40	4000	4347,2			**8412,2**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Надёжность электроснабжения Сочинского энергоузла. Схема развития ЕЭС на 2011-2017 гг., утверждена Приказом МЭ от 27.08.11 № 380.
51	ВЛ 500 кВ Новосвободный - Черноморская с ПС 500 кВ Черноморская, перевод на напряжение 500 кВ участка Вардане-Черноморская (по результатам проведения ПИР по титулу "ВЛ 500 кВ Вардане-Новосвободный с РП 500 кВ Новосвободный") (финансирование ПИР) *	Кубанская	2017	180 км, 501 МВА ШР-180															180	501	180				**180**	**501**	**180**	8224,8	0	5	20	2199,8	3000	3000	0	**8224,8**			
52	ВЛ 500 кВ Невинномысск - РП Новосвободный (ПИР) *	Ставропольская, Кубанская	2016	169 км УШР-180													169		180						**169**	**0**	**180**	7577	0	0	50	3118	3297	1113	0	**7577**			
	330 кВ																																							
53	ВЛ 330 кВ Моздок - Артём с ПС 330 кВ Артём и заходами ВЛ 330 кВ Чирюрт - Махачкала *	Северокавказская, Дагестанская	первый этап - 2012, второй этап 2014 (отдельный титул)	(274+2х3) км	280																				**280**	**0**	**0**	8792	947,11	80	100	102,23	0	0	0	**1229,34**	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																			**0**	**125**	**0**													
				УШР-100			100																		**0**	**0**	**100**													
				БСК-2х52			104																		**0**	**0**	**104**													
				ШР-180 (на 330 кВ)			180																		**0**	**0**	**180**													
54	Установка второго АТ на ПС 330 кВ Артём *	Дагестанская	2014	125 МВА								125													**0**	**125**	**0**	446	100	140	202,09					**442,93**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
55	ВЛ 330 кВ Нальчик-Владикавказ-2 с расширением ПС 330 кВ Владикавказ-2 *	Кабардино-Балкарская, Северокавказская	2015	143,63 км										143,63											**143,63**	**0**	**0**	5471,46	628	350	1600	2359,9	0	0	0	**4938,04**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Усиление сети 330 кВ в направлении Северокавказской и Дагестанской энергосистем.
56	ПС 330 кВ Гудермес с заходами ВЛ 330 кВ Моздок - Артём *	Чеченская	2016	2х90 км 2х125 МВА													180	250							**180**	**250**	**0**	2000	15	80	85	1820	0	0	0	**2000**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности электроснабжения потребителей Чеченской энергосистемы и подключение новых потребителей.
57	ПС 330 кВ Кисловодск с заходами ВЛ 330 кВ Черкесск - Баксан *	Ставро-польская	2013, 2015	2х1 км (I этап) 125 МВА - 201. (II этап) 125 МВА - 2015				2	125						125										**2**	**250**	**0**	1802,31	300	200	453,36	813,59	0	0	0	**1766,95**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности электроснабжения потребителей курортной зоны г. Кисловодск
58	**ПС 330 кВ Кизляр с заходами ВЛ 330 кВ Будённовск - Чирюрт ***	Дагестанская	2014-I этап, 2016-II этап	2х0,1 км 2х125 МВА							0,2	125						125							**0,2**	**250**	**0**	2500	40	59,54	0	1400	1000	0	0	**2500**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности электроснабжения потребителей г. Кизляр.
59	ПС 330 кВ Кропоткин, установка 2-го АТ *	Кубанская	2015	200 МВА											200										**0**	**200**	**0**	167	0	41,82	100,38	25,1	0	0	0	**167,3**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение потребителей г. Кропоткин Краснодарского края.
60	ПС 330 кВ Благодарная, установка 2-го АТ *	Ставро-польская	2013	125 МВА					125																**0**	**125**	**0**	176,3	70	75,26	17,63	0	0	0	0	**162,89**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности электроснабжения потребителей г. Благодарный Ставропольского края.
61	ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС - Чирюрт *	Дагестанская	2014	73,8 км							73,8														**73,8**	**0**	**0**	1350	191,33	100	267,53	790,81	0	0	0	**1349,67**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности работы основной сети 330 кВ Дагэнерго и надёжности выдачи мощности Ирганайской ГЭС.
62	ВЛ 330 кВ Артём - Дербент с расширением ОРУ 330 кВ ПС Дербент *	Дагестанская	2014	175 км							175														**175**	**0**	**0**	3059,9	339,4	200	1017,88	750,99	0	0	0	**2308,27**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение пропускной способности связей с Азербайджаном для обеспечения экспорта
63	ПС 330 кВ Алагир с заходами ВЛ 330 кВ (Нальчик - Владикавказ-2) *	Северокавказская	2016	2х1 км 2х125 МВА													2	250							**2**	**250**	**0**	2500	23,33	37,03	500	1000	919,78	0	0	**2480,14**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надёжности электроснабжения потребителей Северокавказской энергосистемы.
	Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***145***	***0***	***180***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***352,8***	***1002***	***180***	***649***	***1336***	***720***	***350***	***501***	***360***	***0***	***0***	***0***	***1496,8***	***2839***	***1440***		***1833***	***1218***	***1928***	***23089***	***22182***	***7950***	***0***	***58199***			
	Итого по 330 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***280***	***125***	***384***	***2***	***250***	***0***	***249***	***250***	***0***	***143,6***	***325***	***0***	***182***	***625***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***856,63***	***1575***	***384***		***2655***	***1364***	***4344***	***9063***	***1920***	***0***	***0***	***19346***			
	Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***80***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***80***	***0***	***0***		***400***	***250***	***457***	***912***	***0***	***0***	***0***	***2019***			
	Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности																																							
	500 кВ																																							
64	ПС 500 кВ Тихорецкая *	Кубанская	2020	500/220 кВ 2х501 МВА																				1002		**0**	**1002**	**0**	7473	310	160	226,52	0	0	0	0	**696,52**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей (вкл. в программу развития сетей Сочинского региона).
				330/220 кВ 2х200 МВА 330/110 кВ 200 МВА																				600		**0**	**600**	**0**												
				220/110 кВ 2х125 МВА																				250		**0**	**250**	**0**												
	330 кВ																																							
65	ПС 330 кВ Махачкала	Дагестанская	2013	замена АТ 125 МВА на 200 МВА					200																**0**	**200**	**0**	641	440	134	36	0	0	0	0	**611**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Надёжность электроснабжения потребителей северной части Республики Дагестан.

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) **									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	Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
66	ПС 330 кВ Прохладная - 2 *	Кабардино-Балкарская	2016	2x200 МВА														400								**400**	**0**	849,06	64,75	79,16	86,30	290	248,77	42,45	0	**811,43**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
	220 кВ																																							
67	ПС 220 кВ Витаминкомбинат *	Кубанская	2012 (выполнен в 2010 г.)	замена 2x125 МВА на 2x200 МВА 2x40 МВА (110 кВ)																					**0**	**0**	**0**	2728,89	767,81	0	0	0	0	0	0	**767,81**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение присоединения новых потребителей
68	ПС 220 кВ Койсуг *	Ростовская	2014	2x250 МВА (замена сущ. 120+125 МВА)					250																**0**	**250**	**0**	1908,91	180	230	697,8	0	0	0	0	**1107,8**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей в Ростовском энергоузле.
69	ПС 220 кВ Владимировка (замена АТ 2x63 МВА на 2x125 МВА) *	Астраханская	2012	2x125 МВА +2x31,5 + БСК-26 Мвар		250	26																		**0**	**250**	**26**	2515	400	390,65	125,75	0	0	0	0	**916,4**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Электроснабжение потребителей Астраханской и Волгоградской области.
70	ПС 220 кВ Усть-Лабинск *	Кубанская	2016	2x125 МВА (замена 2x63 МВА)										250											**0**	**250**	**0**	615,9	0	0	10	500	105,9	0	0	**615,9**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности присоединения новых потребителей.
71	ПС 220 кВ Гумрак *	Волгоградская	2024 (раньше - 2015)	2x250 МВА 2x40 МВА																					**0**	**0**	**0**		52,87	0	0	0	0	0	0	**52,87**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение потребителей Волгоградской области.
72	ПС 220 кВ Волжская	Волгоградская	2017	2x200 + 2x63 + 2x40 МВА																400					**0**	**400**	**0**	5786	0	0	0	1559	2769	1442	0	**5771**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Электроснабжение потребителей Волгоградской области.
73	ПС 220 кВ Брюховецкая, замена (30+60) МВА на 125 МВА	Кубанская	2015	2x125 МВА замена сущ. АТ (63+30) МВА и АТ 125 МВА										125											**0**	**125**	**0**	1274	0	0	0	569	560	129	0	**1258**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение возможности присоединения новых потребителей.
74	ПС 220 кВ Алюминиевая *	Волгоградская	2015	новая площадка 2x250+63 старая площадка 4x200 МВА										1363											**0**	**1363**	**0**	3570	244,01	180	250	300	300,85	0	0	**1274,86**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Электроснабжение потребителей Волгоградской области.
75	ПС 220 кВ Кировская *	Волгоградская	2015	2x200 МВА + 2x80 МВА										400											**0**	**400**	**0**	2210	233,64	180	242,54	200	206,92	0	0	**1063,1**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Электроснабжение потребителей Волгоградской области.
76	ПС 220 кВ Газовая *	Астраханская	2012	2x125 МВА +2x25 Мвар			50																		**0**	**0**	**50**	1855,97	253,24	0	0	0	0	0	0	**253,24**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Электроснабжение потребителей Астраханской области.
	Итого по объектам реновации 500 кВ с увеличением трансформаторной мощности				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1852***	***0***	***0***	***1852***	***0***		***310***	***160***	***227***	***0***	***0***	***0***	***0***	***697***			
	Итого по объектам реновации 330 кВ с увеличением трансформаторной мощности				***0***	***0***	***0***	***0***	***200***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***400***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***600***	***0***		***505***	***213***	***123***	***290***	***249***	***42***	***0***	***1422***			
	Итого по объектам реновации 220 кВ с увеличением трансформаторной мощности				***0***	***250***	***76***	***0***	***250***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***2138***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***400***	***0***	***0***	***250***	***0***	***0***	***3288***	***76***		***2132***	***981***	***1326***	***3128***	***3944***	***1571***	***0***	***13081***			
	Объекты реновации без увеличения трансформаторной мощности																																							
	500 кВ																																							
77	ПС 500 кВ Балашовская. Установка ШР (ПИР) *	Волгоградская	2013																						**0**	**0**	**0**	13,3	4,5	8,8						**13,3**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
	330 кВ																																							
78	ПС 330 кВ Владикавказ-2 *	Северокав-казская	2013	2x200					400																**0**	**400**	**0**	1818,67	98,38	170	331,3	789,15	0	0	0	**1388,83**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
79	ПС 330 кВ Кропоткин. Замена БСК	Кубанская	2014	50 Мвар									50												**0**	**0**	**50**	227	11,43	159,57	51					**222,0**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
	220 кВ																																							
80	ПС 220 кВ Шепси (установка 2-го АТ, замена АТ-1, реконструкция ОРУ-220, 110 кВ) *	Кубанская	2014	2x125 МВА		125			125																**0**	**250**	**0**	890,39	384,1	400,09	44,52	0	0	0	0	**828,71**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей и повышение надежности электроснабжения существующих потребителей Кубанской области
81	ПС 220 кВ ИЗБ *	Ростовская	2013	2x125+2x40+ 2x25 МВА		250																			**0**	**250**	**0**	2703,37	460,12	10	0	0	0	0	0	**470,12**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
82	ПС 220 кВ Р-4 *	Ростовская	2012	2x250 (новые АТ) + 250 МВА (модернизи-руется) + 2x40 + 2x25 Мвар		500																			**0**	**500**	**0**	2489,59	255,04	270	190,92	0	0	0	0	**715,96**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение возможности присоединения новых потребителей в Ростовском энергоузле.
83	ПС 220 кВ Кирилловская * (№ 582)	Кубанская	2013	2x200 + 2x25 МВА					400																**0**	**400**	**0**	1079,01	126,14	125,46	0	0	0	0	0	**251,6**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
84	ПС 220 кВ Крымская *	Кубанская	2016	2x125+25+16 МВА														250							**0**	**250**	**0**	770,35			20	400	345,81		0	**765,81**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
85	ПС 220 кВ Харабали. Установка БСК *	Астраханская	2014																						**0**	**0**	**0**	83	2	21	60					**83**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
86	ПС 220 кВ Тверская Замена АТ с установкой ремонтной перемычки	Кубанская	2014	2x60 МВА								120													**0**	**120**	**0**	123	0	0	73	0	0	0	0	**73**	ОАО "ФСК ЕЭС"		

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			Полная стоимость строительства	в прогнозных ценах (с НДС) **								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.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
	Итого по объектам реновации 500 кВ без увеличения трансформаторной мощности				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*		*4,5*	*8,8*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*13,3*			
	Итого по объектам реновации 330 кВ без увеличения трансформаторной мощности				*0*	*0*	*0*	*0*	*400*	*0*	*0*	*0*	*50*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*400*	*50*		*109,81*	*329,57*	*382,3*	*789,15*	*0*	*0*	*0*	*1610,83*			
	Итого по объектам реновации 220 кВ без увеличения трансформаторной мощности				*0*	*875*	*0*	*0*	*525*	*0*	*0*	*120*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*250*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*1770*	*0*		*1227,2*	*826,55*	*388,623*	*400*	*345,81*	*0*	*0*	*3188,183*			
	Итого по объектам реновации 500 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*1852*	*0*	*0*	*1852*	*0*		*314,5*	*168,8*	*226,52*	*0*	*0*	*0*	*0*	*709,82*			
	Итого по объектам реновации 330 кВ				*0*	*0*	*0*	*0*	*600*	*0*	*0*	*0*	*50*	*0*	*0*	*0*	*0*	*400*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*1000*	*50*		*615,0213*	*542,6071*	*505,0477*	*1079,15*	*248,77*	*42,45*	*0*	*3033,046*			
	Итого по объектам реновации 220 кВ				*0*	*1125*	*76*	*0*	*775*	*0*	*0*	*120*	*0*	*0*	*2138*	*0*	*0*	*250*	*0*	*0*	*400*	*0*	*0*	*250*	*0*	*0*	*5058*	*76*		*3358,77*	*1807,2*	*1714,713*	*3527,735*	*4289,369*	*1571,007*	*0*	*16268,79*			
					2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого				в прогнозных ценах (с НДС) **										
					км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого			
																													млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
	ВСЕГО, в т.ч.				**639,3**	**1995**	**640**	**357,75**	**2206**	**0**	**621,3**	**1120**	**410**	**496,4**	**3716**	**180**	**1443**	**3487**	**1260**	**588**	**1601**	**360**	**191,9**	**2102**	**0**	**4337,48**	**16227**	**2850**		**14866,31**	**11873,88**	**12783,28**	**61779,28**	**44067,11**	**17841,04**	**2107,441**	**165318,3**			
	по 500 кВ				**145**	**0**	**180**	**0**	**501**	**0**	**350**	**0**	**360**	**352,8**	**1002**	**180**	**1115**	**1837**	**1260**	**350**	**501**	**360**	**0**	**1852**	**0**	**2312,8**	**5693**	**2340**		**2573,93**	**2074,354**	**3744,673**	**40283,6**	**31569,39**	**8949,614**	**111,23**	**89306,79**			
	по 330 кВ				**280**	**125**	**384**	**47**	**850**	**0**	**249**	**750**	**50**	**143,6**	**325**	**0**	**182**	**1025**	**0**	**0**	**0**	**0**	**60**	**0**	**0**	**961,63**	**3075**	**434**		**3759,681**	**2626,247**	**5638,918**	**12159,14**	**3486,446**	**560,706**	**499,2764**	**28730,41**			
	по 220 кВ				**214,3**	**1870**	**76**	**310,75**	**855**	**0**	**22,3**	**370**	**0**	**0**	**2389**	**0**	**145,8**	**625**	**0**	**238**	**1100**	**0**	**131,9**	**250**	**0**	**1063,05**	**7459**	**76**		**8532,703**	**7173,274**	**3399,691**	**9336,544**	**9011,27**	**8330,721**	**1496,935**	**47281,14**			

* - объекты приняты по ИП ФСК 2012-2014 гг.

** - кап.вложения представлены без учета территориального коэффициента

*** - в соответствии с утвержденной ИП ОАО "РусГидро" на 2012-2014 гг. строительство Зарамагской ГЭС приостановлено. Решение о возобновлении строительства будет принято по результатам технико-экономического обоснования.

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2012 - 2018 ГОДОВ ОЭС УРАЛА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого 2012 - 2018 гг.			в прогнозных ценах (с НДС) **									Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
																												Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг			
				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.			
	Для выдачи мощности АЭС																																							
1	Заходы ВЛ 500 кВ Южная-Шагол на Белоярскую АЭС-2*	Свердловская	2014	2х75 км							150														**150**	**0**	**0**	5165	42	400	548	4114	0	0	0	**5104**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности энергоблока №4 880 МВт Белоярской АЭС-2
2	Заходы ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС-Козырево на одноцепных опорах на ПС 500 кВ Исеть (по утвержденному заданию на проектирование наименование титула "ПС 500 кВ Исеть с заходами ВЛ 200, 500 кВ") (возможны изменения состава и технических параметров)*	Свердловская	2014	2х25 км, 4х2х10 км, 501+167 МВА							50	668													**50**	**668**	**0**	6758	13	400	896	5449,32	0	0	0	**6758**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
											80														**80**	**0**	**0**												
3	ВЛ 500 кВ Белоярская АЭС-2 -Исеть с ПС 500 кВ Исеть (Каменская) (по утвержденному заданию на проектирование наименование титула "ВЛ 500 кВ Белоярская АЭС-2-Исеть") (возможны изменения состава и физических параметров)*	Свердловская	2014	80 км							80														**80**	**0**	**0**	2691	9	230	380	2072,62	0	0	0	**2691**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
4	Заходы одной цепи ВЛ 220 кВ БАЭС-Каменская на Белоярскую АЭС-2*	Свердловская	2014	2х5 км							10														**10**	**0**	**0**	367	120	222	10	0	0	0	0	**352**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности АЭС				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***280***	***668***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***280***	***668***	***0***		***63***	***1030***	***1823***	***11636***	***0***	***0***	***0***	***14553***			
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности АЭС				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***10***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***10***	***0***	***0***		***120***	***222***	***10***	***0***	***0***	***0***	***0***	***352***			
	Для выдачи мощности ТЭС																																							
5	Реконструкция 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	2012	2х1 км, 2х1 км	4																				**4**	**0**	**0**	199	103	89	0	0	0	0	0	**192**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Выдача мощности блока №1ПГУ-400 МВт Южно-Уральской ГРЭС-2
6	Шлейфовый заход ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС - Шагол на РУ ЮУГРЭС-2*	Челябинская	2013	2х1 км				2																	**2**	**0**	**0**	65	5	60	0	0	0	0	0	**65**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности блока №2 и №3 ПГУ-400 МВт ЮУГРЭС-2
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	2013	2х0,5 км				1																	**1**	**0**	**0**	11	0	11	0	0	0	0	0	**11**			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**	6	0	6	0	0	0	0	0	**6**			Выдача мощности блока №2 ПГУ-220(Т) Уфимской ТЭЦ-5
9	Заходы ВЛ 220 кВ Сосьва - Краснотурьинск на Серовскую ГРЭС*	Свердловская	2013	2х18 км				36																	**36**	**0**	**0**	536	28	499	0	0	0	0	0	**527**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности блока №9 Серовской ГРЭС ПГУ-420 МВт
10	ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС-Приваловская*	Челябинская	2014	240 км ШР-180							240		180												**240**	**0**	**180**	7729	64	450	860	6207,98	0	0	0	**7581**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Кропочево-Златоустовского энерогузла. Выдача мощности блока №10 К-660 МВт Троицкой ГРЭС
11	Две ВЛ 220 кВ Ново-Богословская ТЭЦ - БАЗ	Свердловская	2014	2х10 км							20														**20**	**0**	**0**	524	0	0	524	0	0	0	0	**524**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности блоков №1 Ново-Богословской ТЭЦ(ПГУ-230 (Т)
12	Заходы ВЛ 220 кВ Северная-Космос на Ново-Березниковскую ТЭЦ	Пермская	2014	2х10 км							20														**20**	**0**	**0**	241	0	0	241	0	0	0	0	**241**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Выдача мощности блоков №1,2 2хПГУ-120(Т) Ново-Березниковской ТЭЦ
13	ВЛ 220 кВ Ново-Березниковская ТЭЦ - Космос	Пермская	2014	10 км							10														**10**	**0**	**0**	262	0	0	262	0	0	0	0	**262**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
	ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ																																							
14	Заходы ВЛ 500 кВ Ильково-Луговая в ОРУ 500 кВ Нягаинской ГРЭС*	Тюменская	2012	2х19 км	38																				**38**	**0**	**0**	1204	377	0	0	0	0	0	0	**377**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Выдача мощности блока №1 ПГУ-418 МВт Нягаинской ТЭС
15	Заходы ВЛ 220 кВ Красноленинский ГПЗ-Ильково на Нягаинскую ГРЭС*	Тюменская	2012	2х19 км 1х22 км	60																				**60**	**0**	**0**	849	357	0	0	0	0	0	0	**357**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Выдача мощности блока №1, №2 2хПГУ-418 МВт Нягаинской ТЭС
16	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**	23	13	0	0	0	0	0	0	**13**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Выдача мощности блока №3 ПГУ-450 МВт Уренгойской ГРЭС и повышение надежности электроснабжения Северного и Ноябрьского энергорайонов
17	Реконструкция ВЛ 220 (500) кВ Тарко-Сале - Уренгой*	Тюменская	2012	2х76 км	152																				**152**	**0**	**0**	2332	1866	174	0	0	0	0	0	**2040**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	
18	ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС-Уренгой №2 I,II цепь*	Тюменская	2012	2х76 км	152																				**152**	**0**	**0**	517	459	0	0	0	0	0	0	**459**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	
19	Замена провода ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Муравленковская-Надым на головных участках со стороны ПС Муравленковская и ПС Надым с заменой провода*	Тюменская	2012	8,37 км	8,37																				**8,37**	**0**	**0**	66	60	3	0	0	0	0	0	**63**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
20	Реконструкция ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Сибирская (по ЗП - ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2-Кустовая)*	Тюменская	2012	2х0,5	1																				**1**	**0**	**0**	191	64	0	0	0	0	0	0	**64**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности выдачи мощности Сургутской ГРЭС-2
21	Сооружение 2-й цепи ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС-Белозерная*	Тюменская	2013	35,3 км				35,3																	**35,3**	**0**	**0**	465	140	279	46	0	0	0	0	**465**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности блока №3 ПГУ-410 МВт Нижневартовской ГРЭС
22	ВЛ 220 кВ Нягаинская ГРЭС - Картопья*	Тюменская	2014	142 км							142														**142**	**0**	**0**	2572	50	1250	1272,42	0	0	0	0	**2572**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдачи мощности блока №3 ПГУ-418 МВт Нягаинской ГРЭС
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности ТЭС				***47,79***	***0***	***0***	***37,3***	***0***	***0***	***240***	***0***	***180***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***325,1***	***0***	***180***		***724***	***791***	***906***	***6208***	***0***	***0***	***0***	***8629***			
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС				***368***	***0***	***0***	***37,5***	***0***	***0***	***192***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***597,5***	***0***	***0***		***2863***	***2030***	***2300***	***0***	***0***	***0***	***0***	***7193***			
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности электростанций				***47,79***	***0***	***0***	***37,3***	***0***	***0***	***520***	***668***	***180***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***605,1***	***668***	***180***		***787***	***1821***	***2729***	***17844***	***0***	***0***	***0***	***23182***			
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций				***368***	***0***	***0***	***37,5***	***0***	***0***	***202***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***607,5***	***0***	***0***		***2983***	***2252***	***2310***	***0***	***0***	***0***	***0***	***7545***			
	Межсистемные линии электропередачи																																							
23	ВЛ 500 кВ Удмуртская-Помары (вводы и капиталовложения учтены в списках ОЭС Средней Волги)*	Удмуртская, Марийская	2013	340/100 км ШР-180 УШР-180																					**0**	**0**	**0**	9229	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Усиление межсистемного сечения Урал-Средняя Волга, Центр, повышение надежности электроснабжения Удмуртской энергосистемы

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого 2012 - 2018 гг.			в прогнозных ценах (с НДС) ** Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг	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.			
24	ПС 500 кВ Ишим (Заря) с последующим переименованием в ПС Витязь (сооружение крыла 500 кВ)*	Тюменская	2013	501 МВА					501																	**501**	**0**	4451	1382	1369	327	131	0	0	0	**3210**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Создание прямой межсистемной связи Урал-Сибирь.Повышение надежности электроснабжения потребителей Ишимского энергоузла
25	ВЛ 500 кВ Ишим (Витязь)-Восход с ПС 500 кВ Восход (вводы и капиталовложения учтены в списках ОЭС Сибири)*	Тюменская, Омская	2013	310/80 км																						**0**	**0**	8333	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
26	ВЛ 500 кВ Курган-Ишим (Витязь)*	Курганская, Тюменская	2013	250 км				250																		**250**	**0**	7907	2500	3823	535	0	0	0	0	**6858**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Усиление межсистемной связи ОЭС Урала и Сибири по территории России.Повышение надежности электроснабжения потребителей Курганской энергосистемы.
27	ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС-Советско-Соснинская (вводы и капиталовложения учтены в списках ОЭС Сибири)*	Тюменская, Томская	2014	35/10 км																						**0**	**0**	4531	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Межсистемная связь Сибирь - Урал
28	ВЛ 500 кВ Газовая-Красноармейская (вводы и капиталовложения учтены в списках ОЭС Средней Волги)*	Оренбургская, Самарская	2014	390/280 км 2ШР-180																						**0**	**0**	6382	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Усиление межсистемного сечения Урал-Средняя Волга, Центр
	Итого для межсистемным объектам 500 кВ				***0***	***0***	***0***	***250***	***501***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***250***	***501***	***0***		***3882***	***5192***	***863***	***131***	***0***	***0***	***0***	***10068***			
	Для обеспечения возможности подключения новых потребителей																																							
	500 кВ																																							
29	Строительство надстройки 500 кВ (установка двух АТГ 500/220 кВ) на ПС 220 кВ Новотроицкая с переводом ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Ириклинская ГРЭС–Новотроицкая-1 на напряжение 500 кВ	Оренбургская	2016	2х501 МВА														1002								**0**	**1002**	**0**	2111	0	0	0	1238	873	0	0	**2111**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Технологическое присоединение объекта ОАО «Комбинат Южуралникель» г.Орск.
30	Заходы ВЛ 500 кВ ИГРЭС– Газовая на ОРУ 500 кВ ПС Новотроицкая	Оренбургская	2016	2х20 км													40									**40**	**0**	**0**	2537	0	0	0	0	2537	0	0	**2537**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
	ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ																																							
31	ВЛ 500 кВ Трачуковская-Кирилловская*	Тюменская	2012	140,6 км	140,6																					**140,6**	**0**	**0**	3300	393	1034	0	0	0	0	0	**1427**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей Когальмского и Ноябрьского энергоузлов (ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь")
32	ПС 500 кВ Святогор с заходами ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Магистральная; заходы одной цепи ВЛ 220 кВ Магистральная-КС-5, заходы ВЛ 220 кВ Средний Балык-Южно-Балыкский ГПЗ, заходы ВЛ 220 кВ Магистральная-Кратер*	Тюменская	2013-220 кВ, 2016-500 кВ	2х501 МВА, 2х16 км (500 кВ)													32	1002								**32**	**1002**	**0**	6097	25	350	573	2574,5	2574,5	0	0	**6097**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения электроустановок ОАО "НК "Роснефть"
				2х125 МВА, 2х1 км,2х5 км, 2х8 км,(220 кВ)				28	250																	**28**	**250**	**0**												
33	ПС 500 кВ Муравленковская АТГ №2 500/220 кВ	Тюменская	2018	3х167 МВА																			501			**0**	**501**	**0**	1096	0	0	0	0	0	0	1096	**1096**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Северного и Ноябрьского энергоузлов
34	ОРУ 500 кВ Надым с переводом ВЛ 500 кВ Надым-Муравленковская на ном напряжение	Тюменская	2018	2х501 МВА																			1002			**0**	**1002**	**0**	2788	0	0	0	0	0	1650	1138	**2788**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения электроустановок Ванкорской группы нефтяных месторождений
	220 кВ																																							
35	Шлейфовые заходы ВЛ 220 кВ Южная-СУГРЭС 1*	Свердловская	2012	0,436 км, 0,193 км	0,63																					**0,63**	**0**	**0**	47	15	0	0	0	0	0	0	**15**	ОАО "ФСК ЕЭС" ТП		Повышение надежности электроснабжения г. Екатеринбурга
36	ПС 220 кВ Свобода	Удмуртская	2012	2х32 МВА		64																				**0**	**64**	**0**	675	675	0	0	0	0	0	0	**675**			Электроснабжение объекта УХО в Удмуртской Республике
37	ВЛ 220 кВ Удмуртская-Свобода	Удмуртская	2012	90 км	90																					**90**	**0**	**0**	938	938	0	0	0	0	0	0	**938**			
38	Заходы ВЛ 220 кВ Саркуз-Вятские Поляны на ПС 220 кВ Свобода*	Удмуртская	2012	2х17,8 км	35,6																					**35,6**	**0**	**0**	365	213	152	0	0	0	0	0	**365**	ОАО "ФСК ЕЭС" ТП		
39	ПС 220 кВ Надежда*	Свердловская	2013	2х250 МВА					500																	**0**	**500**	**0**	3244	301	1389	411	150	0	0	0	**2251**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения г. Екатеринбурга
40	Заходы ВЛ 220 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ - Южная на ПС 220 кВ Надежда*	Свердловская	2013	2х6 км				12																		**12**	**0**	**0**	256	48	188	15	0	0	0	0	**251**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
41	ПС 220 кВ УХО с заходами ВЛ 220 кВ Киров-Марадыково и Витка-Котельнич	Кировская	2014	2х63 МВА, 2х2х20 км							80	126														**80**	**126**	**0**	2441	0	981	1460	0	0	0	0	**2441**			Электроснабжение потребителей утилизации ХО
42	ПП 220 кВ Березники (Содружество) заходы ВЛ 220 кВ Яйвинская ГРЭС-Северная 3 ц. на ПП Березники (Содружество)	Пермская	2014	2х18,5 км							37															**37**	**0**	**0**	1411	0	0	1411	0	0	0	0	**1411**			Электроснабжение нового производства (Ковдорский ГОК)
43	ПС 220кВ Строгановская	Пермская	2014	2х125 МВА								250														**0**	**250**	**0**	1322	0	0	1322	0	0	0	0	**1322**			Энергоснабжение промплощадки БКПРУ-3 ОАО "Уралкалий"
44	ВЛ 220кВ Северная -Строгановская 1,2	Пермская	2014	2х18 км							36															**36**	**0**	**0**	717	0	0	717	0	0	0	0	**717**			
45	Заходы двух цепей ВЛ Козырево-Шумиха на ПС 220 кВ Щучанская	Курганская	2014	2х2х2,3 км							9,2															**9,2**	**0**	**0**	394	0	0	394	0	0	0	0	**394**			Электроснабжение потребителей Курганского энергоузла (утилизация ХО)
46	ПС 220 кВ Михеевский ГОК, две ВЛ 220 кВ Карталы-Михеевский ГОК, ВЛ 220 кВ Магнитогорская №90-Карталы	Челябинская	2015	2х125 МВА, 2х25 км, 125 км										175	250											**175**	**250**	**0**	4017	0	0	1460	2558	0	0	0	**4017**	ОАО "ФСК ЕЭС" ТП	П	Электроснабжение нового производства ЗАО "Михеевский ГОК"
47	ВЛ 220 кВ Малахит - Мраморная	Свердловская, Челябинская	2015	75 км										75												**75**	**0**	**0**	1381	0	0	0	1381	0	0	0	**1381**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение устойчивости работы узла с нагрузкой потребителей особой категории (ФГУП ПО «Маяк», «Снежинский ядерный центр»)
48	ПС 220 кВ Камакалий	Пермская	2015	2х160 МВА											320											**0**	**320**	**0**	1573	0	0	0	1573	0	0	0	**1573**			Электроснабжение нового производства (Ковдорский ГОК)
49	ВЛ 220 кВ ПП 220 кВ Березники (Содружество)-ПС 220 кВ КамаКалий	Пермская	2015	2х16,5										33												**33**	**0**	**0**	628	0	0	0	628	0	0	0	**628**			
50	ПС 220 кВ Як-Бодья	Удмуртская	2016	2х125 МВА														250								**0**	**250**	**0**	1493	0	0	0	0	1493	0	0	**1493**			Повышение надежности электроснабжения потребителей Балезинского узла Удмуртской
51	Заходы ВЛ 220 кВ Удмуртская-Балезино и Ижевск-Балезино на ПС 220 кВ Як-Бодья	Удмуртская	2016	2х2х0,4 км													1,6									**1,6**	**0**	**0**	344	0	0	0	0	344	0	0	**344**			

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого 2012 - 2018 гг.			в прогнозных ценах (с НДС) ** Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг	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.			
52	ПС 220 кВ Кыштым с установкой АТ 220/110 кВ	Челябинская	2017	2х125 МВА																250					**0**	**250**	**0**	1564	0	0	0	0	0	1564	0	**1564**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение устойчивости работы узла с нагрузкой потребителей особой категории (ФГУП ПО «Маяк», «Снежинский ядерный центр»)
53	ВЛ 220 кВ Мраморная -Кыштым	Челябинская	2017	45 км															45						**45**	**0**	**0**	888	0	0	0	0	0	888	0	**888**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
54	ВЛ 220 кВ Шагол -Кыштым	Челябинская	2017	75 км															75						**75**	**0**	**0**	1368	0	0	0	0	0	1368	0	**1368**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
55	ПС 220 кВ Титановая долина с заходами ВЛ 220 кВ Тагил-Салда, заход одной из цепей Салда-Первомайская	Свердловская	2017	2х250 МВА, 2х1 км, 2х1 км															4	500					**4**	**500**	**0**	2174	0	0	0	0	1281	894	0	**2174**			Технологическое присоединение потребителей особой экономической зоны промышленно-производственного типа "Титановая долина"
	ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ																																							
56	ПС 220 кВ Факел с заходами ВЛ 220 кВ Кустовая-Варьеган	Тюменская	2012	2х125 МВА, 2х3 км	6	250																			**6**	**250**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			Повышение надежности электроснабжения потребителей Нижневартовского энергоузла
57	Заходы ВЛ 220 кВ Кустовая (Факел) -Варьеган на ПС Белозерная	Тюменская	2012	2х1 км	2																				**2**	**0**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
58	ПС 220 кВ Вандмтор (установка двух АТ)	Тюменская	2012	2х200 МВА		400																			**0**	**400**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "Тюменьэнерго"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей г.Ишим
59	ПС 220 кВ ТММЗ (сооружается в счет платы по договору ТП с ООО "УГМК - Сталь)	Тюменская	2013	2х30/40 МВА, 80/100 МВА					140																**0**	**140**	**0**	800	0	800	0	0	0	0	0	**800**	ОАО "Тюменьэнерго"		Электроснабжение ОАО "Тюменский минметзавод"
60	Шлейфовые заходы двух цепей ВЛ 220 кВ Тюмень-Тюменская ТЭЦ-2 на ПС 220 кВ ТММЗ	Тюменская	2013	2х2х0,2 км				0,8																	**0,8**	**0**	**0**	538	0	538	0	0	0	0	0	**538**	ОАО "ФСК ЕЭС" ТП		
61	ПС 220 кВ Мангазея (Ванкорское месторождение)*	Тюменская	2013	2х125 МВА УШР 100 Мвар, в 2015 г. - БСК 50 Мвар					250	100						50									**0**	**250**	**150**	2725	1013	487	0	0	0	0	0	**1500**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Электроснабжение Ванкорского месторождения
62	Две ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС-Мангазея*	Тюменская	2013	2х218 км, 2х1 км, 2х1 км				440																	**440**	**0**	**0**	6518	2100	2001	575	0	0	0	0	**4676**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	
63	ПС Муравленковская АТ №4 220/110 кВ*	Тюменская	2014	125 МВА								125													**0**	**125**	**0**	270	22	20	228	0	0	0	0	**270**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Ноябрьского энергоузла, присоединение ООО "РН-Пурнефтегаз"
64	ПС 220/110 кВ Русская*	Тюменская	2014	2х125 МВА								250													**0**	**250**	**0**	1283	20	280	715	267,71	0	0	0	**1283**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение ОАО "Лукойл"
65	Двухцепная ВЛ 220 кВ Трачуковская - Русская*	Тюменская	2014	2х140 км							280														**280**	**0**	**0**	4526	25	220	844	3420,5	0	0	0	**4509**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
66	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	388	1400	2520	171,78	0	0	0	**4480**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Электроснабжение Ванкорского месторождения
67	ПС 220 кВ Салехард с ВЛ 220 кВ Надым-Салехард	Тюменская	2015	2х125 МВА, 2х336 км										672	250										**672**	**250**	**0**	16514	438	4898	5255	5923	0	0	0	**16514**	ОАО "Тюменьэнерго"	С	Повышение надежности электроснабжения населения и промышленных потребителей г. Салехард и г. Лабытнанги. Организация электроснабжения энергорайона Полярного Урала от сети ЕНЭС
68	Строительство ПС 220 кВ Вектор с заходами ВЛ 220 кВ Пыть-Ях - Усть-Балык (ПС 220/110кВ Нефтеюганская (в районе г.Нефтеюганска) с заходами ВЛ 220кВ Пыть-Ях - Ленинская)*	Тюменская	2015	2х125 МВА, 2х5 км										10	250										**10**	**250**	**0**	1425	20	24	553	827,7	0	0	0	**1425**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Нефтеюганского энергоузла
69	ПС 220 кВ Исконная с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС-Уренгой*	Тюменская	2015	2х125 МВА, 2х1х3 км										6	250										**6**	**250**	**0**	1905	30	180	640	1055	0	0	0	**1905**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Уренгойского энергорайона
70	Строительство ПС 220 кВ Дунаевская с заходами ВЛ 220 кВ Сургутская ГРЭС-1 - Имилор *	Тюменская	2015	2х125 МВА, 2х5 км										10	250										**10**	**250**	**0**	1447	38	48	658	703	0	0	0	**1447**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Сургутского энергорайона ("Сургутнефтегаз")
71	ПС 220 кВ Тура с заходами ВЛ 220 кВ*	Тюменская	2015	2х125 МВА, 2х22 км										44	250										**44**	**250**	**0**	1802	22	24	849	907	0	0	0	**1802**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Перераспределение существующей нагрузки г. Тюмень, повышение надежности электроснабжения потребителей
72	ПС 220 кВ Ермак с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Мангазея*	Тюменская	2015	2х25 МВА 2х75 км										150	50										**150**	**50**	**0**	4913	18	120	500	4275	0	0	0	**4913**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС нефтепровода Заполярье-Пурпе
73	ВЛ 220 кВ Исконная-Ермак (ТС Заполярье-Пурпе)*	Тюменская	2015	1х120 км										120											**120**	**0**	**0**	1893	15	70	250	1557,5	0	0	0	**1893**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
74	ПС 220 кВ Амулет и ВЛ 220 кВ Магистральная-Амулет *	Тюменская	2015	2х125 МВА 2х100 км										200	250										**200**	**250**	**0**	4033	60	172	1839	1963	0	0	0	**4033**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Нефтеюганского энергоузла
75	ПС 220/110 кВ Ямская с двухцепной ВЛ 220 кВ Трачуковская - Ямская (вместо надстройки на ПП 110 кВ Восточный)*	Тюменская	2015	2х125 МВА 2х70 км										140	250										**140**	**250**	**0**	2965	24	282	1286	1373	0	0	0	**2965**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей района ПП 110 кВ Восточный
76	ПС 220 кВ Исток с двухцепной ВЛ 220 кВ Сургутская ГРЭС-1 - Исток *	Тюменская	2016	2х125 МВА, 2х5 км													10	250							**10**	**250**	**0**	2145	0	0	10	1067,35	1067,35	0	0	**2145**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжение потребителей г. Сургут
77	Строительство ПС 220 кВ Новобыстринская с заходами ВЛ 220 кВ Сомкинская-Пересвет*	Тюменская	2016	2х125 МВА, 2х5 км													10	250							**10**	**250**	**0**	969	27	59	427	456	0	0	0	**969**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Сургутского энергорайона
78	ПС 220 кВ Славянская с ВЛ 220 кВ Ермак - Славянская №1,2 (ТС Заполярье-Пурпе)*	Тюменская	2016	2х25 МВА, 2х150 км													300	50							**300**	**50**	**0**	5888	15	25	150	2849,2	2849,2	0	0	**5888**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС нефтепровода Заполярье-Пурпе
79	ПС 220 кВ Невская с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Варьеган-Мачтовая (ТС Пурпе-Самотлор)*	Тюменская	2017	2х125 МВА, 2х7 км															14	250					**14**	**250**	**0**	1216	30	80	500	201,8	201,8	201,9	0	**1216**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС нефтепровода Пурпе-Самотлор
80	ПС 220 кВ Андреевская с ВЛ 220 кВ Янга-Яха - Андреевская №1,2*	Тюменская	2017	2х100 км, 2х25 МВА															200	50					**200**	**50**	**0**	4517	50	100	100	1422	1422	1422,7	0	**4517**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС нефтепровода Пурпе-Самотлор

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого 2012 - 2018 гг.			в прогнозных ценах (с НДС) ** Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг	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.			
81	ПС 220 кВ Столица (Старорусская) с установкой двух АТ, заход одной цепи ВЛ 220 кВ Росляковская - Югра, двухцепная ВЛ 220 кВ Ильково - Столица (Старорусская)	Тюменская	2017	2х125 МВА, 2х10 км, 2х180 км																380	250					**380**	**250**	**0**	7664	0	0	0	2421	2560	2683	0	**7664**			Технологическое присоединение новых потребителей ООО "РН-Юганскнефтегаз"
	Итого по 500 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей				**140,6**	**0**	**0**	**0**	**501**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**72**	**2004**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1503**	**0**	**212,6**	**4008**	**0**		**918**	**1884**	**1182**	**4912**	**7085**	**2750**	**3335**	**22066**			
	Итого по 220 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей				**133,6**	**714**	**0**	**480,8**	**1140**	**100**	**622,2**	**1001**	**0**	**1635**	**2370**	**50**	**321,6**	**800**	**0**	**718**	**1300**	**0**	**0**	**0**	**0**	**3911**	**7325**	**150**		**6529**	**14537**	**25089**	**37151**	**11218**	**9021**	**0**	**103545**			
	Для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей																																							
82	ОРУ 500 кВ Пермской ГРЭС АТГ №2 500/220 кВ с секционированием ОРУ 220 кВ	Пермская	2014	801 МВА								801														**0**	**801**	**0**	1504	0	725	779	0	0	0	0	**1504**	ОАО "ОГК-1"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Пермской энергосистемы. Обеспечение выдачи мощности существующего блока № 1 Пермской ГРЭС.
83	ПС 500 кВ Газовая (2-й АТГ)*	Оренбургская	2014	501 МВА								501														**0**	**501**	**0**	480	15	140	325	0	0	0	0	**480**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей центрального энергоузла Оренбургской энергосистемы и г. Оренбург
84	ПС 500 кВ Приваловская -установка 2-го АТ 500/110 кВ (альтернативный вариант ПС Приваловская АТГ 500/220 кВ)	Челябинская	2015	250 МВА											250											**0**	**250**	**0**	576	0	0	0	576	0	0	0	**576**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Саткинско-Златоустовского энергоузла Челябинской энергосистемы
85	ПС 500 кВ Магнитогорская (установка УШР 500 кВ)*	Челябинская	2015	УШР-180 Мвар												180										**0**	**0**	**180**	437	11	120	139	157,17	0	0	0	**427**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Магнитогорского энергоузла
86	ПС 500 кВ Преображенская с заходами ВЛ 500 кВ Газовая-Красноармейская	Оренбургская	2016	501+167 МВА, 2х6 км													12	501								**12**	**501**	**0**	5561	0	0	0	2650	2912	0	0	**5561**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Западного энергорайона Оренбургской области
87	ПС 500 кВ Сосьва с заходами ВЛ 500 кВ Тагил-БАЗ	Свердловская	2017	2х501 МВА 2х1 км																2	1002					**2**	**1002**	**0**	2689	0	0	0	0	1154	1535	0	**2689**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Серово-Богословского и Тагильского энергоузлов Свердловской энергосистемы
	ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ																																							
88	ПС 500 кВ Ильково (установка ШР 500 кВ) и ПС 500 кВ Луговая (установка УШР 500 кВ)*	Тюменская	2012	2х180 Мвар			360																			**0**	**0**	**360**	2177	554	0	0	0	0	0	0	**554**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей Урайско-Нганского энергорайона Тюменской области. Повышение надежности транзита Урал-тюмень-Сургут-северные районы Тюменской области
89	ПС 500 кВ Иртыш АТ №2 500/110 кВ	Тюменская	2013	250 МВА					250																	**0**	**250**	**0**	359	0	359	0	0	0	0	0	**359**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение выдачи полной мощности Тобольской ТЭЦ и подключение новых потребителей
90	Перевод на номинальное напряжение 500 кВ ВЛ 220 кВ Иртыш-Заря	Тюменская	2014																							**0**	**0**	**0**	899	0	0	899	0	0	0	0	**899**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение пропускной способности сетей в Тюменской ЭС
91	Реконструкция ВЛ 500 кВ Холмогорская-Тарко-Сале от опоры №9 до ПС Тарко-Сале*	Тюменская	2015	185,3 км										185,3												**185,3**	**0**	**0**	5391	473	300	954	729,56	0	0	0	**2456**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей северных районов Тюменской области
92	Установка УПК 500 кВ Ишим (Заря) (место внедрения и технические характеристики могут быть изменены по результатам ТЭО)	Тюменская	2018	1050 Мвар																					1050	**0**	**0**	**1050**	2110	20	50	150	0	0	0	1890	**2110**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Ишимского энергоузла
	220 кВ																																							
93	Верхнетагильской ГРЭС АТ 220/110 кВ	Свердловская	2014	250 МВА								250														**0**	**250**	**0**	382	0	0	382	0	0	0	0	**382**	ОАО "ОГК-1«»		Повышение динамической устойчивости ВТГРЭС
94	ВЛ 220 кВ Бузулукская-Красноармейская (ВЛ 220 кВ Бузулукская-Куйбышев - 2-я цепь)	Оренбургская, Самарская	2014	160 км							160															**160**	**0**	**0**	2272	0	1095	1177	0	0	0	0	**2272**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения Бузулукского энергорайона Оренбургской энергосистемы
95	ПС 220 кВ Сатка с ВЛ 220 кВ Приваловская-Сатка	Челябинская	2015	125 МВА,15 км										15	125											**15**	**125**	**0**	1471	0	0	0	1471	0	0	0	**1471**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Кропачево-Златоустовского энергоузла
96	ВЛ 220 кВ Преображенская - Михайловская	Оренбургская	2016	130 км													130									**130**	**0**	**0**	2260	0	0	0	779	1480	0	0	**2260**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Оренбургской области
97	Заходы на ВЛ 220 кВ Бузулук-Сорочинская на ПС 500 кВ Преображенская	Оренбургская	2016	2х10 км													20									**20**	**0**	**0**	305	0	0	0	0	305	0	0	**305**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
98	ПС 220 кВ Лебяжье (АТ № 2)	Кировская	2017	200 МВА																	200					**0**	**200**	**0**	570	0	0	0	0	0	570	0	**570**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Южного узла Кировской энергосистемы
99	ВЛ 220 кВ Лебяжье-Дубники	Кировская Марийская	2017	70 км																70						**70**	**0**	**0**	1166	0	0	0	0	0	1166	0	**1166**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Южного энергорайона Кировской энергосистемы и Марийской энергосистемы ОЭС Ср.Волги
100	ПС 220 кВ Макушино АТ№2	Курганская	2017	200 МВА																	200					**0**	**200**	**0**	570	0	0	0	0	0	570	0	**570**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Курганской энергосистемы
101	ВЛ 220 кВ Курган - Макушино	Курганская	2017	150 км																150						**150**	**0**	**0**	2836	0	0	0	0	1385	1451	0	**2836**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
102	ВЛ 220 кВ Вятка - Мураши (2-я ВЛ)	Кировская	2017	150 км																150						**150**	**0**	**0**	2426	0	0	0	0	989	1437	0	**2426**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Северного узла Кировской энергосистемы
103	ПС 220 кВ Мураши (АТ № 2)	Кировская	2017	200 МВА																	200					**0**	**200**	**0**	570	0	0	0	0	0	570	0	**570**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
	ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ																																							

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого 2012 - 2018 гг.			Полная стоимость строительства	в прогнозных ценах (с НДС) ** 2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг	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.			
104	ПС 220 кВ Узловая	Тюменская	2012	2х125 МВА		250																			**0**	**250**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			Повышение надежности электроснабжения потребителей Нижневартовского энергоузла
105	ВЛ 220 кВ Белозерная-Узловая	Тюменская	2012	150 км	150																				**150**	**0**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
106	ПС 220 кВ Ленинская с установкой третьего АТ	Тюменская	2013	125 МВА					125																**0**	**125**	**0**	533	0	533	0	0	0	0	0	**533**			Технологическое присоединение потребителей ООО "РН-Юганскнефтегаз"
107	ПС 220 кВ Правдинская с установкой третьего АТ	Тюменская	2013	125 МВА					125																**0**	**125**	**0**	533	0	533	0	0	0	0	0	**533**			
	Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				**0**	**0**	**360**	**0**	**250**	**0**	**0**	**1302**	**0**	**185,3**	**250**	**180**	**12**	**501**	**0**	**2**	**1002**	**0**	**0**	**0**	**1050**	**199,3**	**3305**	**1590**		**1073**	**1694**	**3246**	**4113**	**4065**	**1535**	**1890**	**17615**			
	Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				**150**	**250**	**0**	**0**	**250**	**0**	**160**	**250**	**0**	**15**	**125**	**0**	**150**	**400**	**0**	**370**	**600**	**0**	**0**	**0**	**0**	**845**	**1875**	**0**		**0**	**2161**	**1560**	**2251**	**4608**	**5765**	**0**	**16345**			
	Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности																																							
	500 кВ																																							
108	ПС 500 кВ Шагол*	Челябинская	2015	2х250+7х167 МВА											1669										**0**	**1669**	**0**	2669	106	180	230	591,43	0	0	0	**1107**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	
	ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ																																							
109	ПС 500 кВ Демьянская*	Тюменская	2017	6х167 МВА, 2х200 МВА, 2х25 МВА, 2х63 МВА																	1578				**0**	**1578**	**0**	5920	367	280	366	422,9	422,92	423	0	**2281**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	
110	ПС 500 кВ Белозёрная *	Тюменская	2019	9х167 МВА					501																**0**	**501**	**0**	6017	500	500	609	1100	1100	1100	1100	**6009**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Нижневартовского энергоузла
	220 кВ																																							
111	ПС 220 кВ Новометаллургическая*	Челябинская	2013	2х200+2х25 МВА					450																**0**	**450**	**0**	2120	197	106	0	0	0	0	0	**303**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	
112	ПС 220 кВ Каргалинская*	Оренбургская	2013	2х250 МВА					500																**0**	**500**	**0**	128	44	50	20	0	0	0	0	**113**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
113	ПС 220 кВ Калининская*	Свердловская	2013	2х250 МВА					250																**0**	**250**	**0**	1804	224	339	90	0	0	0	0	**653**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	
114	ПС 220 кВ Каменская*	Свердловская	2016	2х250 МВА					250			250													**0**	**500**	**0**	2464	169	180	212	208,16	208,17	0	0	**978**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	
115	ПС 220 кВ Бузулукская (замена существующих АТ 2х125 МВА на 2х200 МВА)	Оренбургская	2016	2х200 МВА														400							**0**	**400**	**0**	449	0	0	0	0	449	0	0	**449**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения Бузулукского энергорайона
116	ПС 220 кВ Сазда*	Свердловская	2018	2х250 МВА																				500	**0**	**500**	**0**	2760	24	0	0	400	750	800	769,36	**2744**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
	Итого по объектам реновации 500 кВ с увеличением трансформаторной мощности				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1669***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1578***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***3247***	***0***		***473***	***460***	***596***	***1014***	***423***	***423***	***0***	***3389***			
	Итого по объектам реновации 220 кВ с увеличением трансформаторной мощности				***0***	***0***	***0***	***0***	***1450***	***0***	***0***	***250***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***400***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***500***	***0***	***0***	***2600***	***0***		***658***	***675***	***322***	***608***	***1407***	***800***	***769***	***5239***			
	Объекты реновации без увеличения трансформаторной мощности																																							
	500 кВ																																							
117	ПС 500 кВ Златоуст*	Челябинская	2012	3х250 МВА		250																			**0**	**250**	**0**	1631	301	0	0	0	0	0	0	**301**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	
	220 кВ																																							
118	ПС 220 кВ Орская*	Оренбургская	2014	2х125 МВА								250													**0**	**250**	**0**	1914	221	190	237	177,17	0	0	0	**825**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	
119	ПС 220 кВ Титан*	Пермская	2015	2х200 МВА											400										**0**	**400**	**0**	2011	149	170	220	458,67	0	0	0	**997**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	
120	ПС 220 кВ Омутинск*	Пермская	2017	2х125МВА																	250				**0**	**250**	**0**	1915	175	160	210	454	454	456,97	0	**1910**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	
121	ПС 220 кВ Ижевск*	Удмуртская	2018	2х125 МВА																				250	**0**	**250**	**0**	2939	19	80	215	656	656	656	656,1	**2939**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
	Итого по объектам реновации 500 кВ без увеличения трансформаторной мощности				***0***	***250***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***250***	***0***		***301***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***301***			
	Итого по объектам реновации 220 кВ без увеличения трансформаторной мощности				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***250***	***0***	***0***	***400***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***250***	***0***	***0***	***250***	***0***	***0***	***1150***	***0***		***564***	***600***	***882***	***1746***	***1110***	***1113***	***656***	***6671***			
	Итого по объектам реновации 500 кВ				***0***	***250***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1669***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1578***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***3497***	***0***		***774***	***460***	***596***	***1014***	***423***	***423***	***0***	***3690***			
	Итого по объектам реновации 220 кВ				***0***	***0***	***0***	***0***	***1450***	***0***	***0***	***500***	***0***	***0***	***400***	***0***	***0***	***400***	***0***	***0***	***250***	***0***	***0***	***750***	***0***	***0***	***3750***	***0***		***1222***	***1275***	***1205***	***2354***	***2517***	***1913***	***1425***	***11910***			

	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого 2012 - 2018 гг.			Полная стоимость строительства	в ценах на 01.01.2012 (без НДС)** 2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг	
	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.	**840**	**1214**	**360**	**805,6**	**4092**	**100**	**1504**	**3721**	**180**	**1835,3**	**4814**	**230**	**555,6**	**4105**	**0**	**1090**	**4730**	**0**	**0**	**2253**	**1050**	**6631**	**24929**	**1920**		**18168**	**31276**	**38778**	**69770**	**29916**	**21407**	**6650**	**215966**	
по 500 кВ	**188,4**	**250**	**360**	**287,3**	**1252**	**0**	**520**	**1970**	**180**	**185,3**	**1919**	**180**	**84**	**2505**	**0**	**2**	**2580**	**0**	**0**	**1503**	**1050**	**1267**	**11979**	**1770**		**7434**	**11051**	**8616**	**28014**	**11573**	**4708**	**5225**	**76621**	
по 220 кВ	**651,6**	**964**	**0**	**518,3**	**2840**	**100**	**984,2**	**1751**	**0**	**1650**	**2895**	**50**	**471,6**	**1600**	**0**	**1088**	**2150**	**0**	**0**	**750**	**0**	**5364**	**12950**	**150**		**10734**	**20224**	**30163**	**41756**	**18343**	**16699**	**1425**	**139345**	

* - объекты приняты по ИП ФСК 2012-2014 гг.

** - кап.вложения представлены без учета территориального коэффициента

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2012 - 2018 ГОДОВ ОЭС СИБИРИ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) **									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	Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	**млн. руб.**			
	Объекты для выдачи мощности электростанций																																							
	ГЭС																																							
1	Две ВЛ 220 кВ Богучанская ГЭС -Кодинск	Красноярская	2012	2х11 км	22																				22	0	0	1102	1102	0	0	0	0	0	0	**1102**	РусГидро	С	Выдача мощности Богучанской ГЭС(2999,7 МВт)
2	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	10272	2283	2449	2739	0	0	0	0	**7472**		П	
3	Две ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС - Ангара	Красноярская	2012	2х152,3 км	304,6																				304,6	0	0	7664	2343	2721	0	0	0	0	0	**5064**		П	
4	ВЛ 500 кВ Ангара - Камала	Красноярская	2012	352 км, УШР - 180+60 Мвар	352		240																		352	0	240	7125	4110	0	0	0	0	0	0	**4110**		П	
5	ВЛ 500 кВ Ангара -Озерная	Красноярская, Иркутская	2012	265,6 км, УШР 2х180 Мвар	265,6		360																		265,6	0	360	7708	5708	0	0	0	0	0	0	**5708**		П	
6	КРУЭ 220 кВ БоГЭС*	Красноярская	2012																						0	0	0	985	165	0	0	0	0	0	0	**165**	ОАО"ФСК ЕЭС"	С	
	ОПП 500 кВ БоГЭС	Красноярская	2012	ШР 3х180 Мвар			360			180															0	0	540	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
7	ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС - Озерная*	Красноярская, Иркутская	2013	365 км				365																	365	0	0	10000	1709	5000	975	927	0	0	0	**8611**	ОАО"ФСК ЕЭС"	С	
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности ГЭС				***922,2***	***1169***	***1800***	***365***	***0***	***180***	***0***	***835***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	**1287**	**2004**	**1980**		***16319***	***10170***	***3714***	***927***	***0***	***0***	***0***	***31130***			
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности ГЭС				***22***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	**22**	**0**	**0**		***1102***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1102***			
	ТЭС																																							
8	Третья ВЛ 500 кВ Березовская ГРЭС-1-Итат*	Красноярская	2013	18 км,ШР-180 Мвар				18		180															18	0	180	1563	334	1000	50	0	0	0	0	**1383**	ОАО"ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности Березовской ГРЭС (блок № 3, 800 МВт)
9	Переустройство ВЛ-1106 на ПС Алтай, ВЛ-518 на Назаровскую ГРЭС и ВЛ -521 энергоблока №2		2013	1,5 км				1,5																	1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**		П	
10	Заход ВЛ 220 кВ НКАЗ-II - Ферросплавная на Кузнецкую ТЭЦ и ВЛ 220 кВ Кузнецкая ТЭЦ - НКАЗ2	Кузбасская	2013	2х2,5 км, 2,5 км				7,5																	7,5	0	0	611	0	611	0	0	0	0	0	**611**			Выдача мощности Кузнецкой ТЭЦ (2х140 МВт)
11	Строительство ВЛ 220 кВ ЦРП ТЭЦ ППГХО - Быстринская	энергосистема Забайкальского края	2015	150 км										150											150	0	0	2015	0	0	974	1041	0	0	0	**2015**			Выдача запертой мощности на ТЭЦ ППГХО
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности ТЭС				***0***	***0***	***0***	***19,5***	***0***	***180***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***19,5***	***0***	***180***		***334***	***1000***	***50***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1383***			
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС				***0***	***0***	***0***	***7,5***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***150***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***157,5***	***0***	***0***		***0***	***611***	***974***	***1041***	***0***	***0***	***0***	***2626***			
	Межсистемные линии электропередачи																																							
12	ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС- Советско-Соснинская с расширением ПС 220 кВ Советско-Соснинская (сооружение ОРУ-500 кВ)*	Тюменская, Томская	2014	35 км, (501+167) МВА							35	668													35	668	0	4531	32	25	2228	2228,9	0	0	0	**4514**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Создание межсистемной связи ОЭС Сибири с ОЭС Урала по территории Российской Федерации. Повышение надежности электроснабжения потребителей Томской ЭС
13	ВЛ 500 кВ Советско - Соснинская - Парабель*	Томская	2016	340 км													340								340	0	0	7291	92	80	2338	2338,0	2339,00	0	0	**7187**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
14	ВЛ 500 кВ Томская - Парабель с ПС 500/220 кВ Парабель*	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	11689	102	100	3800	3800,0	3802,3	0	0	**11605**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
15	ВЛ 500 кВ Восход - Ишим (Витязь)*	Омская, Тюменская	2013	310 км				310																	310	0	0	8333	3000	1500	430	1602,9	0	0	0	**6533**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Создание прямой межсистемной связи ОЭС Сибири с ОЭС Урала.
	Итого по межсистемным объектам 500 кВ				***0***	***0***	***0***	***310***	***0***	***0***	***145***	***668***	***0***	***260***	***0***	***0***	***340***	***668***	***360***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1055***	***1336***	***360***		***3227***	***1705***	***8796***	***9970***	***6141***	***0***	***0***	***29839***			
	Для обеспечения возможности подключения новых потребителей																																							
16	ПС 500 кВ Озерная	Иркутская	2012, 2013, 2014	4х501МВА, 2(БСК 3х100 Мвар),2-УР 100 Мвар УШР-180 Мвар		668	200		334	380		1002	400												0	2004	980	15115	5866	4718	3375	0	0	0	0	**13959**	ОАО "ИЭСК"	С	Электроснабжение Тайшетского алюминиевого завода. ОАО "Иркутсэнерго"
17	Заходы одной ВЛ 500 кВ Тайшет-Братская на ПС 500 кВ Озёрная с расширением ОРУ 500 кВ ПС Тайшет		2012	2х10 км	20																				20	0	0	1430	1430	0	0	0	0	0	0	**1430**	ОАО "ИЭСК"		
18	ВЛ 500 кВ Тайшет - Озёрная		2012	15	15																				15	0	0	877	877	0	0	0	0	0	0	**877**	ОАО "ИЭСК"		
19	ВЛ 500 кВ Братский ПП - Озерная с расширением ОРУ 500 кВ Братская ПП		2014	230 км							230														230	0	0	8732	0	4212	4519	0	0	0	0	**8732**	ОАО "ИЭСК"		
20	ПС 500 кВ Ключи (ИркАЗ)		2012	501 МВА		501																			0	501	0	1947	1947	0	0	0	0	0	0	**1947**	ОАО "ИЭСК"	П	Электроснабжение расширяемой части алюминиевого завода ИркАЗ.
21	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС-Усть-Кутв габаритах 500 кВс расширением ОРУ 220 кВ Усть-Илимской ГЭС на 1яч	Иркутская	2016	260 км, ШР 180 Мвар													260		180						260	0	180	10937	0	0	0	5315	5621	0	0	**10937**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	внешнее электроснабжение ТС ВСТО-1
22	ПС 500 кВ Усть-Куг с заходами ВЛ 220 кВ Коршуниха - Якурим и переводом ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС - Усть-Кут с ОРУ 220 кВ ПС Якурим на ПС 500 кВ Усть-Кут	Иркутская	2015	(501+167) МВА, 2х8 км, ШР 180 Мвар,УШР 180										668	360										0	668	360	8777	5	45	203	8524,79	0	0	0	**8777**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Иркутской ЭС и БАМа
								16		100															16	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "ИЭСК"		
23	ВЛ 500 кВ Усть-Куг - 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 2015 году) *	Иркутская, Бурятская	2016	(501+167) МВА, УШР 180 Мвар, СТК 50 Мвар, 289 км										289				668	230						289	668	230	11472	0	0	87	5692,47	5692,48	0	0	**11472**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
24	ПС 220 кВ Мамакан (установка АТ 220/110 кВ) с переводом ВЛ Таксимо -Мамаканская на 220 кВ	Иркутская	2014	125 МВА								125													0	125	0	928	0	0	928	0	0	0	0	**928**	ЗАО «Витимэнерго»	П	Обеспечение технологического присоединения ОАО " Витимэнерго"
25	Перевод второй цепи Таксимо - Мамаканская ГЭС на 220 кВ		2014																						0	0	0	97	0	0	97	0	0	0	0	**97**	ЗАО «Витимэнерго»		Повышение надёжности электроснабжения потребителей Витимского энергорайона
26	ВЛ 220 кВ Шелехово - Ключи	Иркутская	2012	2х1 км	2																				2	0	0	35	35	0	0	0	0	0	0	**35**	ОАО "ИЭСК"	П	Усиление для резервирования нагрузок ИркАЗа
27	ВЛ 220 кВ Означенное(Бея) - Аскиз(подвеска второй цепи)*	Хакасская	2015	51,5 км										51,5											51,5	0	0	1136	6	180	207	721,0	0	0	0	**1114**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения Аскизского и Таштыпского районов Республики Хакасии
28	ПС 220 кВ Степная с заходами ВЛ 220 кВ*	Хакасская	2015	2х63 МВА											126										0	126	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) **									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	Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	**млн. руб.**			
29	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Заводская	Иркутская	2013	15 км				15																		15	0	0	228	228	0	0	0	0	0	0	**228**	ОАО "ИЭСК"	П	Подключение Братского электрометаллургического завода
30	Строительство двух ВЛ 220 кВ Северская АЭС – ЭС-2 СХК с надстройкой ОРУ 220 кВ на Северской АЭС	Томская	2017	2х50 км															100						100	0	0	1761	0	0	0	0	0	1761	0	**1761**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Обеспечение электроэнергией площадки строительства Северской АЭС с дальнейшим использования ВЛ для собственных нужд станции.
31	ВЛ 220 кВ Татаурово - Горячинская*	Бурятская	2014	1 п.к.2х132,3 км							264														264	0	0	6721	1000	2000	1500	1987,8	0	0	0	**6488**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение курортной зоны на о.Байкал
	ПС Горячинская*			1 п.к.-2х125 МВА								250													0	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
32	ВЛ 220 кВ Горячинская-Баргузин*		2015	2 п.к.2х142 км										284											284	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
	ПС220 кВ Баргузин и реконструкция ОРУ 220 кВ " Татаурово"*			2 п.к.-2х63 МВА											126										0	126	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
33	ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС - Бугдаинская-Быстринская*	энергосистема Забайкальского края	2015	2х153 км, 2х75 км										456											456	0	0	5090	100	450	1000	3531,1	0	0	0	**5081**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение ГОКов
	с ПС 220 кВ Бугдаинская и ПС 220 кВ Быстринская*		2015	2х125+2х125 МВА											500										0	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**		П	
34	ПС220 кВ Тайга*	Красноярская	2014	2х125 МВА								250													0	250	0	5505	17	400	694	4394,1	0	0	0	**5505**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Электроснабжение ЗАО "Полюс"
	с ВЛ 220 кВ Раздолинская -Тайга и реконструкциия ПС Раздолинская*		2014	2х100 км							200														200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
35	ПС Ферросплавная	Кузбасская	2013	4х160 МВА					640																0	640	0	3511	807	2704	0	0	0	0	0	**3511**		П	Электроснабжение ООО " Кузнецкие ферросплавы"
	с заходом ВЛ НКАЗ II-Еланская*		2013	2х0,6 км				1,2																	1,2	0	0	92	2	91	0	0	0	0	0	**92**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
36	ВЛ 220 кВ Озерная-ТАЗ	Иркутская	2013	4х2 км				8																	8	0	0	113	0	113	0	0	0	0	0	**113**	ОАО "ИЭСК"		Электроснабжение расширяемой части алюминиевого завода
37	ВЛ 220 кВ-Чертово корыто-Пеледуй	Иркутская, Якутская	2015	2х190 км										380											380	0	0	3965	0	0	1918	2048	0	0	0	**3965**			электроснабжения месторождений золота "Сухой Лог" и "Чертово Корыто"
38	ВЛ 220 кВ-Чертово корыто-Сухой Лог	Иркутская	2015	2х58 км										116											116	0	0	1250	0	0	0	1250	0	0	0	**1250**			
39	ВЛ 220 кВ Сухой Лог-Артемовская	Иркутская	2015	2х108км										216											216	0	0	2328	0	0	0	2328	0	0	0	**2328**			
40	ВЛ 220 кВ Артемовская-Мамакан	Иркутская	2015	2х62 км										124											124	0	0	1639	0	0	0	1639	0	0	0	**1639**			
41	ПС 220 кВ Артемовская	Иркутская	2015,2016	2х125 МВА											125			125							0	250	0	1351	0	0	884	468	0	0	0	**1351**	ЗАО «Витимэнерго»		
42	ПС 220 кВ Чертово корыто	Иркутская	2015	2х40 МВА											80										0	80	0	1306	0	0	0	1306	0	0	0	**1306**			
43	ПС 220 кВ Сухой Лог	Иркутская	2015	2х125 МВА											250										0	250	0	1351	0	0	884	468	0	0	0	**1351**			
44	ПС 220 кВ Восточная с	Иркутская	2013,2014	2х250 МВА					250			250													0	500	0	1482	0	1044	438	0	0	0	0	**1482**	ОАО "ИЭСК"		Обеспечение технологического присоединения резерективных потребителей Иркутской области
	ВЛ 220 кВ Иркутская-Восточная	Иркутская	2014	40 км							40														40	0	0	682	0	0	682	0	0	0	0	**682**	ОАО "ИЭСК"		
45	ПС 220 кВ Марково с отпайками от ВЛ 220 кВ Новоиркутская ТЭЦ-Шелехово	Иркутская	2013	2х63 МВА,2х0,15 км				0,3	126																0,3	126	0	1179	0	1179	0	0	0	0	0	**1179**	ОАО "ИЭСК"		
46	Две одноцепные ВЛ 220 кВ Пеледуй-Рассоха (достройка уч-ка ВЛ 220 кВ от ПС Талаканская до ПС 220 кВ Пеледуй) учтена в ОЭС Востока	Якутская, Иркутская	2015	2х125 км																					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "ФСК ЕЭС"		внешнее электроснабжение ТС ВСТО-1 расширение до 80 млн. т нефти в год:НПС-2,3,5,6,7,8,9
47	ВЛ 220 кВ Усть-Кут - Киренская, ВЛ 220 кВ Усть-Кут - Тира, ВЛ 220 кВ Тира - Киренская, ПС 220 кВ Тира, ПС 220 кВ Киренская и реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут *	Иркутская	2015	2х1х280 км, 2х63 МВА, 2х25 МВА										560	176											560	176	0	10706	10	1380	2751	6000,0	283,8	282,0	0	**10706**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
48	ПС 220 кВ Бобровка. Заходы ВЛ 220 кВ Усть-Кут - Киренская на ПС 220 кВ ПИС Бобровка *	Иркутская	2017	2х1х1 км 2х25 МВА										4	50										4	50	0	1570	0	0	0	0	659	910	0	**1570**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
49	Две одноцепные ВЛ 220кВ от существующих ВЛ в габаритах ВЛ 220кВ Надеждинская-Талаканская до ПС Киренская*	Иркутская	2015	2х90 км										180											180	0	0	2902	10	828	1000	1063,5	0	0	0	**2902**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
49	Реконструкция с заменой трансформаторов 110/10 кВ на 220/10 кВ на ПС 220 кВ Надеждинская с переводом схемы внешнего электроснабжения на напряжение 220 кВ	Иркутская	2015	2х25 МВА											50										0	50	0	917	0	0	0	917	0	0	0	**917**			
50	ПС 220 кВ Рассоха, заходы ВЛ 220 кВ на ПС Рассоха с образованием ВЛ 220кВ Рассоха-Киренская и ВЛ 220кВ Рассоха-Талаканская*	Иркутская	2015	4х5 км, 2х25 МВА										20	50										20	50	0	1670	10	600	500	560,2	0	0	0	**1670**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
51	ВЛ 220 кВ Братская (БПП) - Табь I цепь, ВЛ 220 кВ Братская (БПП) - Табь II цепь, ПС 220 кВ Табь*	Иркутская	2015	2х1х50 км, 2х40 МВА										100	80										100	80	0	3016	13	932	1000	1072	0	0	0	**3016**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
52	Участок двух ВЛ 220 кВ Братский ПП (БПП) – Чукша № 1 с отпайкой на ПС Табь и ВЛ 220 кВ Братский ПП (БПП) – Чукша № 2 с отпайкой на ПС Табь, с ПС 220 кВ Чукша*	Иркутская	2017	2х1х130 км, 2х40 МВА										260	80										260	80	0	3631	10	467	536	871,5	871,0	871,0	0	**3626**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
53	ПС 220 кВ Айская *	Алтайская	2017	2х200 МВА																400					0	400	0	1644	20	7	7	468	495	648	0	**1644**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение игорной зоны и особых экономических зон туристско-рекреационного типа
	с ВЛ 220 кВ Бийская РПП - Айская*		2017	2х100 км															200						200	0	0	2335	0	0	0	0	1139	1195	0	**2335**			
54	Двухцепная ВЛ 220кВ Районная (Улан-Удэ) -Хоринск-Еравна*	Бурятская	2016	2х400 км													800								800	0	0	12254	0	0	179	6037,5	6037,5	0	0	**12254**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для повышения надежности электроснабжения и развития Еравнинского, Баунтовского , Хоринского и Кижингинского районов Республики
55	ПС 220 кВ Хоринск*		2016	1х63МВА														63							0	63	0	2263	0	0	2	1152,1	1109,0	0	0	**2263**			
56	ПС 220 кВ Еравна*		2016	1х63МВА														63							0	63	0	1565	0	0	2	802,0	760,7	0	0	**1565**			
57	ПС 220 кВ Прогресс	Новосибирская	2015	2х125 МВА											250										0	250	0	1371	0	0	591	779	0	0	0	**1371**	ЗАО «РЭС»		Для повышения надежности г. Новосибирска
	с отпайками от двух ВЛ 220 кВ Заря-НовосибирскаяТЭЦ-3 на ПС Прогресс		2015	2х3,8 км										7,6											7,6	0	0	90	0	0	0	90	0	0	0	**90**			
58	ПП 220 кВ Новолуговой с заходами ВЛ 220 кВ Заря-Восточная и Безымянная ГРЭС-Восточная		2015	2х0,5 км										1											1	0	0	617	0	0	0	617	0	0	0	**617**	ЗАО «РЭС»		Для повышения надежности г. Новосибирска
59	ПС 220 кВ Коммунальная		2015	2х125 МВА											250										0	250	0	1371	0	0	592	779	0	0	0	**1371**	ЗАО «РЭС»		Для повышения надежности и обеспечиния роста потребления юга Новосибирского административного
	с ВЛ 220 кВ Коммунальная- ПП Новолуговой		2015	2х35 км										70											70	0	0	983	0	0	0	983	0	0	0	**983**			
60	ПС 220 кВ Стартовая с ВЛ (КЛ) Стартовая-Тулинская		2017	2х125МВА, 2х12 км															24	250					24	250	0	2136	0	0	0	0	1043	1093	0	**2136**	ЗАО «РЭС»		Для обеспечиния развития прибрежной зоны левобережья г.Новосибирска
61	ВЛ(КЛ) 220 кВ Стартовая- ПП Новолуговой		2017	2х11,5 км															23						23	0	0	638	0	0	0	0	0	638	0	**638**			

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) **									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	Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	**млн. руб.**			
62	ПС 220 кВ Левобережная*	Омская	2015	200 МВА											200											0	200	0	2691	0	0	50	2641,0	0	0	0	**2691**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Для подключения новых потребителей левобережной части г. Омска
	с заходами одной цепи ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 -Лузино*		2015	2х9 км										18												18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
63	ПС 220 кВ Рощинская	Красноярская	2013	2х25МВА					50																	0	50	0	801	0	801	0	0	0	0	0	**801**	ЗАО "ЕПК"		Технологическое присоединение ЗАО "Енисейская промышленная компания"
64	с заходами ВЛ 220 кВ Курагино – Ирбинская			2х1,7 км				3,4																		3,4	0	0	32	0	32	0	0	0	0	0	**32**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
65	ПС 220 кВ Арадан	Тывинская	2013	2х25МВА					50																	0	50	0	801	0	801	0	0	0	0	0	**801**	ЗАО "ЕПК"		
66	с заходами ВЛ 200 кВ Шушенская – Туран*			2х0,7				1,4																		1,4	0	0	15	0	15	0	0	0	0	0	**15**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
67	ПС 220 кВ Элегестский ГОК		2015	2х80 МВА											160											0	160	0	1351	0	0	0	1351	0	0	0	**1351**	ЗАО "ЕПК"		
68	ПП 220 кВ Элегестский с заходами ВЛ 220 кВ Чадан - Кызылская		2015	2х1 км										2												2	0	0	326	0	0	0	326	0	0	0	**326**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
69	ПС 220 кВ Кызылская, установка ЗАТ мощностью 63 МВА, реконструкция ОРУ 110 кВ		2012	63 МВА		63																				0	63	0	111	111	0	0	0	0	0	0	**111**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
70	ПС 220 кВ Жерновская-1	Кузбасская	2015	2х63 МВА											126											0	126	0	1308	0	0	632	677	0	0	0	**1309**	ЗАО "ЕПК"		
71	две одноцепные ВЛ 220 кВ Кузбасская - Жерновская-1 №1,2			2х32 км										64												64	0	0	1226	0	0	0	1226	0	0	0	**1226**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
72	ВЛ 220 кВ Туран-Ырбан с	Тывинская	2018	2х170 км																		340			340	0	0	4351	0	0	0	0	0	774	3578	**4351**			Для обеспечения внешнего электроснабжения Ак_Сугского медно-молибденового месторождения и других потребителей
73	ПС 220 кВ Ырбан	Тывинская	2018	2х63 МВА																			126		0	126	0	835	0	0	0	0	0	а	835	**835**			
74	ВЛ 220 кВ Ырбан -Ак-Суг с	Тывинская	2018	2х100 км																		200			200	0	0	2432	0	0	0	0	0	1195	1236	**2432**			
75	ПС 220 кВ ПС Ак-Суг	Тывинская	2018	2х125 МВА																			250		0	250	0	1595	0	0	0	0	0	701	894	**1595**			
	Итого по 500 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей				***35***	***1169***	***200***	***0***	***334***	***380***	***230***	***1002***	***400***	***289***	***668***	***360***	***260***	***668***	***410***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***814***	***3841***	***1750***		***10125***	***8976***	***8183***	***19533***	***11314***	***0***	***0***	***58131***			
	Итого по 220 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей				***2***	***63***	***0***	***29,3***	***1116***	***0***	***520***	***875***	***100***	***2914***	***2679***	***0***	***800***	***251***	***0***	***347***	***650***	***0***	***540***	***376***	***0***	***5152***	***6010***	***100***		***2378***	***14023***	***17072***	***48553***	***12398***	***10068***	***6543***	***111035***			
	Для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей																																							
76	ПС 500 кВ Кузбасская с установкой втрого АТ 500 кВ*	Кузбасская	2015	2х267 МВА											534											0	534	0	2000	20	80	600	1300	0	0	0	**2000**	ОАО "ФСК ЕЭС" (реалтзуется по титулу ИП «Установка второго АТ 500 кВ на ПС 500 кВ Кузбасская с заходами ВЛ 500 и 220 кВ» и «ПС 500 кВ Кузбасская с заходом ВЛ 500 кВ и ВЛ 220 кВ»	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Кузбасской ЭС
77	перевод ВЛ 500 кВ Новокузнецкая-Барнаул на ПС 500 кВ Кузбасская*	Кузбасская	2015	2х5,6 км										11,2												11,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**		П	
78	Перевод одной ВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС - Новокузнецкая на ПС 500 кВ Кузбасская*	Кузбасская	2015	1км										1												1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**		П	
79	Переключение ВЛ 220 кВ Новокузнецкая - Соколовская на ПС 500 кВ Кузбасская*	Кузбасская	2015	4,8 км										4,8												4,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**		П	
80	ВЛ 220 кВУскатская - Евразовская (ответвления) *	Кузбасская	2015	2х31,3км										62,6												62,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**		П	
81	ВЛ 220 кВ Кузбасская - ЗСМК с расширением ОРУ 220 кВ ЗСМК*	Кузбасская	2012	2х48 км	96																					96	0	0	5827	1043	65	0	0	0	0	0	**1109**		С	
82	Вторая ВЛ 500 кВ Алюминиевая -Абаканская - Итатская с расширением ОРУ 500 кВ ПС Итатская, ПС Алюминиевая и ПС Абаканская*	Хакасская, Красноярская	2014	336 км (вторая ВЛ), ШР-180 Мвар							336		180													336	0	180	10300	2683	600	1305	962,89	0	0	0	**5551**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надёжности электроснабжения потребителей Хакасской ЭС (в т.ч. ХаАЗ и СаАЗ)
83	ПС 500 кВ Енисей с пусковым комплексом ОРУ 220 кВ в 2012 г.*	Красноярская	2013	801+267 МВА					1068																	0	1068	0	5190	657	850	1000	749,72	0	0	0	**3257**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения г.Красноярска
	с установкой втрого АТ 500 кВ*		2015	2х267 МВА											534											0	534	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**		П	
84	Заходы двух ВЛ 500 кВ Красноярская ГЭС - Красноярская на ПС 500 кВ Енисей*		2013	1 ц-1,27+1,2 км; 2ц 1,2+1,06км				4,73																		4,73	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**		П	
85	ВЛ 220 кВ Енисей - Абалаковская *		2013	15 км				15																		15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**		П	
86	Заходы ВЛ 220 кВ Ново - Красноярская - ЦРП на ПС 500 кВ Енисей*		2012	2,3+1,54 км	3,84																					3,84	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**		П	
87	Заходы ВЛ 220 кВ Ново - Красноярская - КИСК на ПС 500 кВ Енисей*		2012	2,1+1,54 км	3,64																					3,64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**		П	
88	ВЛ 220 кВ Енисей-КрАЗ*		2013	2х2,5 км				5																		5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**		П	
89	ПС 500 кВ Восход*	Омская	2013	501+167 МВА,УШР-180 Мвар					668	180																0	668	180	4189	689	1800	700	0	0	0	0	**3189**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Омской ЭС
	с установкой втрого АТ 500 кВ на ПС 500 кВ Восход		2015	2х167 МВА											334											0	334	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**		П	
	с заходами ВЛ 500 кВ Барабинская - Таврическая		2013	2х4,2км				8,4																		8,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**		П	
90	Заходы ВЛ 220 кВ Ульяновская-Московка на ПС 500 кВ Восход		2013	2х14,4км				28,8																		28,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**		П	Присоединение ПС 500 кВ Восход к сети 220 кВ Омской ЭС
91	Заходы ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 -Татарская на ПС 500 кВ Восход		2013	2х10,2км				20,4																		20,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**		П	
92	ВЛ 500 кВ Енисей - Итатская с расширением ОРУ 500 кВ ПС Енисей и ОРУ 500 кВ ПС Итатская*	Красноярская	2015	240 км										240												240	0	0	8000	8	6	81	7850,0	0	0	0	**7945**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности транзита Красноярск-Иркутск
				УШР 180+60 Мвар												240										0	0	240	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**		П	
93	ВЛ 500 кВ Енисей - Камала с расширением ОРУ 500 кВ ПС Енисей и ОРУ 500 кВ ПС Камала	Красноярская	2016	130 км													130									130	0	0	5827	0	0	0	2832	2995	0	0	**5827**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
94	ВЛ 500 кВ Ключи - Гусиноозерский - Петровск-Забайкальский - Чита перевод на номинальное напряжение 500 кВ	Иркутская, Бурятская, энергосистема Забайкальского края	2017																							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение пропускной способности транзита Иркутск-Бурятия - Чита на 320 МВт
95	ПП 500 кВ Петровск-Забайкальский	энергосистема Забайкальского края	2017	ШР 180 Мвар																		180				0	0	180	1785	0	0	0	0	872	913	0	**1785**		П	
	с сооружением ОРУ 500 кВ Чита		2017	501+167 МВА, ШР 180 Мвар																	668	180				0	668	180	2079	0	0	0	0	1015	1064	0	**2079**		П	
	с сооружением ПС 500 кВ Гусиноозерская с заходами ВЛ 500 кВ	Бурятская	2017	501+167 МВА, 2х1,5 км, ШР 2х180 Мвар																3	668	360				3	668	360	5447	0	0	0	0	2660	2787	0	**5447**		П	

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) **									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	Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	**млн. руб.**			
96	Установка НУПК и УПК на ВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС - Новокузнецкая (Кузбасская)*	Кузбасская	2014,2015	мощность УПК определяется проектом																					0	0	0	5492	32	250	420	513,5	510,0	510,0	510,0	**2746**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Снятие ограничений на выдачу мощности СШГЭС. Срок ввода синхронизируется с вводом Саяно-Шушенской ГЭС
97	Установка дополнительного управляемого шунтирующего реактора (УШР) на ПС 500 кВ Рубцовская.	Алтайская	2015	180 Мвар															180									0	0	180	560	0	0	0	560	0	0	0	**560**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Недопущение превышения наибольших рабочих уровней напряжения в электрическойсети в летний период. Обеспечение надежного электроснабжения потребителей в Рубцовском энергоузле.
98	Подвеска второй цепи транзита 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС - Степная с расширением тяговых подстанций и установкой СКРМ на тяговых подстанциях транзита	Хакасская, Кузбасская	2017	315 км																315						315	0	0	6890	0	0	0	0	3364	3525	0	**6890**			Повышение надежности электроснабжения потребителей на юге Кузбасской энергосистемы (объекты РЖД).
99	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	2790	0	0	0	0	1362	1428	0	**2790**			Повышение надежности электроснабжения Абакано-Черногорскогорайона (г. Абакан и г. Черногорск).
100	Забайкальский преобразовательный комплекс на ПС 220 кВ Могоча*	энергосистема Забайкальского края	2012	450 МВА		450																				0	450	0	4126	1922	0	0	0	0	0	0	**1922**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Объединение ОЭС Востока и ОЭС Сибири, повышение надёжности электроснабже-ния Забайкальской ЖД
101	ПС 220 кВ Новочитинская с*	энергосистема Забайкальского края	2015	2х125 МВА											250											0	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения г.Читы
	ВЛ 220 кВ Читинская- Багульник(Новочитинская)-ПП Маккавеево *		2015	2х70 км										140												140	0	0	3536	100	500	1000	1891,0	0	0	0	**3491**		П	
102	ПС 220 кВ Светлая*	Алтайская	2013	БСК-2х78 УШР 2х50 Мвар						256																0	0	256	732	103	260	357	0	0	0	0	**719**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение качества напряжения электротяги
103	Строительство ВЛ 220кВ Чадан – Кызылская*	Тывинская	2014	241,54 км							241,54															241,54	0	0	5720	1951	500	822	1619,8	0	0	0	**4892**	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 Мвар									100													0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			
104	ПС 220 кВ Жарки* с	Красноярская	2014	2х125 МВА								250														0	250	0	1164	100	240	600	198,2	0	0	0	**1138**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение г. Красноярска , снятие сетевых ограничений
	ВЛ 220 кВ Новокрасноярская-Жарки*			2х10 км							20															20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**		П	
105	ВЛ 220 кВ Томск - Асино (вторая ВЛ)	Томская	2016	67 км													67									67	0	0	1071	0	0	0	0	1071	0	0	**1071**		П	Повышение надежности электроснабжения г.Асино
106	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Северная-Посольская на ПС 220 кВ Татауровo*	Бурятская	2015	2х1 км										2												2	0	0	210	0	0	80	130,0	0	0	0	**210**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения БАМ и Забайкальского железнодорожного транзита
107	ВЛ Таксимо - Чара 2-я цепь - перевод на 220 кВ с расширением ОРУ 220 кВ ПС Чара*	Бурятская, энергосистема Забайкальского края	2015	238/176 км																						0	0	0	5381	0	0	50	5331,0	0	0	0	**5381**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения БАМа
108	ВЛ 220 кВ Минусинск-Кошурниково	Красноярская	2016	160 км													160									160	0	0	3362	0	0	0	1634	1728	0	0	**3362**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Усиление сети для электроснабжения потребителей юга Красноярского края
109	Строительство ВЛ 220 кВ Камала-1 - Саянская тяговая	Красноярская	2017	79 км																79						79	0	0	1599	0	0	0	0	0	1599	0	**1599**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения и увеличение пропускной способности одноцепной линии связи Саянская тяговая – Камала-1
110	Строительство ВЛ 220 кВ Кошурниково - Саянская тяговая	Красноярская	2017	206 км																206						206	0	0	4858	0	0	0	0	2372	2486	0	**4858**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей и увеличение пропускной способности одноцепного ж/д транзита Минусинская опорная – Саянская тяговая
111	ВЛ 220 кВ Шушенская - Туран-Кызыл (2-я цепь)	Красноярская, Тывинская	2016	305 км													305									305	0	0	5232	0	0	0	0	2555	2677	0	**5232**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения юга Тывинской энергосистемы,снятие сетевых
	с реконструкцией ОРУ 220 кВ ПС Туран			2х100 Мвар															200							0	0	200	1289	0	0	0	0	0	1289	0	**1289**			
112	ВЛ 220 кВ Означенное-Шушенская (уч-к до ПС Означенное-районная-10 км,и Майская ГЭС-Шушенская-50 км)	Хакасская	2016	60 км													60									60	0	0	816	0	0	0	0	816	0	0	**816**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Усиление сети для электроснабжения потребителей республики Хакасия и юга Красноярского края
113	ВЛ 220 кВ Власиха - Алейская	Алтайская	2018	140 км																			140			140	0	0	2640	0	0	0	0	0	0	1247	**1247**			Строительство ВЛ 220 кВ Власиха-Алейская-Поспелиха-Южная для исключения ограниченій в
114	ПС 220 кВ Алейская		2018	125 МВА																				125		0	125	0	1446	0	0	0	0	0	0	1446	**1446**			
	Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***0***	***0***	***0***	***13,13***	***1736***	***180***	***336***	***0***	***180***	***252,2***	***1402***	***240***	***130***	***0***	***180***	***3***	***1336***	***720***	***0***	***0***	***0***	***734,3***	***4474***	***1500***		***4090***	***3586***	***4106***	***14769***	***8052***	***5275***	***510***	**40387**			
	Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***103,48***	***450***	***0***	***69,2***	***0***	***256***	***261,5***	***250***	***100***	***209,4***	***250***	***0***	***592***	***0***	***200***	***680***	***250***	***0***	***140***	***125***	***0***	***2056***	***1325***	***556***		***5219***	***1565***	***2909***	***10804***	***13269***	***13004***	***0***	**46769**			
	Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности																																							
	220 кВ																																							
115	ПС 220 кВ Еланская (1АТ-ввели,1-БСК)*	Кузбасская	2012	2х250МВА 2х52 Мвар		250	104																			0	250	104	1472	301	227	0	0	0	0	0	**528**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей
116	ПС 220 кВ Советско-Соснинская*	Томская	2013,2014	3х125 МВА					125			250														0	375	0	800	40	100	294	354,2	0	0	0	**788**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей
117	ПС 220 кВ Междуреченская*	Кузбасская	2013	3х200+2х63+ 40 МВА		63			703																	0	766	0	2925	902	650	446	146,3	0	0	0	**2145**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого			в прогнозных ценах (с НДС) ** Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 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.**			
118	ПС 220 кВ НКАЗ-2*	Кузбасская	2014	2х250 3х200МВА 2х52 Мвар								1100	104													0	1100	104	3464	500	378	917	0	0	0	0	**1795**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей
119	ПС 220 кВ Кызыльская*	Тывинская	2014	2х125 МВА 2х50 Мвар								250	100													0	250	100	2352	161	1011	1177	0			0	**2349**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей
120	ПС 220 кВ ЗСМК*	Кузбасская	2017	2х250 МВА,2х52 Мвар																500	104					0	500	104	3386	40	60	45	350,0	900,0	912,7	1071,4	**3379**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей
121	ПС 220 кВ Районная*	Бурятская	2017	3х200+2х63 МВА																776						0	776	0	3187	25	38	103	996,0	997,0	997,0	0	**3156**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей
122	ПС Сора*	Хакасская	2013	2х125 МВА					250																	0	250	0	240	5	235	0	0	0	0	0	**240**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей
123	ПС Южная*	Алтайская	2014	2х200 МВА								400														0	400	0	208	8	36	161	0	0	0	0	**205**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей
124	ПС Восточная*	Томская	2018	2х200 МВА+2х63МВА+ 2х52 Мвар																			526	104	0	526	104	2098	3	0	158	483,0	483,0	483,0	486,4	**2096**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей
125	Установка АТ-12 220/110 кВ на Новосибирской ТЭЦ-3	Новосибирская	2012	125 МВА		125																			0	125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "НЭСК"		Предусмотрено ИП ОАО "Новосибирскэнерго"
126	Установка на ПС Восточная третьего АТ		2014	200 МВА								200													0	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "НЭСК"	П	Предотвращение перегрузки существующих АТ на ПС Восточная. Предусмотрено Схемой и программой развития Новосибирской области до 2015 года.
127	ПС Зеленая увелечение трансформаторной мощности	Красноярская	2015	100 МВА											100										0	100	0	199	80	31	88	0	0	0	0	**199**			Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей
	Итого по объектам реновации 220 кВ с увеличением трансформаторной мощностью				***0***	***438***	***104***	***0***	***1078***	***0***	***0***	***2200***	***204***	***0***	***100***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1276***	***104***	***0***	***526***	***104***	***0***	***5618***	***516***		***2067***	***2765***	***3389***	***2329***	***2380***	***2393***	***1558***	***16881***			
	Объекты реновации без увеличением трансформаторной мощности																																							
128	ПС 220 кВ Московка*	Омская	2012	2х250 МВА		500																			0	500	0	2056	501	103	0	0	0	0	0	**604**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей
129	ПС 220 кВ Левобережная*	Красноярская	2013	3х200, 2х40 МВА					680																0	680	0	3679	582	350	777	237,0	0	0	0	**1946**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей
130	ПС Ак-Довурак*	Хакасская	2017	2х63+2х25МВА																176					0	176	0	2000	22	37	60	621,0	622,0	622,41	0	**1985**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей
131	ПС Таксимо,Установка СКРМ*	Бурятская	2013	1х100 МВар						100															0	0	100	276	163	25	0	0	0	0	0	**188**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей
132	ПС220 кВ Жирекен Установка УШР*	энергосистема Забайкальского края	2017	1х100 МВар																	100				0	0	100	300	0	0	10	100,0	100,0	90,0	0	**300**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Реновация основных фондов, обеспечение возможности подключения новых потребителей
133	Установка СТК на ПС Татарская		2014	2х50 Мвар									100												0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "НЭСК"		Регулирование уровней напряжения в западной части Новосибирской энергосистемы
134	Установка на ПС Урожай БСК и УШР		2015	БСК-2х52 УШР 2х50 Мвар												204									0	0	204	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**	ОАО "НЭСК"		Регулирование уровней напряжения на транзите 220 кВ Барнаульская - Иртышская
	Итого по объектам реновации 220 кВ с без увеличения трансформаторной мощностью				***0***	***500***	***0***	***0***	***680***	***100***	***0***	***0***	***100***	***0***	***0***	***204***	***0***	***0***	***0***	***0***	***176***	***100***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1356***	***504***		***1268***	***515***	***847***	***958***	***722***	***712***	***0***	***5022***			
	Итого по объектам реновации 220 кВ				***0***	***938***	***104***	***0***	***1758***	***100***	***0***	***2200***	***304***	***0***	***100***	***204***	***0***	***0***	***0***	***0***	***1452***	***204***	***0***	***526***	***104***	***0***	***6974***	***1020***		***3334,356***	***3280,204***	***4235,959***	***3287,41***	***3102***	***3105,15***	***1557,78***	***21902,86***			

																												в прогнозных ценах (с НДС) **								
	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого				2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 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.	**1084,7**	**3789**	**2104**	**813,6**	**4944**	**1276**	**1493**	**5830**	**1084**	**4075**	**5099**	**804**	**2122**	**1587**	**1150**	**1030**	**3688**	**924**	**680**	**1027**	**104**	**11298**	**25964**	**7446**		**46128**	**44916**	**50040**	**108884**	**54276**	**31451**	**8611**	**344306**
по 500 кВ	**957,2**	**2338**	**2000**	**707,6**	**2070**	**920**	**711**	**2505**	**580**	**801,2**	**2070**	**600**	**730**	**1336**	**950**	**3**	**1336**	**720**	**0**	**0**	**0**	**3910**	**11655**	**5770**		**34095**	**25437**	**24850**	**45198**	**25507**	**5275**	**510**	**160870**
по 220 кВ	**127,48**	**1451**	**104**	**106**	**2874**	**356**	**781,5**	**3325**	**504**	**3274**	**3029**	**204**	**1392**	**251**	**200**	**1027**	**2352**	**204**	**680**	**1027**	**104**	**7388**	**14309**	**1676**		**12034**	**19479**	**25190**	**63686**	**28769**	**26177**	**8101**	**183435**

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

* - объекты приняты по ИП ФСК 2012-2014 гг.

** - кап.вложения представлены без учета территориального коэффициента

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

ВВОДЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2012 - 2018 ГОДОВ ОЭС ВОСТОКА

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого 2012 - 2018 гг.			В прогнозных ценах (с НДС) **									Организация, ответственная за реализацию проекта	Стадия реализации проекта	Основное назначение объекта
																												Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг			
				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.			
	Объекты для выдачи мощности электростанций																																							
	ГЭС																																							
1	двухцепная ВЛ 220 кВ Нижнебурейская ГЭС - Архара *	Амурская	2014	2х53 км							106														**106**	**0**	**0**	1329	25	154	950	200	0	0	0	**1329**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Выдача мощности Нижнебурейской ГЭС (320 МВт)
2	ВЛ 220 кВ Нижнебурейская ГЭС - Райчихинская ГРЭС (Завитая) *	Амурская	2014	50 км							50														**50**	**0**	**0**	1180	25	150	855	150	0	0	0	**1180**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
3	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**	20889	0	0	0	4676	4945	3336	0	**12958**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности выдачи мощности Бурейской ГЭС. Обеспечение широкомасштабного экспорта мощности и электроэнергии в КНР
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности ГЭС				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***280***	***0***	***180***		***0***	***0***	***0***	***4676***	***4945***	***3336***	***0***	***12958***			
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности ГЭС				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***156***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***156***	***0***	***0***		***50***	***304***	***1805***	***350***	***0***	***0***	***0***	***2509***			
	ТЭС																																							
4	ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 - Владивосток (вторая ВЛ) заходы ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 - Владивосток на Уссурийскую ТЭЦ заходы ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 - Владивосток (вторая ВЛ) на Уссурийскую ТЭЦ	Приморская	2016	54 км													54								**54**	**0**	**0**	1045	0	0	0	468	577	0	0	**1045**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Выдача мощности Уссурийской ТЭЦ (370 МВт)
				2х0,3 км													0,6								**0,6**	**0**	**0**												
				2х0,3 км													0,6								**0,6**	**0**	**0**												
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности ТЭС				***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***	***0***	***0***	***0***	***0***			
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности ТЭС				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***55,2***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***55,2***	***0***	***0***		***0***	***0***	***0***	***468***	***577***	***0***	***0***	***1045***			
	Итого по 500 кВ для выдачи мощности электростанций				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***280***	***0***	***180***	***0***	***0***	***0***	***280***	***0***	***180***		***0***	***0***	***0***	***4676***	***4945***	***3336***	***0***	***12958***			
	Итого по 220 кВ для выдачи мощности электростанций				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***156***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***55,2***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***211,2***	***0***	***0***		***50***	***304***	***1805***	***818***	***577***	***0***	***0***	***3554***			
	Межсистемные линии электропередачи																																							
	220 кВ																																							
5	Амурский преобразовательный комплекс на ПС 220 кВ Хани *	Амурская	2015	450 МВА (200 МВт)											450										**0**	**450**	**0**	1940,8	25,0	120,0	397,9	1000,0	397,9	0	0	**1940,8**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Обеспечение параллельной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири
6	подвеска второй цепи ВЛ 220 кВ Тында - Чара *	Амурская (ОЭС Востока) энергосистема Забайкальского края (ОЭС Сибири)	2015	560 км										560											**560**	**0**	**0**	2618,1	32,4	40	50	2495,7	0	0	0	**2618,1**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	
	Итого по межсистемным объектам 220 кВ				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***560***	***450***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***560***	***450***	***0***		***57***	***160***	***448***	***3496***	***398***	***0***	***0***	***4559***			
	Для обеспечения экспорта																																							
	500 кВ																																							
7	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская - государственная граница * 1-ая очередь - ВЛ 500 кВ Амурская - Хэйхэ (до госграницы с КНР) с переходом через р. Амур (введена)	Амурская	2011	152,76 км ШР-180 Мвар																					**0**	**0**	**0**	11835,23	4300,00	591,63	0	0	0	0	0	**4891,63**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение экспорта мощности и электроэнергии в Китай. Повышение надежности электроснабжения потребителей Амурской энергосистемы и выдачи мощности Зейской ГЭС
	2-ая очередь - ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская (вторая ВЛ)		2012	359,1 км 2хШР-180 Мвар	359,1		360																		**359,1**	**0**	**360**												
	Итого по 500 кВ для обеспечения экспорта				***359,1***	***0***	***360***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***359,1***	***0***	***360***		***4300***	***592***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***4892***			
	Для обеспечения возможности подключения новых потребителей																																							
	220 кВ																																							
8	ПС 220 кВ НПС-20 с двумя ВЛ 220 кВ Тында - НПС-20 и расширением КРУЭ 220 кВ Тында *	Амурская	2012	2х25 МВА		50																			**0**	**50**	**0**	1092	818	0	0	0	0	0	0	**818**	ОАО "АК ТН"	С	Внешнее электроснабжение НПС-20 ТС ВСТО
				2х20 км	40																				**40**	**0**	**0**												
																									0	**0**	**0**	385,07	1,0	0	0	0	0	0	0	**1**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
9	ПС 220 кВ НПС-24 с заходами ВЛ 220 кВ Мухинская-тяга - Чалган-тяга с отпайкой на ПС 220 кВ Сивакан-тяга *	Амурская	2012	2х25 МВА		50																			**0**	**50**	**0**	825,02	237,98	0	0	0	0	0	0	**237,98**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Внешнее электроснабжение НПС-24 ТС ВСТО
				1,86 км	1,86																				**1,86**	**0**	**0**												
10	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	2х25 МВА		50																			**0**	**50**	**0**	1853	1296	0	0	0	0	0	0	**1296**	ОАО "АК ТН"	С	Внешнее электроснабжение НПС-27 ТС ВСТО
				2х60 км	120																				**120**	**0**	**0**												
																									0	**0**	**0**	565,3	161,58	0	0	0	0	0	0	**162**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
11	ВЛ 220 кВ Ледяная – ГПП с ПС 220 кВ ГПП с расширением и реконструкцией ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Ледяная	Амурская	2012	18 км	18																				**18**	**0**	**0**	1553	1269	284	0	0	0	0	0	**1553**	"Научно-испытательный центр ракетно-космической промышленности"		Электроснабжение Космодрома "Восточный"
				2х63 МВА		126																			**0**	**126**	**0**												
																									0	**0**	**0**												
12	две ВЛ 220 кВ Ледяная - Восточная с ПС 220 кВ Восточная и расширением ПС 220 кВ Ледяная	Амурская	1 этап - 2012, 2 этап - 2013	2х9 км	9			9																	**18**	**0**	**0**	1553	1269	284	0	0	0	0	0	**1553**	"Научно-испытательный центр ракетно-космической промышленности"		Электроснабжение площадки № 6 космодрома «Восточный» и нового города в Свободненском районе Амурской области
				2х63 МВА		126																			**0**	**126**	**0**												
																									0	**0**	**0**												
13	ВЛ 220 кВ Благовещенская - Тамбовка (Журавли) - Варваровка с ПС 220 кВ Тамбовка (Журавли) *	Амурская	2014	55+52+2,2 км							109,2														**109,2**	**0**	**0**	1807,58	297,94	753,42	347,87	100,00	0	0	0	**1499,23**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжение потребителей г.Благовещенска
				2х63 МВА								126													**0**	**126**	**0**												
14	ПС 220 кВ Рудная с ВЛ 220 кВ Февральская - Рудная	Хабаровская	2014	1х63 МВА											63										**0**	**63**	**0**	3530	0	1361	2169	0	0	0	0	**3530**	ОАО "ДРСК"		Электроснабжение ООО "Албынский Рудник"
				195 км										195											**195**	**0**	**0**												
15	ПС 220 кВ НПС-23 с заходами ВЛ 220 кВ Ключевая - Сивакан	Амурская	2017	2х25 МВА																50					**0**	**50**	**0**	1042	0	0	0	0	495	548	0	**1042**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-23 ТС ВСТО
				2х1,7 км															3,4						**3,4**	**0**	**0**												

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого 2012 - 2018 гг.			В прогнозных ценах (с НДС) **									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	Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг			
																												млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.			
16	ПС 220 кВ НПС-26	Амурская	2017	2х25 МВА																50					**0**	**50**	**0**	1135	0	0	0	0	495	641	0	**1135**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-26 ТС ВСТО-2 расширение до 50 млн. т нефти в год (строительство осуществляет ОАО "АК "Транснефть")
	с двумя одноцепными ВЛ 220 кВ Белогорск - НПС-26			2х5 км															10						**10**	**0**	**0**												
	Расширение ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Белогорск на 2 ячейки. Реконструкция заходов ВЛ 220 кВ Амурская - Завитая на ПС 220 кВ Белогорск, реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Белогорск по схеме опорной подстанции																								**0**	**0**	**0**	335	0	0	0	0	0	335	0	**335**			
17	ПС 220 кВ НПС-22	Амурская	2017	2х25 МВА																50					**0**	**50**	**0**	2369	0	0	0	779	824	765	0	**2369**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-22 ТС ВСТО
	с двумя одноцепными ВЛ 220 кВ Магдагачи - НПС-22			2х40 км															80						**80**	**0**	**0**												
18	ПС 220 кВ НПС-25	Амурская	2017	2х25 МВА																50					**0**	**50**	**0**	2369	0	0	0	779	824	765	0	**2369**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-25 ТС ВСТО
	с двумя одноцепными ВЛ 220 кВ Шимановск - НПС-25 и расширением ПС 220 кВ Шимановск			2х40 км															80						**80**	**0**	**0**												
19	ПС 220 кВ НПС-28	Амурская	2017	2х25 МВА																50					**0**	**50**	**0**	1570	0	0	0	468	495	608	0	**1570**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-28 ТС ВСТО
	с двумя одноцепными ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС - НПС-28			2х22 км															44						**44**	**0**	**0**												
20	ПС 220 кВ Гидролизная (установка нового Т2 220/35/6 кВ 25 МВА и замена существующего АТ-1 63 МВА на Т-1 220/35/6 кВ 25 МВА, КРУН-35 (6 яч.), 2 трансформаторные ячейки 220 кВ) *	Хабаровская	2013	2х25 МВА				25																	**0**	**25**	**0**	250	57	46,21	0	0	0	0	0	**103,21**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Электроснабжение ООО "Римбунан Хиджау МДФ"
21	ПС 220 кВ НПС-30	Хабаровская	2012	2х25 МВА		50																			**0**	**50**	**0**	827	827	0	0	0	0	0	0	**827**	ОАО "АК "Транснефть"	С	Внешнее электроснабжение НПС-30 ТС ВСТО
	с двумя ВЛ 220 кВ Облучье - НПС-30			2х8 км	16																				**16**	**0**	**0**												
	и расширением ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ «Облучье» с перезаводкой существующих ВЛ 220 кВ *																								**0**	**0**	**0**	610	264	0	0	0	0	0	0	**264**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
22	ПС 220 кВ НПС-34	Хабаровская	2012	2х25 МВА		50																			**0**	**50**	**0**	594	594	0	0	0	0	0	0	**594**	ОАО "АК "Транснефть"		Внешнее электроснабжение НПС-34 ТС ВСТО
	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			2х4 км	8																				**8**	**0**	**0**												
23	ПС 220 кВ Центральная	Хабаровская	2012	2х63 МВА		126																			**0**	**126**	**0**	1178	1178	0	0	0	0	0	0	**1178**	ОАО "АК "Транснефть"		Электроснабжение Кимкано-Сунгарского ГОКа
	с отпайками от двух ВЛ 220 кВ Облучье - Лондоко на ПС 220 кВ Центральная			3+4,5 км	7,5																				**7,5**	**0**	**0**										ОАО "ФСК ЕЭС"		
24	ПС 220 кВ ПНПС	Хабаровская	2014	2х10 МВА								20													**0**	**20**	**0**	919	0	408	511	0	0	0	0	**919**	ООО "РН-Комсомольский НПЗ"		Электроснабжение ПНПС
	с заходами ВЛ 220 КВ Хабаровская - Старт №1 с отпайкой на ПС 220 кВ Литовко			2х3,7 км							7,4														**7,4**	**0**	**0**												
25	ПС 220 кВ ГНПС	Хабаровская	2014	2х16 МВА								32													**0**	**32**	**0**	853	0	408	445	0	0	0	0	**853**	ООО "РН-Комсомольский НПЗ"		Электроснабжение ГНПС
	с заходами ВЛ 220 КВ Хабаровская - Старт №2 с отпайкой на ПС 220 кВ Литовко			2х1 км							2														**2**	**0**	**0**												
26	ПС 220 кВ НПС-29 *	Хабаровская	2014	2х25 МВА								50													**0**	**50**	**0**	1688,4	10,0	140,0	249,6	1288,8	0	0	0	**1688,4**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-29 ТС ВСТО
	с двумя одноцепными ВЛ 220 кВ Архара - НПС-29. Расширение ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Архара на 2 ячейки			2х30 км							60														**60**	**0**	**0**												
27	ПС 220 кВ НПС-32	Хабаровская	2017	2х25 МВА																50					**0**	**50**	**0**	1563	0	0	0	468	495	601	0	**1563**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-32 ТС ВСТО
	с двумя одноцепными ВЛ 220 кВ Хабаровская - НПС-32			2х10 км															20						**20**	**0**	**0**												
	и расширением ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Хабаровская на 2 ячейки																								**0**	**0**	**0**												
28	две одноцепные отпайки от ВЛ 220 кВ Хабаровская - Старт на ПС 220 кВ НПС-33	Хабаровская	2017	2х1 км															2						**2**	**0**	**0**	1021	0	0	0	0	495	527	0	**1021**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-33 ТС ВСТО
	с ПС 220/10 кВ НПС-33			2х25 МВА																50					**0**	**50**	**0**												
29	две ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - НПС-16	Якутская (ЮЭР)	2012	2х128,5 км	257																				**257**	**0**	**0**	8192,93	1399,86	0	0	0	0	0	0	**1399,86**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Внешнее электроснабжение НПС-16 ТС ВСТО
	ПС 220 кВ НПС-16			2х25 МВА		50																			**0**	**50**	**0**												
	и расширением ОРУ 220 кВ ПС Нижний Куранах *																								**0**	**0**	**0**												
30	ПС 220 кВ НПС-18	Якутская (ЮЭР)	2012	2х63 МВА		126																			**0**	**126**	**0**	1815,29	746,3	0	0	0	0	0	0	**746,3**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Внешнее электроснабжение НПС-18 ТС ВСТО
	с одноцепными заходами ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Нижний Куранах-№1 и ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Нижний Куранах-№2 *			10,23 км	10,23																				**10,23**	**0**	**0**												
31	ПС 220 кВ Артем	Приморская	2013	2х125 МВА					330																**0**	**330**	**0**	1148,32	6,69	1000	134,3	0	0	0	0	**1140,99**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Для присоединения жилой застройки фонда РЖС в п. Трудовое
	с заходами ЛЭП 220 кВ Владивосток - Волна *			2х40 МВА																																			
				2х2 км				4																	**4**	**0**	**0**												
32	ПС 220 кВ Звезда	Приморская	2013	2х125 МВА					250																**0**	**250**	**0**	1411	634	777	0	0	0	0	0	**1411**	ОАО "ДСС"		Внешнее электроснабжение центра судостроения и ремонта
	с заходами ВЛ 220 кВ Береговая - Перевал			2х10 км				20																	**20**	**0**	**0**												
33	ПС 220 кВ Черепаха	Приморская	2015	2х63 МВА											126										**0**	**126**	**0**	1337	0	0	584	753	0	0	0	**1337**	ОАО "Наш дом - Приморье"		Электроснабжение игорной зоны
	с заходами ВЛ 220 кВ Владивосток - Зеленый Угол			2х1 км									2												**2**	**0**	**0**												
34	ПС 220 кВ Восточный НХК	Приморская	2016	4х125 МВА													500								**0**	**500**	**0**	4061	0	0	0	1559	2502	0	0	**4061**			Электроснабжение Восточного НХК
	с двумя двухцепными ВЛ 220 кВ Лозовая - Восточный НХК			2х(2х30) км												120									**120**	**0**	**0**												
35	строительство шлейфовых заходов от ВЛ 220 кВ Приречейская - Эльгауголь на ПС 220 кВ Верхний Улак *	Якутская (ЮЭР)	2013	2х1,6 км				3,2																	**3,2**	**0**	**0**	6,98	6,12	0,86	0	0	0	0	0	**6,98**	ОАО ХК "Якутуголь"		Электроснабжение Верхний Улак
36	две ВЛ 220 кВ Приречейская - Эльгауголь с переходом через Зейское водохранилище	Якутская (ЮЭР), Амурская	1 этап - 2012 2 этап - 2013	2х268 км	268			268																	**536**	**0**	**0**	12000	2399,39	3100	2902,86	1733,55	0	0	0	**10135,8**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Электроснабжение Эльгинского угольного разреза
	с ПС 220 кВ Эльгауголь СТК 35 кВ			2х125 МВА 2хСТК-50 Мвар		125	100		125																**0**	**250**	**100**												
	ПС 220 кВ А			2х10 МВА		20																			**0**	**20**	**0**												
	ПС 220 кВ Б			2х10 МВА		20																			**0**	**20**	**0**												
	и заходами ВЛ 220 кВ			4х1 км 4х1 км	4			4																	**8**	**0**	**0**												
	и ПС 220 кВ Приречейская (установка УШР 220 кВ) *			1хУШР-100 Мвар			100																		**0**	**0**	**100**												

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого 2012 - 2018 гг.			В прогнозных ценах (с НДС) ** Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг	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.			
37	ВЛ 220 кВ НПС-18 - Производственная с двумя отпайками на ПС 220 кВ Перевалочная	Якутская (ЮЭР)	2014	2x95 км							190														**190**	**0**	**0**	4220	1269	1361	1591	0	0	0	0	**4220**	ОАО "Южно-Якутский ГЭК"		Внешнее электроснабжение строительной площадки Канкунской ГЭС
	с ПС 220 кВ Производственная			2x63 МВА								126													**0**	**126**	**0**												
	и ПС 220 кВ Перевалочная			2x10 МВА								20													**0**	**20**	**0**												
38	две ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - НПС-19	Якутская (ЮЭР)	2014	2x15 км							30														**30**	**0**	**0**	251,35	15	130	106,35	0	0	0	0	**251,35**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-19 ТС ВСТО
	с ПС 220 кВ НПС-19 (Чульман)*			2x25 МВА								50													**0**	**50**	**0**												
	Расширение ОРУ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС на 2 ячейки *																								**0**	**0**	**0**	167,4	40,0	93,4	34,0	0	0	0	0	**167,4**			
39	ПС 220 кВ Тарыннахский ГОК	Якутская (ЮЭР)	2015	2x125 МВА											250										**0**	**250**	**0**	5611	0	0	2919	2692	0	0	0	**5611**	ОАО "ГМК Тимир"		Электроснабжение Тарыннахского ГОКа
	с двухцепной ВЛ 220 кВ Хани - Тарыннахский ГОК			2x190 км										380											**380**	**0**	**0**												
40	ПС 220 кВ Таежный ГОК	Якутская (ЮЭР)	2015	2x100 МВА											200										**0**	**200**	**0**	1645	0	0	730	915	0	0	0	**1645**	ОАО "ГМК Тимир"		Электроснабжение Таежного ГОКа
	с отпайками от двух цепей ВЛ 220 кВ НПС-18 - Производственная			2x11 км										22											**22**	**0**	**0**												
41	ВЛ 220 кВ Чернышевский - Мирный -	Якутская (ЗЭР)	2012, 2014	2x102 км	204																				**204**	**0**	**0**	22154	6343	6803	9009	0	0	0	0	**22154**	ОАО "ДВЭУК"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Республики Саха (Якутия). Обеспечение внешнего электроснабжения ТС ВСТО
	- Ленск -			2x234 км	468																				**468**	**0**	**0**												
	- Пеледуй			2x227 км							454														**454**	**0**	**0**												
	с отпайкой до НПС-14			375 км	375																				**375**	**0**	**0**												
	с ПС 220 кВ Ленск,			2x63 МВА		126																			**0**	**126**	**0**												
	ПС 220 кВ НПС-12,			2x25 МВА		50																			**0**	**50**	**0**												
	ПС 220 кВ НПС-13,			2x25 МВА		50																			**0**	**50**	**0**												
	ПС 220 кВ Пеледуй			2x63 МВА								126													**0**	**126**	**0**												
42	ПС 220 кВ НПС-11 (Нюя)	Якутская (ЗЭР)	2014	2x25 МВА								50													**0**	**50**	**0**	593,10	10,00	72,50	65,78	444,82	0	0	0	**593,10**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-11 ВСТО
	с двумя одноцепными отпайками от ВЛ 220 кВ Пеледуй - Городская (Ленск) *			2x1 км							2														**2**	**0**	**0**												
43	две одноцепные ВЛ 220 кВ Пеледуй - Россоха (достройка участка ВЛ 220 кВ от ПС Талаканская до ПС 220 кВ Пеледуй)	Якутская (ЗЭР)	2017	125+125 км															250						**250**	**0**	**0**	4036	0	0	0	1247	1319	1470	0	**4036**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение НПС-10 ТС ВСТО
	Перевод схемы внешнего электроснабжения НПС-10 на напряжение 220 кВ (ПС 220 кВ Талаканская)			2x25 МВА																50					**0**	**50**	**0**	218	0	0	0	0	99	119	0	**218**	Транснефть		
44	две одноцепные ВЛ 220 кВ НПС-15 - НПС-16 *	Якутская (ЗЭР)	2015	2x134 км										268											**268**	**0**	**0**	3155,40	10	58	300	2787,40	0	0	0	**3155,40**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Внешнее электроснабжение ТС ВСТО
45	две одноцепные ВЛ 220 кВ НПС-15 - НПС-14	Якутская (ЗЭР)	2015	2x100 км										200											**200**	**0**	**0**	3315,6	10	60	300	2946,6	0	0	0	**3316,6**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение ТС ВСТО
	с ПС 220 кВ НПС-15 (Юрях)*			2x25 МВА											50										**0**	**50**	**0**												
46	ВНС на ПС 220 кВ Олекминск (Нижний Куранах) *	Якутская	2016	450 МВА													450								**0**	**450**	**0**	4447	0	0	0	2338	2108	0	0	**4447**			Электроснабжение ТС ВСТО
	Итого по 500 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей				***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***	***0***	***0***	***0***	***0***			
	Итого по 220 кВ для обеспечения возможности подключения новых потребителей				***1807***	***1195***	***200***	***308,2***	***730***	***0***	***854,6***	***600***	***0***	***1067***	***689***	***0***	***120***	***950***	***0***	***489,4***	***400***	***0***	***0***	***0***	***0***	***4646***	***4564***	***200***		***21169***	***17140***	***22399***	***21299***	***10150***	***6380***	***0***	***98536***			
	Для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей																																							
	500 кВ																																							
47	ВЛ 500 кВ Чугуевка -Лозовая - Владивосток	Приморская	2012	372 км	372																				**372**	**0**	**0**	9879,82	1729,52	727,05	0	0	0	0	0	**2456,57**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Увеличение пропускной способности сечения Приморская ГРЭС - юг Приморья. Повышение надежности электроснабжения юга Приморского края
	с ПС 500 кВ Лозовая УШР 500 кВ, ШР 500 кВ			501+167 МВА 2хУШР-180 Мвар		668	360																		**0**	**668**	**360**												
	и заходами ВЛ 220 кВ ПП Партизанск - Широкая на ПС 500 кВ Лозовая *			2x4,6 км	9,2																				**9,2**	**0**	**0**												
48	ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Хабаровская (вторая ВЛ)	Приморская Хабаровская	2017	450 км 2хШР-180 Мвар															450		360				**450**	**0**	**360**	18545	0	0	0	6235	6594	5716	0	**18545**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности межсистемного транзита. Передача мощности в дефицитную энергосистему Приморского края
49	установка устройств регулирования параметров сети (УПК, УУПК, ФПУ, 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**	248,42	0	248,42	0	0	0	0	0	**248,42**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение пропускной способности межсистемного транзита по передаче мощности в дефицитную энергосистему Приморского края
	220 кВ																																							
50	ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Магдагачи *	Амурская	2013	129 км				129																	**129**	**0**	**0**	2015,03	800	888,36	0	0	0	0	0	**1688,36**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Обеспечение выдачи мощности Зейской ГЭС в послеаварийных режимах и ремонтных схемах
51	ПС 220 кВ Олекма (установка второго трансформатора 220/35 кВ)	Амурская	2013	25 МВА					25																**0**	**25**	**0**	17,5	3,6	13,9	0	0	0	0	0	**17,5**			Электроснабжение Олекминского ГОКа
	с заходом ВЛ 220 кВ Хани - Юктали *			0,8 км				0,8																	**0,8**	**0**	**0**												
52	заход ВЛ 220 кВ Тында - Сковородино на ПС 220 кВ Сковородино (достройка участка существующей ВЛ) *	Амурская	2013	4,9 км				4,9																	**4,9**	**0**	**0**	363,6	90,75	135	36,3	100,95	0	0	0	**363,0**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Амурской области
53	ПС 220 кВ Амур	Хабаровская	2014	2x125 МВА								250													**0**	**250**	**0**	1268,81	341,52	600,90	206,96	0,00	0,00	0,00	0,00	**1149,38**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей г.Хабаровска
	с заходами ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 - РЦ *			2x2,8 км							5,6														**5,6**	**0**	**0**												
54	ВЛ 220 кВ Комсомольская - Ванино с заходами на ПС 220 кВ Селехино и установкой второго АТ 125 МВА на ПС 220 кВ Ванино *	Хабаровская	2015	125 МВА											125										**0**	**125**	**0**	9848,94	479,84	650,00	1561,49	5597,25	0	0	0	**8288,58**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения г.Ванино
				486 км										486											**486**	**0**	**0**												
55	ВЛ 220 кВ Широкая - Лозовая	Приморская	2014	33 км							33														**33**	**0**	**0**	1396,31	444	476	476,14	0	0	0	0	**1396,31**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения г. Находка
	с выносным ОРУ 220 кВ на ПС 110 кВ Находка *			2x63 МВА								126													**0**	**126**	**0**												
56	перевод электроснабжения ПС 220 кВ Козьмино на проектную схему в связи с вводом ПС 500 кВ Лозовая *	Приморская	2014	2x12 км							24														**24**	**0**	**0**	500	40	287	173	0	0	0	0	**500**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Электроснабжение НТС ВСТО (НТ Козьмино)
57	ПС 500 кВ Дальневосточная (установка АТ 220/110 кВ) *	Приморская	2016	2x125 МВА													250								**0**	**250**	**0**	560	25	24	30	240	241	0	0	**560**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Снятие сетевых ограничений Приморской энергосистемы
58	ВЛ 220 кВ Лесозаводск - Спасск - Дальневосточная *	Приморская	2017	245 км															245						**245**	**0**	**0**	4547	43	40	137	1442	1442	1443,26	0	**4547**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей Приморской энергосистемы
59	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**	700	0	0	0	0	0	700	0	**700**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей Приморской энергосистемы

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА (МЕРОПРИЯТИЕ)	Энергосистема	Год ввода объекта	Технические характеристики объектов проекта	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого 2012 - 2018 гг.			В прогнозных ценах (с НДС) ** Полная стоимость строительства	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Итого 2012-2018 гг	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.			
60	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Нижний Куранах - Томмот - Майя с ПС 220 кВ Томмот и ПС 220 кВ Майя 1 очередь - ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Нижний Куранах (вторая ВЛ) (введена) 2 очередь - подвеска второй цепи ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - Томмот и двухцепная ВЛ 220 кВ Томмот - Майя с ПС 220 кВ Томмот и ПС 220 кВ Майя *	Якутская (ЮЭР, ЦЭР)	2015	275 км																						**0**	**0**	**0**	19267,36	2247,30	1600,00	3047,78	7116,58	0	0	0	**14011,66**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей Алданского и Томмотского районов. Объединение Южного и Центрального энергорайонов Якутской энергосистемы. Электроснабжение НТС ВСТО
				45,5 км										45,5												**45,5**	**0**	**0**												
				2x434,6 км										869,2												**869,2**	**0**	**0**												
				2x63 МВА 2xШР-20 Мвар											126	40										**0**	**126**	**40**												
				2x125 МВА 2xШР-20 Мвар											250	40										**0**	**250**	**40**												
61	ВЛ 220 кВ Пеледуй - Чертово Корыто (учтена в ОЭС Сибири)	Якутская (ОЭС Востока) Иркутская (ОЭС Сибири)	2015	2x190 км																						**0**	**0**	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	**0**			Электроснабжение месторождения "Чертово Корыто"
62	две одноцепные ВЛ 220 кВ Майя - Хандыга с ПС 220 кВ Хандыга	Якутская (ЦЭР)	2018	2x350 км																			700			**700**	**0**	**0**	11800	0	0	0	0	3297	3455	5048	**11800**			Повышение надежности электроснабжения потребителей
				2x63 МВА																				126		**0**	**126**	**0**												
	Итого по 500 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***372***	***668***	***360***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***450***	***0***	***360***	***0***	***0***	***0***	***822***	***668***	***720***		***1730***	***975***	***0***	***6235***	***6594***	***5716***	***0***	***21250***			
	Итого по 220 кВ для снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения существующих потребителей				***9,2***	***0***	***0***	***134,7***	***25***	***0***	***62,6***	***376***	***0***	***1401***	***501***	***80***	***0***	***250***	***0***	***247,4***	***0***	***0***	***700***	***126***	***0***	***2555***	***1278***	***80***		***4515***	***4715***	***5669***	***14497***	***4980***	***5598***	***5048***	***45022***			
	Объекты реновации с увеличением трансформаторной мощности																																							
	220 кВ																																							
63	ПС 220 кВ Хехцир (замена АТ 63 МВА + 125 МВА) *	Хабаровская	2014, 2016	2x125 МВА								125						125								**0**	**250**	**0**	526	7	125	108,5	138,18	138,18	0	0	**516,86**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей
64	ПС 220 кВ Лесозаводск (замена Т 2x20 МВА) *	Приморская	2015	2x40 МВА											80											**0**	**80**	**0**	350	9	80	142	118,91	0	0	0	**349,91**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей
	Итого по объектам реновации 220 кВ с увеличением трансформаторной мощности				***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***125***	***0***	***0***	***80***	***0***	***0***	***125***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***330***	***0***		***16***	***205***	***251***	***257***	***138***	***0***	***0***	***867***			
	Объекты реновации без увеличением трансформаторной мощности																																							
	220 кВ																																							
65	ПС 220 кВ Тында (замена 2x63 МВА) *	Амурская	2008-2012	2x63 МВА		63																				**0**	**63**	**0**	2214,5	175,86	295,12	110,72	0	0	0	0	**581,7**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей
66	ПС 220 КВ Сковородино (установка УШР 220 кВ) *	Амурская	2014	100 Мвар									100													**0**	**0**	**100**	280	48	176	53,45	0	0	0	0	**277,45**	ОАО "ФСК ЕЭС"		
67	ПС 220 кВ Спасск (замена 2x125 МВА) *	Приморская	2013	2x125 МВА					250																	**0**	**250**	**0**	2218,10	113,64	156,04	0	0	0	0	0	**269,68**	ОАО "ФСК ЕЭС"	С	Повышение надежности электроснабжения потребителей
68	ПС 220 кВ Завитая (замена 2x25 МВА) *	Приморская	2016	2x25 МВА														50								**0**	**50**	**0**	1500,00	15,76	33,65	320,56	257,00	257,76	0	0	**884,73**	ОАО "ФСК ЕЭС"		Повышение надежности электроснабжения потребителей
69	ПС 220 кВ Горелое (замена 2x125 МВА) *	Приморская	2016	2x125 МВА														250								**0**	**250**	**0**	2050,00	280,81	0	398,82	440	440	469,69	0	**2029,32**	ОАО "ФСК ЕЭС"	П	Повышение надежности электроснабжения потребителей
	Итого по объектам реновации 220 кВ без увеличением трансформаторной мощности				***0***	***63***	***0***	***0***	***250***	***0***	***0***	***0***	***100***	***0***	***0***	***0***	***0***	***300***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***613***	***100***		***634***	***661***	***884***	***697***	***698***	***470***	***0***	***4043***			
	Итого по объектам реновации 220 кВ				***0***	***63***	***0***	***0***	***250***	***0***	***0***	***125***	***100***	***0***	***80***	***0***	***0***	***425***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***943***	***100***		***650***	***866***	***1134***	***954***	***836***	***470***	***0***	***4910***			

	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 г.			Итого				в прогнозных ценах (с НДС) ** 2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 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.	**2547**	**1926**	**920**	**442,9**	**1005**	**0**	**1073**	**1101**	**100**	**3028**	**1720**	**80**	**175,2**	**1625**	**0**	**1467**	**400**	**540**	**700**	**126**	**0**	**9433**	**7903**	**1640**		**32470,9**	**24752,3**	**31454,6**	**51974,8**	**28479,2**	**21499,6**	**5048,2**	**195679,6**
по 500 кВ	**731,1**	**668**	**720**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**730**	**0**	**540**	**0**	**0**	**0**	**1461**	**668**	**1260**		**6029,5**	**1567,1**	**0**	**10911,5**	**11539,2**	**9052,2**	**0**	**39099,5**
по 220 кВ	**1816**	**1258**	**200**	**442,9**	**1005**	**0**	**1073**	**1101**	**100**	**3028**	**1720**	**80**	**175,2**	**1625**	**0**	**736,8**	**400**	**0**	**700**	**126**	**0**	**7972**	**7235**	**380**		**26441,4**	**23185,2**	**31454,6**	**41063,3**	**16940,0**	**12447,4**	**5048,2**	**156580,1**

* - объекты приняты по ИП ФСК 2012-2014 гг.

** - кап.вложения представлены без учета территориального коэффициента

В стоимость объектов не входит оборудование, расположенное на территории электростанций

СВОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ПРОТЯЖЕННОСТИ НОВЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ И ТРАНСФОРМАТОРНОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ЗА ПЕРИОД 2012 - 2018 ГОДОВ ЕЭС РОССИИ

	2012 г.			2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.			2017 г.			2018 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
ВСЕГО, в т.ч.	**6745**	**22744**	**4384**	**3882,5**	**24504**	**2096**	**6668,4**	**26862**	**3234**	**11160**	**35856**	**1378,5**	**6248,2**	**27715**	**4250**	**6375,8**	**18492**	**2304**	**2898,5**	**12028**	**1514**	**43979**	**168201**	**19161**
по 750 кВ	**285,7**	**2502**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**330**	**0**	**0**	**0**	**137,6**	**2000**	**660**	**10**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**433,3**	**4502**	**990**
по 500 кВ	**2444**	**5260**	**3620**	**1637,5**	**6326**	**1640**	**2264,6**	**9079**	**1840**	**1958,3**	**11766**	**960**	**2092**	**9482**	**2570**	**1604**	**5668**	**1800**	**360**	**5025**	**1410**	**12360**	**52606**	**13840**
по 330 кВ	**403**	**1825**	**384**	**443**	**1950**	**0**	**584,1**	**3589**	**460**	**193,63**	**1225**	**0**	**1075,5**	**6290**	**820**	**782,4**	**2650**	**100**	**667,6**	**900**	**0**	**4149,2**	**18429**	**1764**
по ±300 кВ	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**114**	**4860**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**114**	**4860**	**0**
по 220 кВ	**3613**	**13157**	**380**	**1801,9**	**16228**	**456**	**3819,7**	**14194**	**604**	**8893,8**	**18005**	**418,5**	**2943,1**	**9943**	**200**	**3979,4**	**10174**	**404**	**1870,9**	**6103**	**104**	**26922**	**87804**	**2566,5**

Приложение № 16
к схеме и программе развития
Единой энергетической системы
России на 2012-2018 годы

Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 220 кВ, на основании данных утвержденных схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации

№ 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					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
2		Калининградская область	110	172,84	1230,4		за период 2012-2016 гг.
			110 дополнительно	10	126		
			35		9		
3		Республика Карелия	110	293,6	526		за период 2012-2016 гг.
			35	108,2	53,5		
			10-0,4	62,94	5,82		
4		Республика Коми	110	194,73	109,2		за период 2011-2015 гг.
5		Ленинградская область					не предоставлена Схема и программа
6		г. Санкт-Петербург					не предоставлена Схема и программа
7		Мурманская область	150 - 110	241,6	465,5		за период 2012-2016 гг.
			35	24,9	195		
			10-0,4	101,35	291,31		
8		Новгородская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
9		Псковская область	110	9,2	180		за период 2011-2015 гг.
			35	30	20,6		
			1-20	296,62	62,92		
			0,4	254,68			
			КЛ 3-10	56,39			
			КЛ до 1	10,54			
2	**ОЭС Центра**						
10		Белгородская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
11		Брянская область					не предоставлена Схема и программа
12		Владимирская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
13		Вологодская область	110	1042	2197,7		за период 2011 - 2015 гг.
			35	592,7	421,6		
14		Воронежская область	110	55,2	758		за период 2011 - 2015 гг.
			КЛ 110	26			
			35	84	140		
			1-20	2046			
			0,4	3539			
15		Ивановская область	110	114,56	160		за период 2011 - 2015 гг.
			6-10	110			
			0,4	90			
			3-10 ВЛ и КЛ	247,2			
			0,4 ВЛ и КЛ	951,7			
16		Калужская область	110	29,68	762		за период 2011 - 2015 гг.
			35	176			
17		Костромская область					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
18		Курская область	110	367,8	539		за период 2012-2016 гг.
19		Липецкая область	110	202,44			за период 2012-2017 гг.
			35	58,6			
20		г. Москва					не предоставлена Схема и программа
21		Московская область	110	1351,14	6486,54		за период 2011-2016
			35	13	347,9		
			110	402,2	2622		за период 2017-2020
			35		52,6		
22		Орловская область	110	480,4	439		за период 2011 - 2016 гг.
			35	184,3	116,1		
			20-1	857,9			

№ 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
23		Рязанская область	110	254,1	746,6		за период 2011 - 2016 гг.
			35	66,5	44,1		
24		Смоленская область	110	1087	2389		за период 2012 - 2016 гг.
			35 и ниже	2045	704		
25		Тамбовская область					не предоставлена Схема и программа
26		Тверская область	110		290		за период 2011-2016
27		Тульская область	110	158,6	538		за период 2011-2016
			35	110,8	66		
			6-10	642,2	68,4		
			0,4	1090,1	35,1		
28		Ярославская область	110	105,4	428		за период 2012-2016
			35	66,8	28,9		
3	**ОЭС Средней Волги**						
29		Республика Марий Эл					не предоставлена Схема и программа
30		Республика Мордовия					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
31		Нижегородская область	110	66	1139		за период 2011-2015 гг.
			35		70		
			10-0,4		13,51		
			6-10	48,53			
			0,4	490,76			
32		Пензенская область	110	551	353,2		за период2012-2015 гг.
33		Самарская область	110	1256,3	8071,5		за период 2011-2015 гг.
34		Саратовская область	110	23	223		за период 2011-2016 гг.
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	110		575		за период 2012-2016 гг.
4	**ОЭС Юга**						
38		Республика Адыгея					вводы учтены в информации по Краснодарскому краю
39		Астраханская область	110	84,7	266		за период 2011-2017 гг.
			35		40		
40		Волгоградская область					не предоставлена Схема и программа
41		Республика Дагестан	110	574,8	1401,7		за период 2010-2016 гг.
42		Республика Ингушетия					не предоставлена Схема и программа
43		Кабардино-Балкарская					не предоставлена Схема и программа
44		Республика Калмыкия					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
45		Карачаево-Черкесская					не предоставлена Схема и программа
46		Краснодарский край	110	914,53	3350,5		за период 2011-2016 гг., включая сети республики Адыгея
			35	102,27	277,1		
47		Ростовская область	110	259,09	720,3		за период 2011-2015 гг.
			35	57,58	4		
48		Республика Северная Осетия-					не предоставлена Схема и программа
49		Ставропольский край	110	585,93			за период 2011-2016 гг.
			35	53			
			20-1	566,53	10,34		
			0,4	957,63	15,42		
50		Чеченская республика	110	373,9	277,1		за период 2010-2015 гг.
5	**ОЭС Урала**						
51		Кировская обл.	110	25,6	136		за период 2012 - 2016 гг.
52		Курганская область	110	39,5	151		за период 2011 - 2013 гг
			35	59,6	22,18		
53		Оренбургская область	110	68,2	182		за период 2011 - 2016 гг.
			35		62,6		
54		Пермский край	110	335,6	986		за период 2012 - 2016 гг.
			35	91,7	284,6		
			6-10	471,16			
			0,4	536,06			
55		Республика Башкортостан					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети

№ 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
56		Свердловская область					не предоставлена Схема и программа
57		Тюменская область	110	1067,9	1109		за период 2011 - 2015 гг.
58		Удмуртская республика	110	478,5	540		за период 2010 - 2016 гг.
59		Ханты-Мансийский	35	896,35	1904,96		за период 2011 - 2015 гг.
60		Челябинская область	110	471,4	1135,7		за период 2011 - 2016 гг.
61		Ямало-Ненецкий Автономный округ	110	1403,9	1049		за период 2011 - 2015 гг.
			35		60		
6	**ОЭС Сибири**						
62		Алтайский край	110	335	358		за период 2011-2016 гг.
63		Забайкальский край					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
64		Иркутская область					не предоставлена Схема и программа
65		Кемеровская область					не предоставлена Схема и программа
66		Красноярский край					не предоставлена Схема и программа
67		Новосибирская область	110	111,4	20988,1		за период 2012-2016 гг.
			35	41,8	10074,9		
68		Омская область	35-0,4	848,4			за период 2011-2015 гг.
69		Республика Алтай					В Схеме и программе развития отсутствуют данные по развитию электрической сети
70		Республика Бурятия	110	483,2	368,5		за период 2012 -2016 гг.
71		Республика Тыва					не предоставлена Схема и программа
72		Республика Хакасия	110	276,5	454,52		за период 2011-2015 гг.
			35-0,4	814,6	103,8		
73		Томская область	110	2,7			за период 2012 -2016 гг.
7	**ОЭС Востока**						
74		Хабаровский край	110	45,2	578		за период 2011 - 2016 гг.
75		Амурский край	110	296,4	0		за период 2011-2015 гг.
			35	7,2	40		
76		Приморский край					не предоставлена Схема и программа
77		Еврейская Автономная область					не предоставлена Схема и программа
78		Республика Саха (Якутия)	110	140,5	418,3		за период 2011 - 2017 гг.