

**Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА
И ГОСУДАРСТВЕННОЙ СЛУЖБЫ
ПРИ ПРЕЗИДЕНТЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»**

Суюнчев М.М., Мозговая О.О., Темная О.В.

**Разработка экономической модели и формирование
сценарных вариантов развития распределительного
электросетевого комплекса Российской Федерации
на среднесрочную перспективу**

Москва 2017

Аннотация. В настоящем научном докладе, подготовленном по результатам научно-исследовательской работы «Разработка экономической модели и формирование сценарных вариантов развития распределительного электросетевого комплекса Российской Федерации на среднесрочную перспективу» рассмотрены основные проблемы и факторы, влияющие на качество прогнозирования ключевых параметров развития электросетевого комплекса Российской Федерации.

Построена экономическая модель, описывающая развитие распределительного электросетевого комплекса Российской Федерации в зависимости от изменения отдельных факторов. На основе разработанной модели сформированы сценарные варианты развития распределительного электросетевого комплекса Российской Федерации на среднесрочную перспективу по регионам Центрального федерального округа.

The research «The Electricity Distribution Network Economic Modelling and Middle-term Scenario Planning in Russian Federation» emphasizes the main problems and the factors affecting to a quality of the electricity distribution network development planning.

The electricity distribution network economic model was created. The Central federal district middle-term development scenarios were done on the basis of this economical model.

Суюнчев М.М. директор Института экономики естественных монополий Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ

Мозговая О.О. директор Центра организации научной деятельности и управления проектами Института экономики естественных монополий Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ

Темная О.В. Директор Центра методологии судебной экономической экспертизы Института экономики естественных монополий Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ

Данная работа подготовлена на основе материалов научно-исследовательской работы, выполненной в соответствии с Государственным заданием РАНХиГС при Президенте Российской Федерации на 2016 год.

Содержание

1 АНАЛИЗ ПРИНЦИПОВ И МЕХАНИЗМОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ КАК БАЗОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРНОЙ ОТРАСЛИ	5
2 ВЫЯВЛЕНИЕ ЗНАЧИМЫХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА РАЗВИТИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, И ПОСТРОЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЕГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ	18
3 ФОРМИРОВАНИЕ СЦЕНАРНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА ЦЕНТРАЛЬНОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ОКРУГА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА СРЕДНЕСРОЧНУЮ ПЕРСПЕКТИВУ	37
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	52
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	56

Определения, обозначения и сокращения

В настоящей работе применяются следующие термины с соответствующими определениями:

АО – акционерное общество.

ГИС ТЭК - государственная информационная система топливно-энергетического комплекса.

ДЗО – дочерние и зависимые общества.

ЕЭС – единая энергосистема.

МРСК – межрегиональная распределительная сетевая компания.

НВВ – необходимая валовая выручка.

ОЭС – объединенная энергосистема.

ПАО – публичное акционерное общество.

РЭС – районные электрические сети.

ТСО – территориальная сетевая организация.

УЕ – условные единицы электросетевого оборудования.

ФО – федеральный округ.

РАВ-регулирование – метод тарифного регулирования на основе доходности инвестированного капитала.

1 Анализ принципов и механизмов прогнозирования развития распределительного электросетевого комплекса Российской Федерации как базовой инфраструктурной отрасли

Система планирования перспективного развития электросетевого комплекса Российской Федерации связана с особенностями сложившейся в результате реформирования структуры отрасли.

Действующая в настоящее время организационная структура электросетевого комплекса сформировалась по итогам реформирования электроэнергетической отрасли Российской Федерации, в ходе которого произошло разделение вертикально-интегрированных АО-энерго (региональных акционерных обществ энергетики и электрификации, являвшихся дочерними зависимыми акционерными обществами ОАО «РАО ЕЭС России») по видам деятельности и последующее формирование на их основе горизонтально-интегрированных генерирующих, электросетевых и сбытовых компаний, а также инфраструктурных и сервисных организаций отрасли. Текущая структура распределительного электросетевого комплекса Российской Федерации подразумевает функционирование следующих субъектов:

– ПАО «Россети» - холдинговая компания, управляющая пакетами акций ПАО «ФСК ЕЭС» и межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК);

– 14 межрегиональных распределительных электросетевых компаний, являющихся дочерними зависимыми акционерными обществами Холдинга ПАО «Россети», на долю которых приходится около 70% рынка электросетевых услуг (ПАО «МРСК Центра», ПАО «МРСК Центра и Приволжья», ПАО «МРСК Северо-Запада», ПАО «МРСК Юга», ПАО «МРСК Сибири», ПАО «МРСК Урала», ПАО «МРСК Волги», ПАО «МРСК Северного Кавказа», ПАО «МОЭСК», ПАО «Ленэнерго», ПАО «Кубаньэнерго», АО «Янтарьэнерго», АО «Тюменьэнерго», ПАО «Томская распределительная компания»);

– АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (дочернее акционерное общество ПАО «РАО ЕЭС Востока»). К территории обслуживания компании относится зона централизованного энергоснабжения регионов Дальнего

Востока (Амурская область, Хабаровский край, Еврейская автономная область, Приморский край, южная часть Республики Саха (Якутия));

– Вертикально интегрированные энергокомпании в изолированных энергосистемах Дальнего Востока, являющиеся ДЗО ПАО «РАО ЕЭС Востока» (ПАО «Якутскэнерго», ПАО «Магаданэнерго», ПАО «Камчатскэнерго», ОАО «Сахалинэнерго»);

– Региональные сетевые компании, не входящие в структуру Холдинга «Россети» и контролируемые иными собственниками - ОАО «Сетевая компания» (Республика Татарстан), ООО «Башкирские распределительные электрические сети» (Республика Башкортостан), ОАО «Курганэнерго» (Курганская область), ОАО «Иркутская электросетевая компания» (Иркутская область), АО «Региональные электрические сети» (Новосибирская область);

– около 2700 территориальных сетевых организаций (ТСО), находящихся в собственности муниципалитетов, промышленных предприятий и иных категорий собственников;

– «моносети» - сетевые организации, не отвечающие законодательно определенным критериям ТСО, осуществляющие обслуживание преимущественно одного промышленного потребителя;

– филиалы (подразделения) электрических сетей, функционирующие в составе вертикально интегрированных энергокомпаний в технологически изолированных энергосистемах.

Создание ПАО «Россети» как единой компании, ответственной за координацию и управление в электросетевом комплексе Российской Федерации, позволило осуществить базовую задачу повышения качества управления в отрасли, в том числе планирования развития на уровне электросетевых компаний.

Многоуровневый характер процесса перспективного планирования в электроэнергетическом комплексе Российской Федерации регламентирован рядом действующих нормативных документов. В частности «Правила разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики» (утв. Постановлением Правительства Российской Федерации № 823 от 17.10.2009 г. в ред. от 16.02.2015 г.) определяющие порядок разработки и утверждения схем и программ перспективного развития, устанавливают следующие основные документы перспективного развития электроэнергетики и электросетевого комплекса:

– *Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики.* Данный документ разрабатывается Министерством энергетики РФ (Минэнерго) при участии регулирующего органа, системного оператора и корпорации по атомной энергии, утверждается Правительством Российской Федерации. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики формируется на срок 15 лет и корректируется не реже, чем 1 раз в три года. Целью разработки генеральной схемы является формирование структуры генерирующих мощностей и электросетевых объектов на уровне единой энергетической системы, определение основных направлений линий электропередачи и подстанций, относимых к межсистемным связям. При этом для разработки и корректировки генеральной схемы используется долгосрочный прогноз спроса на электрическую энергию и мощность, разрабатываемый уполномоченным федеральным органом исполнительной власти и рассматриваемый правительственной комиссией по электроэнергетике. Указанный прогноз спроса, в свою очередь, разрабатывается на основе прогноза социально-экономического развития на долгосрочную перспективу, статистических данных о фактическом потреблении электроэнергии, прогноза минимальных и максимальных объемов потребления мощности, а также данных крупных потребителей электрической энергии (с присоединенной мощностью более 50 МВт).

– *Схема и программа развития Единой энергетической системы России.* Данный документ включает схему и программу развития единой национальной (общероссийской) электрической сети на долгосрочный период. Документ разрабатывается Системным оператором совместно с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью ежегодно на 7-летний период на основе среднесрочного прогноза спроса и утверждается Министерством энергетики Российской Федерации. Схема и программа развития Единой энергетической системы России разрабатывается с учетом Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на основе программ социально-экономического развития субъектов РФ, утвержденных инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, предложений органов исполнительной власти субъектов РФ о перечне и размещении объектов электроэнергетики на территории субъектов РФ.

– *Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации.* Документ разрабатываются органами

исполнительной власти субъектов РФ при участии системного оператора и электросетевых компаний ежегодно на 5-летний период. Документ утверждается органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации. Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъектов РФ разрабатываются и корректируются с учетом Схемы и программы развития ЕЭС России на основе прогноза спроса на электрическую энергию и мощность, сведений о заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей, предложений системного оператора по развитию распределительных сетей.

Положением о Министерстве энергетики Российской Федерации (утв. Постановлением Правительства РФ от 28.05.2008 №400, ред. от 27.12.2014 «О Министерстве энергетики Российской Федерации»), определено, что Минэнерго России выполняет, в частности, функцию формирования и обеспечения функционирования государственной системы долгосрочного прогнозирования спроса и предложения на оптовом и розничных рынках электрической энергии и мощности, в том числе разработку прогноза топливно-энергетического баланса и системы мер, направленных на обеспечение потребностей экономики в электрической и тепловой энергии.

По мнению Минэнерго России, одной из проблем электроэнергетической отрасли является несогласованность между схемами и программами развития электроэнергетики субъектов РФ со схемой и программой развития ЕЭС России [1].

Прогнозирование в электроэнергетике усложняется отсутствием в настоящее время единой системы сбора и агрегирования отраслевой отчетности в электроэнергетике. Балансовые и технико-экономические показатели предприятий отрасли собираются такими организациями как Федеральная служба государственной статистики, Федеральная антимонопольная служба, ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России, ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС» и иными организациями. При этом сводные показатели деятельности отрасли формируются указанными организациями независимо и могут отличаться друг от друга, что усложняет использование соответствующих данных.

В целях создания единой системы сбора и обработки данных в соответствии Федеральным законом от 03.12.2011 г. № 382-ФЗ «О государственной

информационной системе топливно-энергетического комплекса» в настоящее время проводятся работы по созданию государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса (ГИС ТЭК), предназначенной для автоматизации процессов сбора и обработки информации в целях включения в государственную информационную систему топливно-энергетического комплекса, хранения такой информации, обеспечения доступа к ней, ее предоставления и распространения, повышения эффективности обмена информацией о состоянии и прогнозе развития топливно-энергетического комплекса.

В рамках указанной системы, наряду со сбором и систематизацией отчетных данных, планируется разработка и выпуск регулярных аналитической отчетов, обзоров, докладов, а также прогнозов развития отраслей топливно-энергетического комплекса в России и в мире. Развитие данной системы позволит, в том числе, создать необходимую базу данных для разработки качественных прогнозов развития распределительного электросетевого комплекса [2].

Рассмотрим основные показатели функционирования распределительного электросетевого комплекса Российской Федерации.

Электропотребление. Электропотребление является ключевым показателем функционирования распределительного электросетевого комплекса и характеризует потребность экономики в электрической энергии. В целом по Российской Федерации за период 2010 – 2015 гг. объем поступившей в сеть электрической энергии имел тенденцию к росту по сравнению с уровнем в 1 039 889 млн кВт-ч, зафиксированным в 2010 г. Главным образом, поступление электрической энергии в сеть на территории Российской Федерации обеспечивается за счет собственных действующих объектов генерации, расположенных в пределах территории страны.

В целом по Российской Федерации уровень электропотребления составил за 2015 г. 953 685 млн. кВт-ч, что на 0,5% ниже уровня 2014 г. и вызван снижением электропотребления на предприятиях промышленности. С 2012 г. потребление электроэнергии промышленными потребителями сокращалось ежегодно на 0,9%.

Основными потребителями электрической энергии в течение 2010 – 2015 гг. являлись предприятия промышленности, в структуре электропотребления на данную группу потребителей пришлось порядка 58 – 60% от общего объема. На рисунке 1 представлена структура электропотребления в целом по Российской Федерации в период 2010 – 2015 гг.

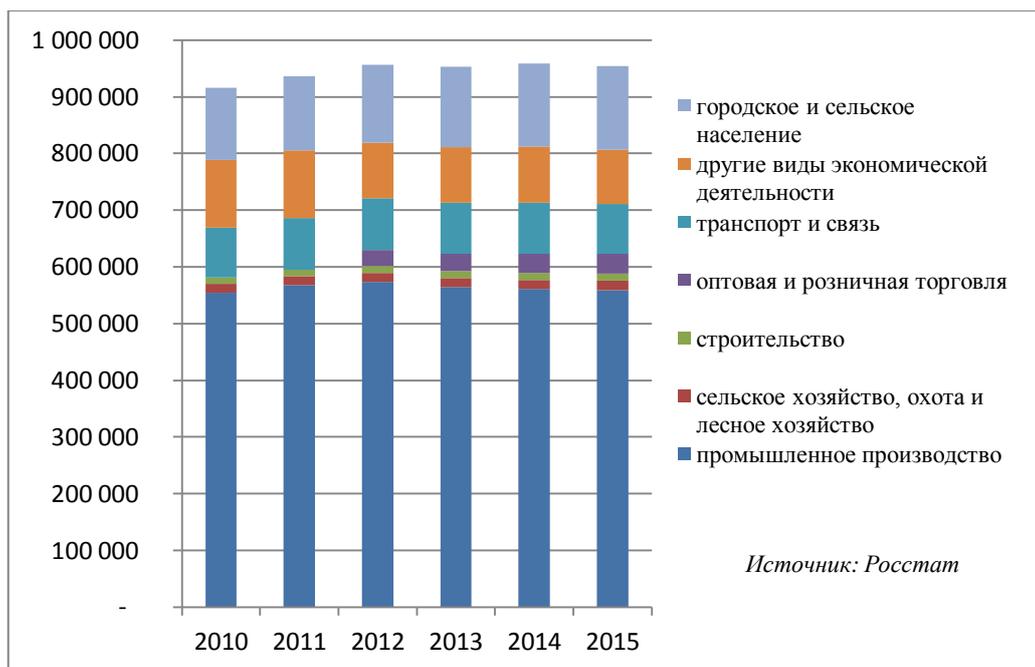


Рисунок 1 – Структура электропотребления по секторам экономики в Российской Федерации за 2010 – 2015 гг. [3]

За период 2010 – 2015 гг. отмечается ежегодный рост электропотребления среди городского и сельского населения (за данный период потребление электрической энергии выросло на 19 444 млн. кВт-ч или 15,3%).

В структуре электропотребления РФ в течение 2010 – 2015 гг. наблюдались разнонаправленные тенденции. Так, за 2015 г. по основным секторам экономики отмечается незначительное снижение уровня электропотребления (по промышленным потребителям, строительству и предприятиям транспорта и связи в среднем на 1-3%). Рост электропотребления за 2015 г. зафиксирован в секторах экономики, характеризующиеся наименьшими объемами электропотребления – предприятия оптовой и розничной торговли (рост на 3%), сельского хозяйства на 5%. В целом за 2010 – 2015 гг. распределение электропотребления по основным секторам экономики существенно не изменилось.

Фактическое электропотребление в целом по Российской Федерации оказалось ниже запланированных уровней, заложенных в стратегических документах развития отрасли. Завышенные прогнозы ускоренного роста электропотребления могут негативно сказываться на качестве прогнозирования электросетевого комплекса, поскольку влекут за собой расширение инвестиционных программ электросетевых компаний и суммарных инвестиций в развитие электросетевого комплекса.

Потери электрической энергии в распределительной сети. По данным Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации (Росстат), объем потерь электрической энергии в электрических сетях (с учетом магистральных) в целом по Российской Федерации за 2015 г. составил 106 552,5 млрд. кВт-ч, при относительном уровне потерь в размере 9,9%. Это соответствует уровню предыдущего периода. Вместе с тем, по сравнению с 2013 г. наблюдается рост как абсолютного (темп прироста – 4,9%), так и относительного уровня потерь (темп прироста – 5,6%) в электрических сетях на территории Российской Федерации.

Наиболее высокий уровень потерь наблюдается в регионах Северо-Кавказского федерального округа (за 2010 – 2015 гг. потери находились в диапазоне 21,3 - 23,5%), в частности, в электрических сетях, расположенных на территории Республики Ингушетия – 41,6 - 50,9%, Чеченской республики – 24,5 - 37,3%, Республики Дагестан – 26,1 - 37,86%. В целом за 2015 г. уровень потерь в регионах Северо-Кавказского ФО превышает аналогичный среднероссийский показатель в 2,5 раза (9,9% против 23,5%).

Наиболее низкий уровень относительных потерь в электрических сетях в период 2010 – 2015 гг. характерен для регионов Уральского и Сибирского федеральных округов (не более 8,6% за 2010 – 2015 гг.). Среди субъектов Российской Федерации самый низкий уровень относительных потерь в электрических сетях за 2015 г. отмечен на территории Республики Хакасия (1,07% к поступлению в сеть), Курской области (2,25%) и Смоленской области (2,25%).

Таким образом, потери остаются на одном уровне и скачок 2013 г. связан с присоединением Республики Крым и г. Севастополь.

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии. Предприятия электросетевого комплекса осуществляют свою деятельность в условиях естественной монополии. Их деятельность, в соответствии с законодательно установленными нормами, подлежит государственному тарифному (ценовому) регулированию.

Формирование тарифов на услуги по передаче электрической энергии осуществляется, исходя из расчетной величины необходимой валовой выручки регулируемой организации на период регулирования (представляющей собой экономически обоснованный объем денежных средств, необходимый для

осуществления регулируемого вида деятельности) и расчетных величин полезного отпуска электрической энергии и мощности, которые определяются в соответствии с прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации.

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии оказывают существенное влияние на конечные тарифы на электроэнергию для потребителей. Доля сетевой составляющей в конечной цене на электроэнергию в Российской Федерации составляет около 40%.

Средние котловые тарифы имеют динамику к росту за исключением МРСК Сибири. В наибольшей степени (на 13 – 15% по отношению к предыдущему году) увеличились средние котловые тарифы в зонах обслуживания ПАО «МРСК Северного Кавказа», ПАО «Ленэнерго», ПАО «МРСК Северо-Запада» (рисунок 2).

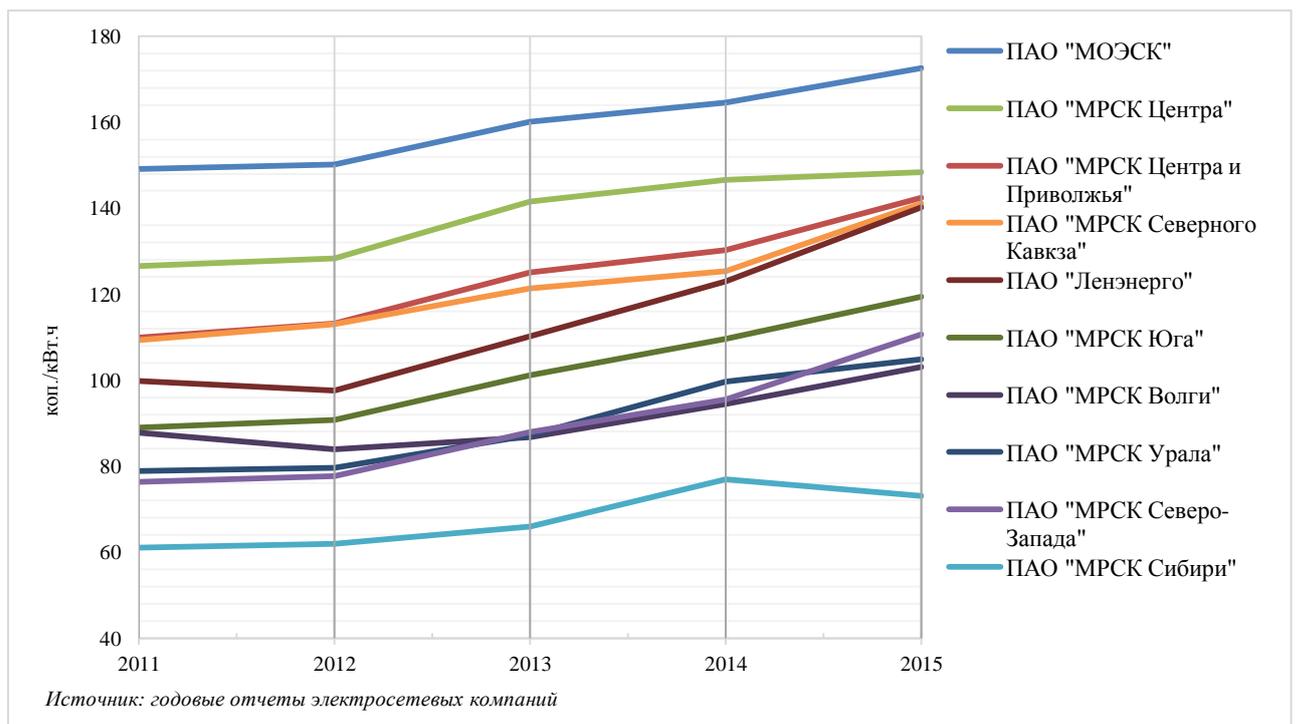


Рисунок 2 – Динамика средних котловых тарифов по зонам обслуживания МРСК за период 2011 – 2015 г. [4-18]

По итогам 2012 – 2014 гг. по крупнейшим предприятиям распределительного электросетевого комплекса наблюдается рост стоимости оказанных услуг (на 109 097,4 млн. руб. или 17,8 %), при одновременном сокращении объема оказанных

услуг по передаче электрической энергии (снижение объема оказанных услуг составило 16 443,1 млн. кВт-ч или на 2,4%) (рисунок 3).



Рисунок 3 – Объем оказанных услуг и стоимость услуг по договорам передачи электрической энергии крупнейших компаний распределительного сетевого комплекса в Российской Федерации за 2012 – 2014 гг. [19 – 41]

Снижение стоимости оказания услуг при одновременном росте объемов передачи электрической энергии прослеживается у Северо-Осетинского и Ингушского филиалов ПАО «МРСК Северного Кавказа».

При реализации тарифной политики в Российской Федерации возникает ряд проблем, среди которых в качестве основных можно выделить следующие:

- одновременное определение тарифов на основе экономически обоснованных расходов субъектов регулирования и уровня доходности, обеспечивающего их инвестиционную привлекательность, и ограничение роста тарифов субъектов естественных монополий в соответствии с целевыми макроэкономическими параметрами Правительства;

- несоответствие устанавливаемых тарифов и фактических расходов на оказание услуг по отдельным категориям потребителей, что приводит к искажению экономических стимулов для потребителей;

- наличие отложенных обязательств регуляторов перед электросетевым комплексом, не обеспеченных источниками их покрытия;

- несовершенная система взимания платы за технологическое присоединение к электрическим сетям;

– недостаточное стимулирование электросетевых компаний к повышению эффективности операционной и инвестиционной деятельности.

Инвестиции в развитие электросетевого комплекса. Инвестиционная политика в распределительных сетях напрямую зависит от проводимой тарифной политики региональных органов в отношении естественных монополий и соответствует утверждаемым Минэнерго России схемам перспективного развития территорий.

Действующая нормативно-правовая база в области формирования инвестиционного процесса в электросетевом комплексе предусматривает ряд основных направлений:

– разработку и утверждение программ (схем) перспективного развития электроэнергетики, в том числе объектов электросетевого хозяйства (Постановление Правительства РФ от 17 октября 2009 г. №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»);

– утверждение и последующий контроль за реализацией инвестиционных программ органами государственной федеральной и региональной исполнительной власти (Постановление Правительства РФ от 1 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики», Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»);

– раскрытие информации о плановых показателях и фактической реализации инвестиционных программ (Постановление Правительства РФ от 21 января 2004 г. № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии»).

По данным Министерства энергетики Российской Федерации в целом объем финансирования инвестиционных программ предприятий электросетевого комплекса (включая магистральные сети) за 2015 г. составил 270,6 млрд. руб.

По итогам 2015 г. суммарный объем финансирования инвестиционных программ предприятиями распределительного электросетевого комплекса составил 146 569 млн. руб., в том числе в границах ЕЭС России – 143 573 млн. руб., в границах изолированных энергосистем – 2 995,2 млн. руб.

В течение 2014 – 2015 гг. отмечалось сокращение объема финансирования по сравнению с предыдущим годом по инвестиционным программам в целом по

распределительному электросетевому комплексу, в том числе по всем МРСК, ПАО «Кубаньэнерго» и АО «Тюменьэнерго» (входящим в ПАО ДЗО «Россети»).

Среди крупных электросетевых компаний, не входящих в состав Холдинга ПАО «Россети», сокращение объемов финансирования инвестиций отмечено у ОАО «Иркутская электросетевая компания», АО «РЭС» Новосибирской области и АО «Курганэнерго». В границах изолированных энергосистем регионов Дальнего Востока сокращение финансирования инвестиционных программ в 2014 г. имело место по всем энергокомпаниям [42].

По итогам 2015 г. в целом по ЕЭС России за счет тарифных источников финансируется порядка 50,1% от общего объема финансирования мероприятий, предусмотренных инвестиционными программами электросетевых компаний (рисунок 4).

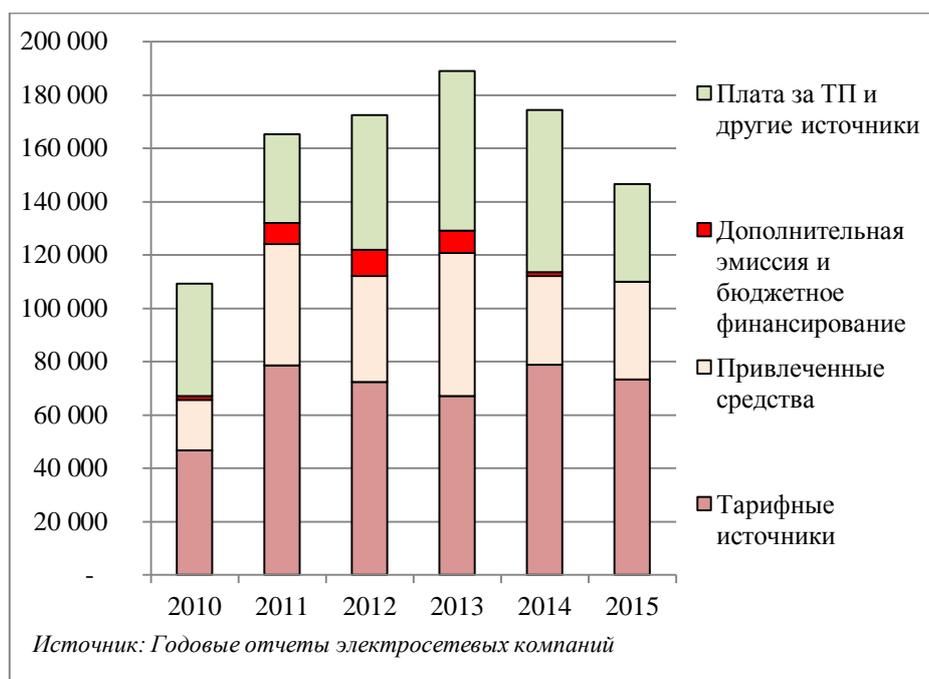


Рисунок 4 – Структура источников финансирования инвестиционных программ электросетевых компаний за 2010 – 2015 гг., млн. руб. [4-8, 43-55]

Существенную роль в структуре финансирования инвестиционных программ играют полученные по результатам оказания услуг по технологическому присоединению новых потребителей к электросетям (за счет данного источника профинансировано порядка 25% общего объема). Помимо доходов от технологического присоединения, в состав других источников (указанных на рисунке 4) входят возмещение НДС, а также доходы от реализации имущества.

Помимо собственных средств электросетевых компаний (платы за технологическое присоединение и тарифные источники), источниками финансирования инвестиционных программ являются привлеченные средства (займы и кредиты) и средства федерального бюджета. Так, за 2015 г. в структуре финансирования инвестиций объем привлеченных средств (займов и кредитов) составил 36 496 млн. руб. За счет данного источника было профинансировано порядка 24,9% от общего объема направляемых средств на инвестиции. При этом доля кредитов и займов по итогам 2015 г. в структуре финансирования увеличилась на 5,7% (19,2% за 2014 г.). На фоне сложившейся экономической ситуации проводить активную инвестиционную деятельность путем резкого увеличения доли заемного финансирования в структуре источников инвестиций становится невозможным и может поставить ряд электросетевых компаний на грань финансовой несостоятельности.

На фоне сложившейся макроэкономической ситуации сокращению объемов финансирования инвестиционных программ в электросетевом комплексе в 2014 - 2015 гг., что может негативно сказаться на безопасности функционирования сетевого комплекса. Тарифные средства по прежнему остаются основным источником финансирования мероприятий, предусмотренных инвестиционными программами электросетевых компаний в целом по ЕЭС России.

Таким образом, анализ принципов и механизмов прогнозирования развития распределительного электросетевого комплекса Российской Федерации показал, что процесс прогнозирования развития электросетевого комплекса носит многоуровневый характер и осуществляется на регулярной основе и предполагает вариативность построения прогнозов. Вариативность выполняемых прогнозов связана с наличием значительного числа хозяйствующих субъектов, действующих на рынке электросетевых услуг, неопределенностью макроэкономических факторов и связанных с ними перспектив энергопотребления.

Все прогнозы развития распределительного электросетевого комплекса базируются на прогнозировании потребности экономики в электрической энергии, которая характеризуется показателем «электропотребление». В Российской Федерации все существующие прогнозы развития электросетевого комплекса исходят из излишне оптимистичных параметров спроса на электрическую энергию, и не подтверждаются фактическими данными. Они, как правило, не учитывают

цикличность экономического развития и вероятность стагнации и спада экономики, и как следствие, сокращение энергопотребления.

2 Выявление значимых факторов, влияющих на развитие распределительного электросетевого комплекса Российской Федерации, и построение экономической модели его функционирования

Выявление факторов, влияющих на развитие распределительного электросетевого комплекса Российской Федерации.

При построении экономической модели распределительного электросетевого комплекса Российской Федерации необходимо учитывать факторы внешней и внутренней среды, непосредственно влияющие на его развитие.

К основным факторам внешней среды, влияющим на развитие электросетевого комплекса, можно отнести следующие:

а) Политические и правовые факторы. Электросетевой комплекс является важнейшей инфраструктурной отраслью, обеспечивающей энергетическую безопасность страны и надежное энергоснабжение народного хозяйства и социальной сферы. Основные электросетевые активы находятся под государственным контролем посредством государственного участия в Холдинге ПАО «Россети». Органами государственной власти утверждаются все решения, связанные с организационным развитием распределительного электросетевого комплекса, вопросами формирования и реализации тарифной и инвестиционной политики.

б) Общеэкономические факторы. Дальнейшее развитие распределительного электросетевого комплекса во многом определяется факторами, связанными с состоянием российской и мировой экономики. Данные факторы сказываются на величине спроса на услуги электросетевого комплекса (объемы энергопотребления, количество подключений новых потребителей), а также на платежеспособности потребителей, финансовом состоянии электросетевых компаний и их операционной эффективности, уровне капитализации, возможностях привлечения финансирования.

в) Научно-технический прогресс и технологическое развитие. Современные мировые тенденции связаны с внедрением в электросетевом комплексе интеллектуальных электрических сетей нового поколения (Smartgrid). Ключевыми особенностями нового технологического уклада развития электрических сетей является максимальное использования программно-аппаратных комплексов,

автоматизированное управление всеми элементами сети, возможность активного участия потребителей в работе сети, использование элементов распределенной генерации и аккумулирующих устройств, высокая надежность и устойчивость работы сети.

К основным факторам внутренней среды, оказывающим влияние на развитие распределительного электросетевого комплекса Российской Федерации, можно отнести следующие:

1) Техническое состояние электрических сетей и подстанций. Техническому состоянию распределительных сетей уделяется повышенное внимание, поскольку долгосрочное обеспечение надежного, качественного и доступного энергоснабжения потребителей является целью, стоящей перед электросетевым комплексом Российской Федерации. Основными направлениями роста технического состояния электросетевых компаний является:

- а) Снижение количества и продолжительности аварий;
- б) Энергосбережение и повышение энергоэффективности.

2) Доступность электросетевой инфраструктуры и клиентоориентированность деятельности. Ключевыми направлениями работы по повышению доступности электросетевой инфраструктуры являются:

- а) модернизация электросетевой инфраструктуры, систем управления и учета потребляемой потребителями электроэнергии;
- б) снижение сроков и этапов осуществления технологического присоединения потребителей к электрическим сетям;
- в) снижение стоимости технологического присоединения, в том числе рост числа льготных технологических присоединений к электрическим сетям.

3) Качество трудовых ресурсов электросетевых компаний. Электросетевые компании, отвечающие за безопасное и надежное энергоснабжение потребителей, обязаны располагать качественными трудовыми ресурсами.

4) Финансовое состояние электросетевых компаний. Финансовое состояние электросетевых компаний оказывает непосредственное влияние на возможности операторов сетей осуществлять мероприятия по обеспечению надежного и безопасного функционирования сетей, технического перевооружения, повышения качества трудовых ресурсов и осуществление инвестиций в развитие электросетевого комплекса.

Формирование базы данных технико-экономических показателей. База показателей, характеризующих функционирование распределительного электросетевого комплекса Российской Федерации за ретроспективный период, была сформирована с учетом следующих оговорок:

1) Ввиду отсутствия сплошного массива данных, характеризующих деятельность электросетевых компаний, функционирующих на территории изолированных энергосистем (Камчатскэнерго, Магаданэнерго, Сахалинэнерго, Чукотэнерго, Якутскэнерго), а также ввиду уникальных условий и особенностей их функционирования, эти сетевые компании исключены из анализа.

2) В результате несопоставимости показателей временного ряда данных по филиалам ПАО «МРСК Северного-Кавказа» (вызванной реорганизацией филиалов), показатели этой сетевой компании исключены из анализа.

3) В связи с тем, что территория функционирования МРСК не всегда совпадает с территориальным делением федеральных округов Российской Федерации, в целях корректности сравнения данных сетевых компаний и данных развития электросетевого комплекса регионов авторами принято решение сопоставить наименование филиалов МРСК и крупных сетевых компаний с наименованием субъектов Российской Федерации и Федеральными округами.

Верификация и оценка качества сформированной базы данных технико-экономических показателей выявила отсутствие длинных сопоставимых рядов по отдельным показателям по некоторым электросетевым компаниям. Поэтому для построения модели было оставлено 57 регионов Российской Федерации, за исключением: МРСК Северного Кавказа, изолированных энергосистем, а также компаний ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания», ОАО «Сетевая компания Татэнерго», ОАО «Иркутская электросетевая компания» (ОАО «ИЭСК»), АО «Региональные электрические сети» Новосибирская область (АО «РЭС»), АО «Курганэнерго», ООО «Башкирские распределительные электрические сети» (ООО «Башкирэнерго»).

На основании этого для дальнейшего анализа были отобраны показатели развития электросетевого комплекса регионов и электросетевых компаний, и сгруппированы в следующие подгруппы:

1. Показатели развития электросетевого комплекса региона.

Электросетевой комплекс конкретного региона характеризуется количеством электросетевых компаний, действующих на его территории, их долей в объемах передачи электроэнергии, в объемах эксплуатируемого электросетевого оборудования, а также величинами индивидуальных тарифов на передачу электрической энергии.

Тарифы на передачу электрической энергии устанавливаются региональными регулирующими органами с дифференциацией по уровням напряжения, на котором осуществляется отпуск электрической энергии потребителям. Соответственно, величина тарифов зависит от соотношения объемов электрической энергии, отпускаемой на различных уровнях напряжения. Это усложняет сравнение тарифов между электросетевыми компаниями. Поэтому в качестве ценового показателя целесообразно рассмотреть показатель «Средний котловой тариф», рассчитываемый делением утвержденной необходимой валовой выручки (НВВ) на плановую величину полезного отпуска электроэнергии конечным потребителям региона.

Развитие распределительного электросетевого комплекса региона связано с величиной спроса на электрическую энергию, структурой потребления и социально-экономическим развитием региона, а также климатическими особенностями региона.

Основным показателем, отражающим спрос на электрическую энергию в регионе, является показатель «Потребление электрической энергии в регионе». Данный показатель отражен в электробалансе России с 2000 г. по 2015 г., учитывающем суммарное потребление электрической энергии, выработанной за год всеми электростанциями региона, на основании показателей приборов учета выработки электроэнергии.

Потребление электрической энергии может осуществляться как населением и приравненным к нему категориям потребителей, так и промышленными потребителями. Для определения относительного показателя потребления электрической энергии населением и промышленными потребителями в общей структуре потребления рассчитаны показатели «Доля потребления электрической энергии населением» и «Доля потребления электрической энергии промышленными потребителями» за период с 2005 г. по 2015 г.

Основным показателем, отражающим экономическое развитие региона, влияющим на потребление электрической энергии является «Валовой региональный

продукт (ВРП)». Информация о величине ВРП в текущих ценах для каждого субъекта Российской Федерации публикуется Росстатом за период с 2000 г. по 2014 г. Недостатком данного показателя является низкая репрезентативность из-за учета в структуре показателя величины инфляции, увеличивающей динамику объемов производства.

В целях корректного сравнения валового регионального продукта между регионами Российской Федерации за рассматриваемый период целесообразно привести валовый региональный продукт к сопоставимым ценам, исключив влияние инфляции на динамику объемов производства. Расчёт показателя «Валовый региональный продукт в сопоставимых ценах (в ценах 2008 г.)», без учета изменения уровня цен, за период с 2000 г. по 2014 г., осуществлялся с использованием показателя «Индекс физического объема ВРП» (в процентах к предыдущему году).

Взаимосвязь между показателем социально-экономического развития региона (ВРП) и объемом электропотребления характеризует показатель «Электроемкость валового регионального продукта», рассчитываемого как отношение величины потребления электрической энергии к валовому региональному продукту в сопоставимых ценах.

На величину потребления электрической энергии в регионе оказывают влияние помимо всего прочего климатические параметры. В качестве показателей, отражающих климатические характеристики региона можно использовать показатель «Среднемесячная температура воздуха в январе». Информация о данном показателе представляется Росстатом за период 2007-2015 гг. для каждого субъекта Российской Федерации.

Инвестиционная активность региона характеризуется показателем «Инвестиции в основной капитал региона». Данный параметр включает затраты, направляемые на строительство, реконструкцию объектов, приводящих к увеличению их первоначальной стоимости, а также затраты, направляемые на приобретение машин, оборудования, транспортных средств, на формирование рабочего, продуктивного и племенного стада, производственного и хозяйственного инвентаря, насаждение и выращивание многолетних культур, помимо этого, инвестиции в объекты интеллектуальной собственности. Кроме того, от данного показателя напрямую зависит величина инвестиций электросетевой компании.

Показатель инвестиций в основной капитал представлен Росстатом для каждого субъекта Российской Федерации за период 2010 – 2015 гг.

Следующим по значимости производственно-техническим показателем является «Технологический расход электрической энергии» (потери при передаче). Относительная величина потерь (объем потерь/поступление в сеть) служит показателем технологической эффективности деятельности электросетевой компании. Информация о показателе «Потери электрической энергии» отражена в электробалансе России с 2005 г. по 2015 г. Для определения относительного показателя потерь электрической энергии в общей структуре потребления, имеет смысл рассчитать долю потерь электрической энергии за период 2005-2015гг.

Показатель «Количество условных единиц электросетей и подстанций, обслуживаемых электросетевой компанией» (далее сокращенно «количество условных единиц обслуживания») пригоден для сравнения масштабов деятельности электросетевых компаний. Информация по данному показателю представлена для регионов в период 2014 – 2016 гг.

В качестве показателя, характеризующего технологическую интенсивность работы электросетевой компании, можно рассмотреть показатель «Отношение объема передачи электроэнергии по сетям компании к количеству условных единиц обслуживания». Это отношение характеризует степень загрузки электрических сетей и оборудования. Показатель можно рассчитать для всех регионов за период 2008 – 2015 гг.

2. Показатели развития электросетевых компаний.

Основным производственным показателем является «Объем услуг по передаче электрической энергии» (кВт-ч), равный полезному отпуску электрической энергии из сетей, включающий кроме отпуска электроэнергии потребителям отпуск в сети смежных сетевых организаций.

Для расчета объемов передачи полезный отпуск увеличивался на величину «транзита» электрической энергии (объемов, зафиксированные в точках транзита границ балансовой принадлежности (ГБП) с сетевыми организациями, передающими электрическую энергию конечным потребителям). Этот параметр рассматривался для каждой МРСК по филиалам (регионам присутствия) за период 2008 – 2015 гг.

Показатель «Полезный отпуск электрической энергии конечным потребителям» не учитывает объемы транзита электрической энергии. Поэтому его величина не является пригодной для исследования.

Отдельную группу составляют экономические и финансовые показатели, отражающие эффективность деятельности электросетевых компании. Здесь основным экономическим показателем электросетевой компании является «Годовая выручка от оказания услуг по передаче электроэнергии», который рассматривается для каждого филиала МРСК за 2008–2015 гг.

Основным параметром, влияющим на выручку электросетевой компании, является «Средний фактический тариф на услуги по передаче электроэнергии», рассчитанный как отношение выручки за услуги по передаче к объему оказанных услуг. Данный параметр необходимо рассчитать для сравнения тарифов между филиалами МРСК за период 2011-2015 гг.

Одним из основных экономических показателей, влияющих на тариф по передаче электрической энергии, является «Фактическая себестоимость оказания услуг по передаче электрической энергии». Однако в открытом доступе отсутствует информация по данному показателю.

Себестоимость передачи единицы электрической энергии является различной для 4 уровней напряжения, поэтому для оценки себестоимости рассмотрены следующие показатели:

– «Удельные подконтрольные затраты на единицу обслуживания». Он использован для сравнения затрат, связанных непосредственно с работой оборудования электросетевой компании, между регионами и предприятиями. Таким образом, для сравнения себестоимости работ, связанных с непосредственным производством электрической энергии компаний, имеет смысл рассмотреть показатель «Удельные подконтрольные затраты на единицу обслуживания» для филиалов МРСК за период 2008 – 2015 гг.

– «Удельные затраты на условную единицу обслуживания».

Тенденции развития электросетевой компании оцениваются по показателю «Величина капитальных вложений в сетевую инфраструктуру». Они дифференцируются по видам деятельности (технологическое присоединение, передача электроэнергии). Капитальные вложения, относящиеся к деятельности по

передаче электроэнергии, распределяются на «технологическое перевооружение и реконструкция» (ТПИР) и «новое строительство» (НС).

Для оценки инвестиций электросетевой компании рассмотрено «Фактическое финансирование инвестиционных программ (без НДС)» для каждого филиала МРСК в период 2005 – 2015 гг. Для корректного сравнения инвестиций электросетевых компаний рассмотрено удельная величина инвестиций на условную единицу.

Для характеристики финансирования содержания распределительного сетевого комплекса - «Утвержденная котловая необходимая валовая выручка (в том числе ФСК, потери, ТСО)» для всех филиалов МРСК с 2008 г. по 2015 г.

Доля финансирования электросетевого хозяйства в финансировании всего распределительного сетевого комплекса определяется отношением собственной необходимой валовой выручки к котловой. Он представлен для каждого филиала МРСК за 2008 – 2015 гг.

«Амортизация из расходов на производство на единицу обслуживания» является показателем для сравнения МРСК по скорости износа оборудования. Для расчета использовалась информация о количестве условных единиц и об амортизации из расходов на производство. Последний показатель отражает возмещение износа основных фондов в денежном выражении. Величина амортизации распределена по филиалам МРСК пропорционально количеству условных единиц. Для всех электросетевых компаний этот параметр представлен только за период 2013 – 2015 гг., который и применялся в анализе.

Оптимальные тарифная и инвестиционная политики межрегиональных сетевых компаний должны обеспечивать максимальный региональный эффект, одно из слагаемых которого – рост стоимости компании.

Стоимость компании можно охарактеризовать показателем «Рыночная капитализация». Однако не для всех электросетевых компаний этот показатель рассчитывается. Тогда оценка рыночной стоимости проводится на основе бухгалтерской стоимости чистых активов с применением коэффициентов-мультипликаторов, усредненных по аналогичным компаниям, обладающим рассчитанной рыночной капитализацией. Такие данные представлены для электросетевых компаний за период 2008 – 2015 гг.

Показатель «Фактическая выручка» необходимо рассматривать в качестве основного параметра оценки результатов деятельности электросетевой компании.

Величина выручки представляет собой сумму средств, полученных компанией за произведенные продукты или услуги. Показатель представлен не для всех электросетевых компаний за период 2008 – 2015 гг.

Электроэнергетические компании получают выручку от оказания услуг по передаче электрической энергии и от оказания услуг по технологическому присоединению. Согласно этой градации выручка была детализирована по разным видам деятельности. Так же рассмотрена доля выручки от технологического присоединения в суммарной выручке от передачи электроэнергии и технологического присоединения для оценки эффективности деятельности по присоединению энергопринимающих устройств потребителей. Данный показатель представлен не для всех электросетевых компаний за период 2013 – 2015 гг.

Построение экономической модели, описывающей развитие распределительного электросетевого комплекса Российской Федерации.

Качество имеющейся в открытом доступе статистической информации приводит к ограниченности, выдвигаемых гипотез. В разрабатываемой экономической модели можно выделить четыре ключевые подсистемы:

- «электропотребление региона»;
- «выручка распределительного электросетевого комплекса»;
- «капитализация электросетевого комплекса».

Каждая представленная подсистема исследует определенный сегмент модели функционирования электросетевой компании и позволяет выявить взаимосвязь между отдельными показателями подсистем экономической модели и факторами внешней и внутренней среды функционирования электросетевых компаний.

Модель функционирования электросетевого комплекса предполагает использование экономических зависимостей, имеющих место при осуществлении финансово-хозяйственной деятельности доминирующих в регионе электросетевых компаний (филиалы МРСК и крупные электросетевые компании). Показатели деятельности мелких территориальных сетевых компаний не оказывают существенного влияния на прогнозные параметры развития электросетевого комплекса регионов, в связи с высокой концентрацией рынка услуг по передаче электрической энергии.

Экономическая модель направлена на определение зависимости между ключевыми факторами и показателями функционирования электросетевых

компаний и последующее прогнозирование возможных отклонений тех или иных технико-экономических показателей функционирования доминирующих в регионе электросетевых компаний при соответствующем изменении факторных признаков (входных параметров).

По результатам проверки поставленных гипотез, сформировано три подсистемы экономической модели, в которые включено в общей сложности 20 входных и выходных параметров (рисунок 5).

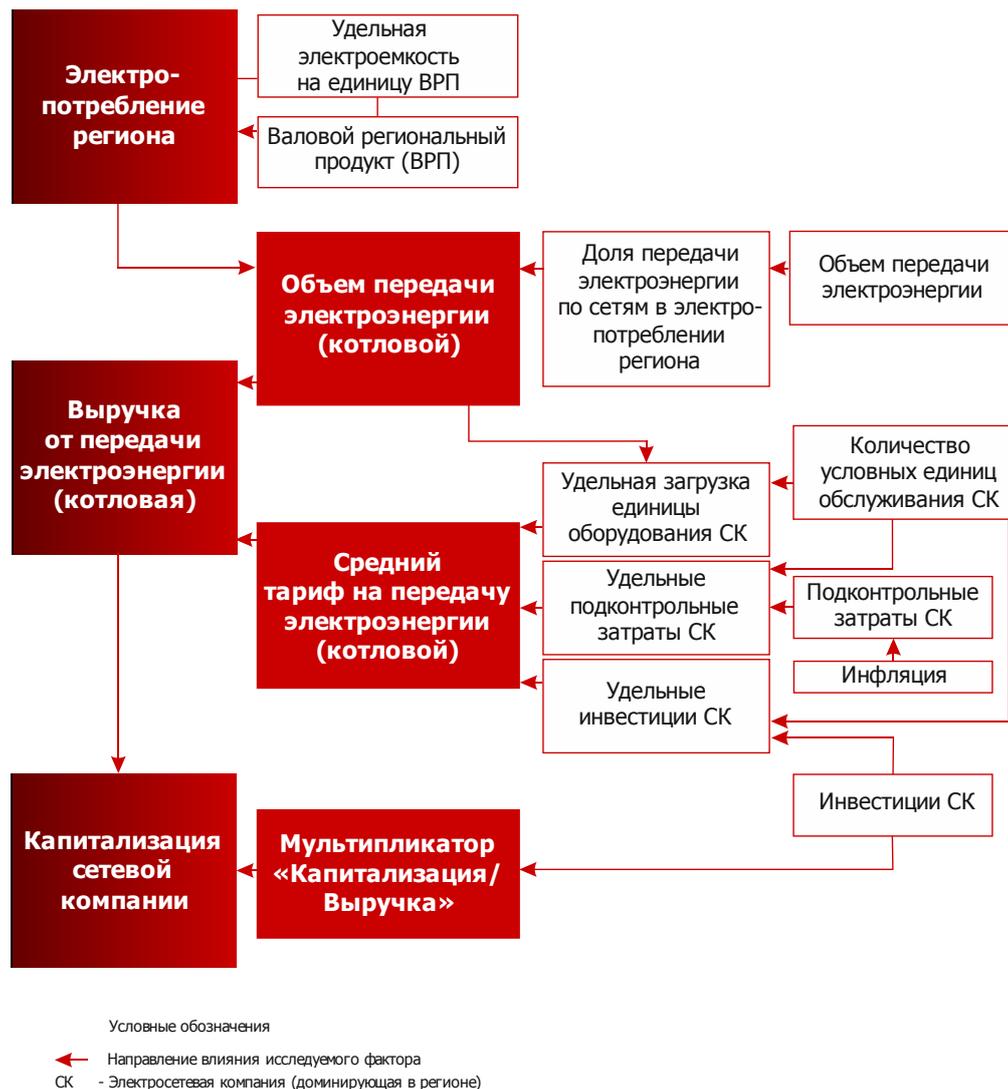


Рисунок 5 – Экономическая модель функционирования электросетевого комплекса субъекта Российской Федерации

Проверка поставленных гипотез и оценка степени влияния на результативный признак факторных признаков осуществляется с использованием экономико-математических методов.

Подсистема 1. «Электропотребление региона».

В качестве основного объясняемого признака, подлежащего анализу в предлагаемой экономической модели, определен показатель «Объем передачи электрической энергии» (млн. кВт-ч). Он зависит от общего электропотребления региона и доли передачи электрической энергии конечным потребителям из распределительных сетей в общем электропотреблении региона.

Существующая взаимосвязь между электропотреблением и экономической деятельностью региона выражается высокой эластичностью электропотребления по валовому региональному продукту (ВРП) [56,57]. В целях повышения точности и достоверности при определении зависимости общего потребления электрической энергии в регионе от величины валового регионального продукта, показатель «ВРП» приведен к уровню сопоставимых цен базового периода (к 2008 г.).

Региональные различия величины отношения общего электропотребления к величине валового регионального продукта в ценах 2008 г. («Удельное электропотребление ВРП») могут быть вызваны влиянием различных факторов: различиями в климатических условиях, численности населения, величине потерь электрической энергии, удельном потреблении электрической энергии различными отраслями народного хозяйства и др.

В целях выявления зависимости между результативным и факторными признаками были построены регрессионные модели в линейной и степенной спецификации. С помощью построенной регрессионной модели было определено:

1. Величина общего электропотребления региона прямо зависит от величины валового регионального продукта. Степенная модель лучше описывает связь между потреблением электрической энергии и валовым региональным продуктом. Модель регрессии 2014 г. будет иметь вид (формула 1).

$$C_i = 0,154 \cdot GRP_i^{0,88}, \quad (1)$$

где C_i – электропотребление региона, млн. кВт-ч;

GRP_i – величина валового регионального продукта в ценах 2008 г., млн руб.

Таким образом, подтверждена прямая зависимость общего потребления электрической энергии от величины валового регионального продукта (в ценах

2008 г.). Можно сделать вывод о том, что повышение ВРП на 10% повлечет рост потребления электрической энергии на 8,8%.

2. Удельное электропотребление ВРП целесообразно исследовать для конкретного региона в динамике за ретроспективный период.

Для определения взаимосвязи между удельным электропотреблением ВРП, потерями электрической энергии, потреблением электрической энергии населением и климатическими параметрами были построены регрессионные модели в линейной и степенной спецификациях.

Для линейной и степенной модели коэффициент детерминации во всем рассматриваемом периоде 2007 – 2014 гг. оставался достаточно низким и не превысил 46%. Это свидетельствует о том, что модели для описания рассматриваемой связи не подходят. Помимо этого, в 2013 – 2014 гг. коэффициенты при показателях среднемесячной температуры воздуха в январе и доли потерь в общем объеме потребления электроэнергии, оказались незначимыми.

Зависимость удельного электропотребления ВРП от доли потерь электрической энергии, доли потребления населением в общем электропотреблении региона, от среднемесячной температуры января не подтвердилась, а построенные модели не могут быть использованы для описания взаимосвязи показателей. Величина отношения общего электропотребления к величине валового регионального продукта в ценах 2008 г. («Удельное электропотребление ВРП») специфично для каждого региона.

3. Динамика изменения удельного электропотребления ВРП может быть спрогнозирована для некоторых регионов по тренду. Исследование динамики удельного электропотребления ВРП выполнено на примере областей ЦФО Российской Федерации. Динамика удельного электропотребления ВРП (в ценах 2008 г.) представлена на рисунках 6 – 8 по областям ЦФО за период 2000 – 2014 гг.

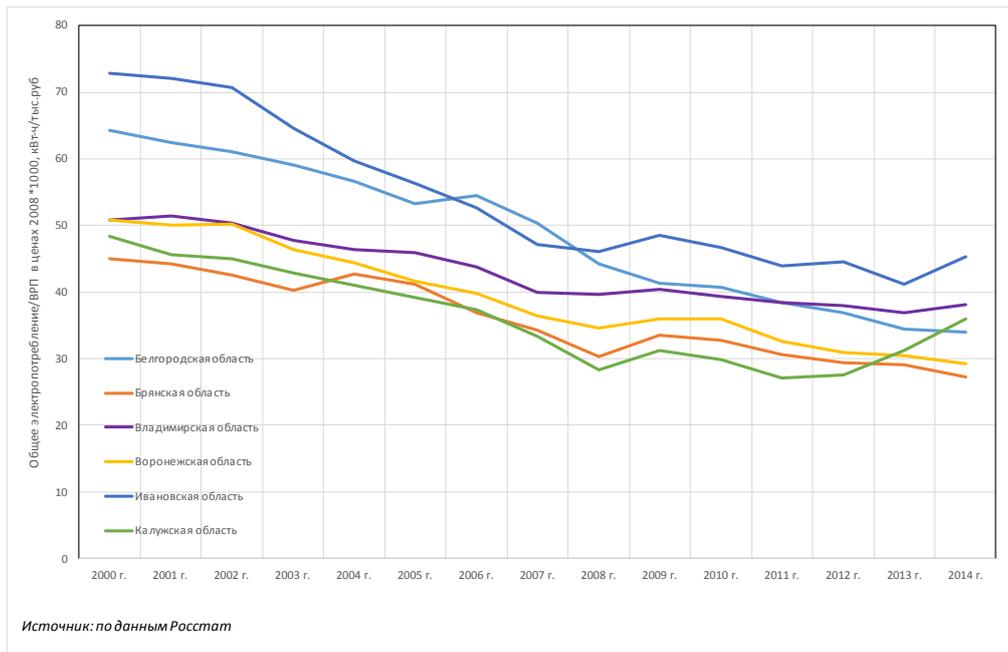


Рисунок 6 – Динамика удельной электроемкости ВРП в Белгородской, Брянской, Владимирской, Воронежской, Ивановской и Калужской областях в 2000 – 2014 гг., кВт-ч / тыс. руб.

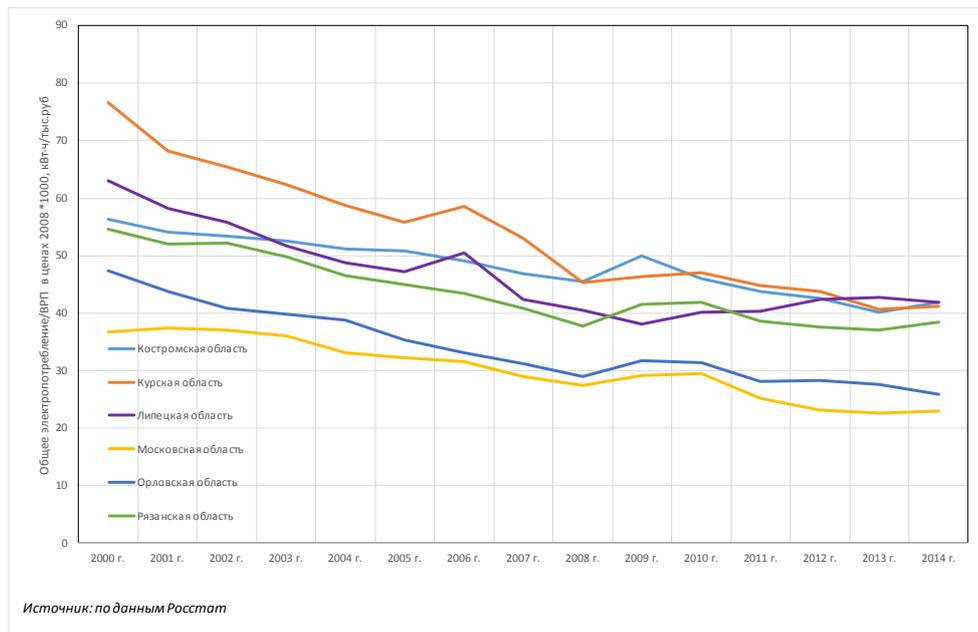


Рисунок 7 – Динамика удельной электроемкости ВРП в Костромской, Курской, Липецкой, Московской, Орловской и Рязанской областях в 2000 – 2014 гг., кВт-ч / тыс. руб.

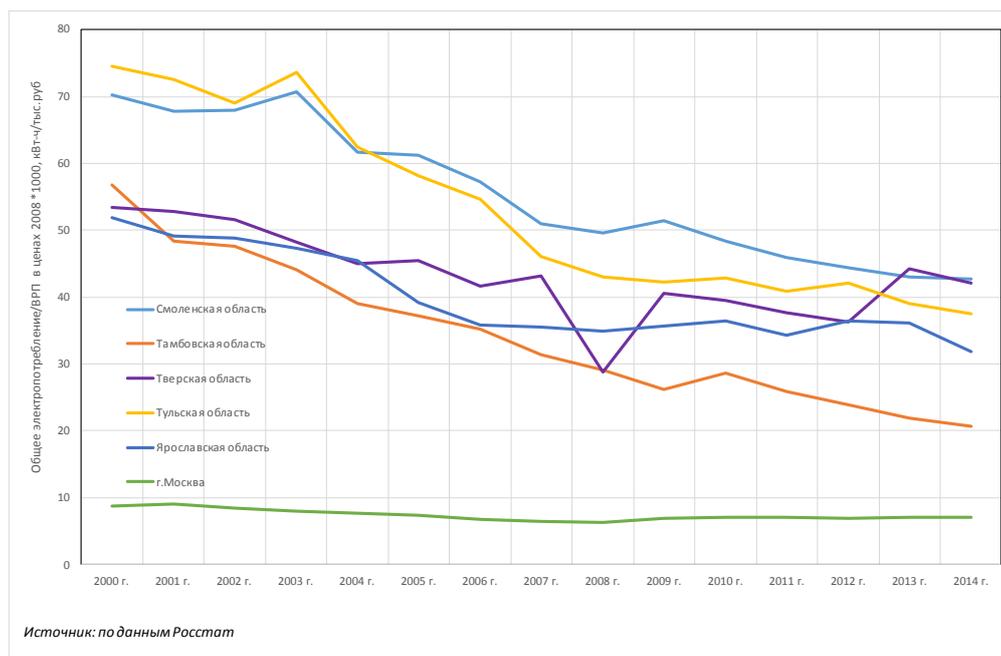


Рисунок 8 – Динамика удельной электроемкости ВРП в Смоленской, Тамбовской, Тверской, Тульской, Ярославской областях и г. Москве в 2000 – 2014 гг., кВт-ч / тыс. руб.

В период 2000 – 2008 гг. для всех областей ЦФО характерна динамика снижения удельной электроемкости ВРП. Тенденция снижения удельной электроемкости ВРП в период 2009 – 2014 гг. наблюдалась в Белгородской, Брянской и Смоленской областях, а в период 2010 – 2014 гг. – в Тамбовской и Воронежской областях.

В большинстве других областей ЦФО в течение 2009 – 2014 г. величина показателя энергоемкости ВВП не претерпевала значительных направленных изменений. Исключение составляют Тверская область, где с 2008 г. по 2014 г. отношение общего электропотребления к ВРП в ценах 2008 г. испытывало значительные колебания и в целом имело тенденцию к росту. В Калужской и Липецкой областях в период 2008 – 2014 гг. электроемкость ВРП также возрастала, но без значительных колебаний.

Таким образом, в 2009 – 2014 гг. в большинстве регионов ЦФО динамика удельного электропотребления ВРП стабилизировалась. Поэтому величина удельной электроемкости ВРП может быть спрогнозирована по временному тренду. Это дает возможность прогнозировать величину электропотребления региона в зависимости от прогноза ВРП на ближайшие годы.

В целях апробации прогноза электроемкости ВРП по временному ряду авторы исследования рассчитали аппроксимацию значений удельной электроемкости ВРП *методом экспоненциального сглаживания (ЭС) и методом линейной аппроксимации*. В связи с изменением тенденций динамики в 2008 г. данные для аппроксимации брались в двух вариантах:

- за период 2000 – 2013 гг.;
- за период 2008 – 2013 гг.

Анализ данных показывает, что для Брянской, Ивановской, Рязанской, Тульской, Тамбовской областей наименьшее расхождение с фактом 2014 г. имеет прогноз сохранения величины потребления электроэнергии 2013 г. в 2014 г.

Для Владимирской, Воронежской, Курской, Орловской и Ярославской областей, г. Москва наименьшее расхождение с фактом электропотребления 2014 г. получилось методом перемножения ВРП 2014 г. в ценах 2008 г. на спрогнозированную по тренду энергоемкость 2014 г.

Упрощенный вариант прогнозирования электропотребления перемножением электроемкости 2013 г. и ВРП 2014 г. в ценах 2008 г. дал наименьшее отклонение для Белгородской, Владимирской, Калужской, Костромской, Липецкой, Московской, Тверской областей и г. Москва.

Таким образом, метод прогноза электропотребления на 2016 – 2019 гг. целесообразно выбрать исходя из того, по какому из вариантов прогноза 2014 г. получилось наименьшее отклонение от фактического значения.

Подсистема 2. «Выручка регионального электросетевого комплекса».

В подавляющем большинстве регионов Российской Федерации доминирующая электросетевая компания (филиал МРСК) является держателем «котла», то есть аккумулирует выручку всех территориальных сетевых организаций (ТСО), функционирующих в регионе.

Подсистема «Выручка регионального электросетевого комплекса» включает три модели:

Модель 1. «Объем услуг по передаче электрической энергии (котловой)». Величина данного показателя тесно связана с величиной общего электропотребления региона. Общий объем услуг по передаче электрической энергии может быть определен исходя из прогнозной величины электропотребления

и доли передачи электрической энергии в общем электропотреблении, сложившейся в регионе к 2015 г.

В целях сопоставления деятельности электросетевых компаний (или их филиалов), функционирующих в различных регионах, целесообразно использовать величину среднего фактического тарифа на услуги по передаче электрической энергии. В связи с тем, что доминирующие в регионе электросетевые компании являются «держателями котлов», средний фактический тариф на услуги по передаче электрической энергии учитывает также услуги территориальных сетевых организаций (ТСО), функционирующих в регионе и, по сути, является «Средним котловым тарифом на передачу электрической энергии».

Соответственно, выручка электросетевого комплекса может быть представлена как произведение объема услуг по передаче электрической энергии без дифференциации по уровням напряжения на средний котловой тариф на передачу электрической энергии.

Для Владимирской, Калужской, Липецкой, Тверской, Ярославской областей в период 2008 – 2015 гг. характерно значительное снижение доли передачи электроэнергии по сетям межрегиональных сетевых компаний. Вероятно, это вызвано тем, что предприятиям «последней мили» постепенно удалось отказаться от сетевых услуг. В Московской области в 2011 – 2012 гг. произошел рост доли передачи ПАО «МОЭСК» в объемах электропотребления, в г. Москва, напротив, снижение этого показателя. Это связано с присоединением к городу части Московской области («Новой Москвы»).

Таким образом, соотношение объема передачи электроэнергии по сетям доминирующей электросетевой компании и объема электропотребления в регионе является величиной специфичной. Модель объема оказания услуг по передаче электроэнергии должна учитывать этот коэффициент.

Модель 2. «Средний котловой тариф на передачу электрической энергии». Его величина зависит от ряда объективных факторов, к которым относятся, в том числе величина потерь электрической энергии, нагрузка электрических сетей, доля потребления электрической энергии населением, величина капитальных вложений, затраты электросетевой компании, а также тарифная политика регулирующего органа и т.д.

Выявление взаимосвязи между определяющими факторами с использованием корреляционного и регрессионного анализа, показала, что к значимым факторам в модели среднего фактического котлового тарифа на передачу электрической энергии относятся:

- удельная загрузка единицы оборудования;
- удельные инвестиции сетевой компании на условную единицу обслуживания;
- удельные подконтрольные затраты сетевой компании.

В степенной модели 2015 г. все переменные факторы оказались значимыми на 5% уровне. Степенная модель среднего котлового тарифа на услуги по передаче электрической энергии с использованием данных факторов за 2015 г. представлена в формуле 2.

$$Av_T_i = 411,58 \cdot Tr_i^{-0,57} \cdot I_{CK_i}^{0,16} \cdot Costs_i^{0,27}, \quad (2)$$

где Av_T_i – средний котловой тариф на передачу э/энергии, коп. кВт-ч;

Tr_i – удельный объем передачи э/энергии, тыс.кВт-ч / у.е.;

I_{CK_i} – удельные инвестиции в основной капитал, тыс. руб./у.е.;

$Costs_i$ – удельные подконтрольные затраты, тыс. руб. / у.е.

Верификация степенной модели по рассмотренным факторам за 2015 г., выполненная по регионам ЦФО Российской Федерации показала среднюю ошибку аппроксимации равную 14,62%. Поскольку величина данного показателя меньше 15%, то можно предположить, что построенный прогноз имеет хорошую точность, следовательно, регрессионная модель 2015 г. подходит для прогноза показателей на среднесрочную перспективу (2016 – 2018 гг.) Для прогноза среднего фактического тарифа на услуги по передаче электрической энергии можно использовать степенную модель, построенную с использованием факторов за 2015 г.

Модель 3. «Инвестиции в электросетевой комплекс».

Объем финансирования инвестиций в распределительный электросетевой комплекс принимается на уровне прогнозных величин, утвержденных Министерством энергетики Российской Федерации (Минэнерго России).

Подсистема 3. «Капитализация электросетевого комплекса».

Капитализация электросетевых компаний характеризует состоятельность электросетевого бизнеса и определяется по средневзвешенной цене акций электросетевой компании на бирже. Поэтому данные о капитализации имеются только по крупным электросетевым компаниям и МРСК, входящих в Холдинг ПАО «Россети», акции которых торгуются на бирже.

Наиболее удобным показателем для сравнения рыночной капитализации электросетевых компаний является мультипликатор «Капитализация/Выручка». Влияние на мультипликатор масштаба компании оценивалось по количеству условных единиц обслуживания. Также в качестве показателей, которые могут повлиять на величину мультипликатора, необходимо рассмотреть интенсивность загрузки электросетевого комплекса и уровень финансирования инвестиций.

С помощью построенной регрессионной модели было определено, что величина мультипликатора «Капитализация/Выручка» связана с удельными инвестициями электросетевой компании.

Оценка зависимости мультипликатора «Капитализация/Выручка» от величины инвестиций на условную единицу обслуживаемого оборудования выполнена авторами с использованием регрессионного анализа на основе данных за период 2015 – 2016 гг.

Линейная модель регрессии 2016 г. имеет вид (формула 3).

$$\text{Cap}/\text{Rev}_i = 0,0515 + 0,00855 \cdot I_{ye_i} \quad (3)$$

где Cap_i – капитализация, млн. руб.;

Rev_i – годовая выручка сетевой компании, млн. руб.;

I_{ye_i} – удельные инвестиции за прошлый год, тыс.руб/у.е.

Приблизительная оценка капитализации компании (филиала компании) по линейной модели регрессии 2016 г. рассчитывается следующим образом (формула 4).

$$\text{Cap}_i = \left(0,0515 + 8,55 \cdot \frac{I_i}{N_{ye_i}}\right) \cdot \text{Rev}_i \quad (4)$$

где Cap_i – капитализация, млн. руб.;

N_{ye_i} – количество условных единиц обслуживания оборудования;

I_i – инвестиции сетевой компании за прошлый год, млн. руб.

Проведенный анализ показал, что для большинства межрегиональных сетевых компаний прогноз капитализации по последнему известному фактическому значению мультипликатора «Капитализация/Выручка» более точен, чем по линейной модели, однако такой прогноз не учитывает влияние изменения удельных инвестиций на капитализацию. Для выбранных модельных регионов по филиалам ПАО «МРСК Центра и Приволжья» авторы исследования для прогноза предлагают использовать линейную модель 2016 г.

Таким образом, построенная экономическая модель позволяет рассмотреть особенности функционирования электросетевого комплекса на основе открытых данных. Разработанные модели могут быть использованы в качестве инструмента прогнозирования показателей развития электросетевого комплекса регионов, а также регуляторной меры, для оценки субъектов, выходящих за рамки среднего региона. Для подобных субъектов необходимо проводить прогнозирование с учетом индивидуальных региональных особенностей.

3 Формирование сценарных вариантов развития распределительного электросетевого комплекса Центрального федерального округа Российской Федерации на среднесрочную перспективу

Прогнозирование развития электросетевого комплекса Российской Федерации включает анализ возможных сценарных вариантов его развития. Данный анализ проведен с использованием разработанной экономической модели функционирования электросетевого комплекса.

Моделирование сценарных вариантов развития распределительного электросетевого комплекса Российской Федерации на основе разработанной модели на среднесрочную перспективу предполагает:

1) *Использование сценарных условий*, содержащих оценку наиболее вероятных условий социально-экономического развития Российской Федерации и субъектов РФ, разработанные Минэкономразвития и региональными органами исполнительной власти субъектов РФ в соответствии с целями социально-экономического развития страны и отдельного региона на предстоящий период, включающих следующие прогнозные показатели:

- Валовый региональный продукт;
- Индекс физического объема ВРП;
- Индекс потребительских цен (ИПЦ).

Выбор данных показателей для формирования сценарных вариантов обусловлен тем, что ключевым фактором, определяющим развитие электросетевого комплекса, является перспективный уровень спроса на услуги по передаче электрической энергии (мощности), обусловленный перспективами социально-экономического развития соответствующей территории обслуживания электросетевых организаций.

2) *Моделирование основных параметров*, которое осуществляется на основе соответствующих сценарным условиям количественных характеристик социально-экономического развития Российской Федерации в плановом периоде с использованием выявленных экономических зависимостей. Основные параметры моделирования развития электросетевого комплекса РФ отражают следующие прогнозируемые количественные показатели:

- электропотребление региона;
- объем передачи электрической энергии (котловой);
- доля передачи электроэнергии по сетям в общем электропотреблении региона;
- количество условных единиц обслуживания доминирующей в регионе сетевой компании;
- подконтрольные затраты доминирующей сетевой компании на единицу обслуживания;
- инвестиции доминирующей в регионе сетевой компании (без НДС);
- средний котловой тариф на передачу электроэнергии по региону;
- валовая выручка от передачи электрической энергии (котловая);
- мультипликатор «Капитализация/Выручка»;
- величина рыночной капитализации МРСК.

На примере регионов Центрального федерального округа разработано несколько вариантов развития электросетевого комплекса соответствующих регионов.

Базовый вариант прогноза развития электросетевого комплекса характеризует основные тенденции и параметры развития электросетевого комплекса в условиях прогнозируемого изменения внешних и внутренних факторов при сохранении основных тенденций, наблюдаемых в базовом периоде.

Целевой вариант прогноза развития электросетевого комплекса характеризует параметры, как социально-экономического развития Российской Федерации, так и субъектов РФ, достижение которых возможно при условии реализации целей социально-экономического развития Российской Федерации и субъектов РФ, а также при условии реализации приоритетов социально-экономической политики Правительства Российской Федерации и органов исполнительной власти субъектов РФ.

Построенная трехфакторная модель среднего котлового тарифа позволяет оценить обоснованность величины необходимой валовой выручки электросетевых компаний с точки зрения «усредненной электросетевой компании» региона, а также выявить электросетевые компании, имеющие региональные особенности функционирования, вследствие которых их средний тариф значительно отличается от рассчитанного по модели. Результат моделирования развития электросетевого

комплекса на примере регионов Центрального федерального округа РФ показал, что все регионы подразделяются на 2 группы:

Группа 1. Регионы, прогнозные значения ключевых показателей доминирующих электросетевых компаний которых оказались близки показателям «среднего» региона России (Костромская область, Рязанская область, Смоленская область, Тамбовская область, Ярославская область).

Группа 2. Регионы, прогнозные значения ключевых показателей доминирующих электросетевых компаний которых сильно отличались от «среднего» региона России, т.е. смоделированные величины показателей существенно отличаются от фактических параметров. Внутри данной группы можно выделить регионы с результатами прогнозирования выше фактических значений (Белгородская область, Брянская область, Ивановская область), так и ниже фактических значений (Владимирская область, Воронежская область, Калужская область, Курская область, Липецкая область, Московская область, Орловская область, Тверская область, Тульская область, г. Москва).

Рассмотрим результаты моделирования наиболее характерных представителей выделенных групп регионов.

Костромская область (группа 1, результаты прогнозирования близки «среднему» региону). Результаты прогнозирования показателей развития электросетевого комплекса Костромской области в базовом и целевом вариантах представлены в таблице 1.

Для величины валового регионального продукта Костромской области в сопоставимых ценах, как в базовом, так и в целевом варианте прогноза была характерна тенденция к росту. Средний темп прироста валового регионального продукта Костромской области в сопоставимых ценах в базовом варианте составил 1,5%, в целевом – 2,4%.

Таблица 1 – Фактические и прогнозные значения технико-экономических показателей деятельности электросетевого комплекса Костромской области

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	Прогноз					
											2016 г.		2017 г.		2018 г.	
											Базовый вариант	Целевой вариант	Базовый вариант	Целевой вариант	Базовый вариант	Целевой вариант
Подсистема «Электропотребление региона»																
1	Валовой региональный продукт (ВРП) в сопоставимых ценах (2008 г.)	млн руб.	81 041	73 099	77 704	80 734	84 044	85 978	86 321	83 904	84 660	85 247	86 183	87 378	87 735	90 174
2	Валовой региональный продукт (ВРП) в текущих ценах	млн руб.	81 041	78 921	98 131	116 630	130 840	139 016	146 311	162 888	177 666	177 666	194 610	192 302	211 584	208 048
3	Индекс физического объема ВРП	%	103,90	90,20	106,30	103,90	104,10	102,30	100,40	97,20	100,90	101,60	101,80	102,50	101,80	103,20
4	Электропотребление региона	млн кВт-ч	3 682	3 649	3 571	3 537	3 570	3 453	3 617	3 579	3 342	3 551	3 317	3 552	3 290	3 576
5	Удельная электроемкость на единицу ВРП в ценах 2008 г.	кВт-ч/тыс. руб.	45,4	49,9	46,0	43,8	42,5	40,2	41,9	42,7	39,5	41,7	38,5	40,7	37,5	39,7
6	Объем передачи электрической энергии (котловой)	млн кВт-ч	2 568	2 391	2 507	2 409	2 487	2 384	2 346	2 323	2 195	2 305	2 162	2 306	2 129	2 321
7	Доля передачи электроэнергии по сетям в общем электропотреблении региона	%	69,74	65,54	70,21	68,10	69,65	69,05	64,84	64,92	65,66	64,92	65,19	64,92	64,73	64,92
Подсистема «Выручка электросетевого комплекса региона»																
8	Количество условных единиц обслуживания доминирующей в регионе сетевой компании	у.е.	-	-	-	-	-	93 820	93 670	93 410	93 410	93 410	93 410	93 410	93 410	93 410
9	Удельная загрузка оборудования сетевой компании	тыс. кВт-ч / у.е.	-	-	-	-	-	25,4	25,0	24,9	23,5	24,7	23,2	24,7	22,8	24,8
10	Подконтрольные затраты доминирующей сетевой компании	млн руб.	-	-	-	-	-	-	1 152	1 165	1 252	1 252	1 321	1 316	1 385	1 369
11	Индекс потребительских цен (ИПЦ)	%	113,3	108,8	110,9	105,7	107,5	107,4	111,0	112,9	107,5	107,5	105,5	105,1	104,8	104,0
12	Удельные подконтрольные затраты на единицу обслуживания	млн руб./у.е.	-	-	-	-	-	-	12,3	12,5	13,4	13,4	14,1	14,1	14,8	14,7
13	Инвестиции доминирующей в регионе сетевой компании (без НДС)	млн руб.	453	227	367	1 037	1 193	1 209	847	759	1 190	1 190	1 265	1 265	1 321	1 321
14	Удельные инвестиции доминирующей в регионе сетевой компании	млн руб./у.е.	-	-	-	-	-	12,89	9,04	8,13	12,74	12,74	13,54	13,54	14,14	14,14

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	Прогноз					
											2016 г.		2017 г.		2018 г.	
											Базовый вариант	Целевой вариант	Базовый вариант	Целевой вариант	Базовый вариант	Целевой вариант
15	Средний котловой тариф на передачу электроэнергии по региону	коп./кВт-ч	-	-	-	147	152	163	175	183	206	200	213	205	219	208
16	Валовая выручка от передачи электрической энергии (котловая)	млн руб.	-	-	-	-	3 494	3 717	3 934	4 039	4 524	4 621	4 606	4 730	4 666	4 827
Подсистема «Капитализация электросетевого комплекса»																
17	Мультипликатор «Капитализация / Выручка»	пп.	-	-	-	-	-	-	-	-	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124
18	Прогноз стоимости бизнеса филиала МРСК (основной параметр)	млн. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	561	573	571	587	579	599

Источник: составлено автором

В базовом и целевом варианте прогноза для величины удельной электроемкости на единицу ВРП в сопоставимых ценах была характерна тенденция к снижению. При этом, величина рассматриваемого показателя в базовом и целевом варианте изменяется со средним темпом 4,2% и 2,4% соответственно.

Прогнозные величины электропотребления региона в базовом варианте за период 2016 – 2018 гг. сокращались в среднем на 2,8%. В целевом варианте прогноза в 2017 – 2018 гг. наблюдался незначительный рост прогнозных значений электропотребления регионов с темпом 0,3%, что связано с медленным снижением показателя удельной электроемкости на единицу ВРП в целевом варианте.

В базовом варианте прогноза наблюдается снижение доли передачи электроэнергии по сетям в общем электропотреблении региона со средним темпом 0,1% ежегодно.

В базовом варианте прогнозные величины объема передачи электрической энергии снижались в среднем на 2,9% в год. В целевом варианте прогноза в 2017 – 2018 гг. наблюдался незначительный рост прогнозных значений объем передачи электрической энергии с темпом 0,3%, что связано с медленным снижением показателя удельной электроемкости на единицу ВРП в целевом варианте.

В подсистеме «Выручка электросетевого комплекса региона» количество условных единиц обслуживания в базовом и целевом варианте прогноза определяется с учетом сохранения величины показателя 2015 г.

В базовом варианте прогноза для показателя удельной загрузки оборудования характерно ежегодное снижение в период 2016 – 2018 гг. В целевом варианте прогноза данный показатель незначительно растет в 2018 г.

В базовом варианте прогноза величина подконтрольных затрат МРСК Центра «Костромаэнерго» ежегодно увеличивается в среднем на 5,9%. В целевом варианте прогноза средний темп прироста рассматриваемого показателя равен 5,5%. Аналогично изменяются и удельные подконтрольные затраты на единицу обслуживания.

Инвестиции МРСК Центра «Костромаэнерго» в базовом и целевом варианте прогноза увеличиваются в среднем на 20,3% в год. За период 2016 – 2018 гг. в базовом и целевом варианте удельные инвестиции имеют тенденцию к росту.

Значение прогнозного среднего котлового тарифа базового варианта в 2016 г. больше фактического тарифа 2015 г. на 13%. Данный рост среднего котлового

тарифа объясняется значительными инвестициями «Костромаэнерго» в 2016 г., в последующие годы темпы роста показателя снижаются. Это дает основание сделать предположение о высокой вероятности ускоренного роста тарифа на передачу электроэнергии, и, как следствие, валовой выручки и стоимости бизнеса филиала «Костромаэнерго» в среднесрочной перспективе.

В результате использования показателя среднего котлового тарифа прогнозные величины валовой выручки от передачи электрической энергии в базовом варианте 2016 г. выше уровня 2015 г. на 12%.

Предполагается, что на всем периоде прогнозирования мультипликатор «Капитализация/Выручка» филиала «Костромаэнерго» равен 0,124, что соответствует значению данного показателя в первом полугодии 2016 г. МРСК Центра.

Для показателя прогнозной стоимости бизнеса филиала МРСК Центра «Костромаэнерго» характерна тенденция к росту в базовом и целевом варианте. В базовом и целевом варианте при реализации всех выше указанных прогнозных значений в среднем стоимость бизнеса филиала будет ежегодно увеличиваться на 1,6% и на 2,2% соответственно.

Ивановская область (группа 2, результаты прогнозирования выше фактических). Результаты прогнозирования показателей развития электросетевого комплекса Ивановской области в базовом и целевом вариантах представлены в таблице 2.

Для величины валового регионального продукта Ивановской области в сопоставимых ценах в обоих вариантах прогноза была характерна тенденция к росту. Средний темп прироста валового регионального продукта Ивановской области в сопоставимых ценах в период 2016 – 2018 гг. в базовом варианте был равен 1,7%, в целевом – 1,9%.

В базовом и целевом варианте прогноза для величины удельной электроемкости на единицу ВРП в сопоставимых ценах была характерна тенденция к снижению. Величина рассматриваемого показателя в базовом и целевом варианте изменялась со средним ежегодным темпом 2,5% и 2,2% соответственно.

Таблица 2 – Фактические и прогнозные значения технико-экономических показателей деятельности электросетевого комплекса Ивановской области

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	Прогноз					
											2016 г.		2017 г.		2018 г.	
											Базовый вариант	Целевой вариант	Базовый вариант	Целевой вариант	Базовый вариант	Целевой вариант
Подсистема «Электропотребление региона»																
1	Валовой региональный продукт (ВРП) в сопоставимых ценах (2008 г.)	млн руб.	86 980	81 066	82 525	83 020	80 031	84 113	75 617	72 971	73 117	73 117	74 579	74 283	76 667	77 188
2	Валовой региональный продукт (ВРП) в текущих ценах	млн руб.	86 980	87 062	109 885	128 905	136 115	158 229	151 047	200 667	226 629	226 629	253 122	252 118	277 904	279 792
3	Индекс физического объема ВРП	%	99,90	93,20	101,80	100,60	96,40	105,10	89,90	96,50	100,20	100,2	102,00	101,6	102,80	103,9
4	Электропотребление региона	млн кВт-ч	4 005	3 927	3 847	3 642	3 565	3 464	3 431	3 414	3 215	3 347	3 257	3 326	3 324	3 379
5	Удельная электроемкость на единицу ВРП в ценах 2008 г.	кВт-ч / тыс. руб.	46,0	48,4	46,6	43,9	44,5	41,2	45,4	46,8	44,0	45,8	43,7	44,8	43,4	43,8
6	Объем передачи электрической энергии (котловой)	млн кВт-ч	3 534	3 210	3 327	3 220	2 986	2 906	2 769	2 685	2 555	2 633	2 555	2 616	2 574	2 658
7	Доля передачи электроэнергии по сетям в общем электропотреблении региона	%	88,25	81,74	86,49	88,41	83,77	83,89	80,71	78,66	79,45	78,66	78,44	78,66	77,43	78,66
Подсистема «Выручка электросетевого комплекса региона»																
8	Количество условных единиц обслуживания доминирующей в регионе сетевой компании	у.е.	-	-	-	-	-	59 880	59 740	59 950	59 950	59 950	59 950	59 950	59 950	59 950
9	Удельная нагрузка оборудования сетевой компании	тыс. кВт-ч / у.е.	-	-	-	-	-	48,5	46,4	44,8	42,6	43,9	42,6	43,6	42,9	44,3
10	Подконтрольные затраты доминирующей сетевой компании	млн руб.	-	-	-	-	790	829	898	982	1 055	1 055	1 113	1 109	1 167	1 153
11	Индекс потребительских цен (ИПЦ)	%	114,6	108,8	112,2	106,4	107,1	107,4	112,2	113,8	107,5	107,5	105,5	105,1	104,8	104,0
12	Удельные подконтрольные затраты на единицу обслуживания	млн руб./ у.е.	-	-	-	-	-	13,8	15,0	16,4	17,6	17,6	18,6	18,5	19,5	19,2
13	Инвестиции доминирующей в регионе сетевой компании (без НДС)	млн руб.	383	243	187	479	516	264	186	134	210	210	306	306	312	312

Продолжение таблицы 2

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	Прогноз					
											2016 г.		2017 г.		2018 г.	
											Базовый вариант	Целевой вариант	Базовый вариант	Целевой вариант	Базовый вариант	Целевой вариант
14	Удельные инвестиции доминирующей в регионе сетевой компании	млн руб./у.е.	-	-	-	-	-	4,41	3,12	2,23	3,50	3,50	5,10	5,10	5,21	5,21
15	Средний котловой тариф на передачу электроэнергии по региону	коп./кВт-ч	-	-	-	72	79	89	100	107	129	126	138	136	140	137
16	Валовая выручка от передачи электрической энергии (котловая)	млн руб.	-	-	-	-	2 066	2 294	2 506	2 534	3 283	3 326	3 538	3 571	3 607	3 646
Подсистема «Капитализация электросетевого комплекса»																
17	Мультипликатор «Капитализация / Выручка»	пп.	-	-	-	-	-	-	-	-	0,071	0,071	0,081	0,081	0,095	0,095
18	Прогноз стоимости бизнеса филиала МРСК (основной параметр)	млн. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	232	235	288	291	343	347

Источник: составлено автором

Прогнозные величины электропотребления региона в базовом варианте за период 2016 – 2018 гг. сокращаются в среднем на 0,9%, в целевом варианте прогноза на 0,3%.

В базовом варианте прогноза наблюдается снижение величин доли передачи электроэнергии по сетям в общем электропотреблении региона со средним темпом 0,5% ежегодно.

В базовом варианте прогнозные величины объема передачи электрической энергии снизились в 2016 г. на 4,9% по сравнению с 2015 г., повысились на 0,8% в 2018 г. по сравнению с 2017 г. В целевом варианте рассматриваемый показатель снижается на протяжении 2016 – 2017 гг. и показывает рост в 2018 г. по сравнению с 2017 г. на 1,6%.

В подсистеме «Выручка электросетевого комплекса региона» количество условных единиц обслуживания в базовом и целевом варианте прогноза определяется с учетом сохранения величины показателя 2015 г.

В базовом и целевом варианте прогноза удельной загрузки оборудования сетевой компании в период 2016 – 2017 гг. наблюдается снижение величин рассматриваемого показателя, а в 2018 г. – рост, связанный с большим цепным темпом прироста показателя объема передачи электрической энергии в 2018 г. относительно предыдущих периодов.

В базовом варианте прогноза величина подконтрольных затрат МРСК Центра и Приволжья «Ивэннерго» ежегодно увеличивается в среднем на 5,9%, в целевом – 5,5%.

В обоих вариантах наблюдается тенденция к росту. В базовом и целевом варианте прогнозы инвестиций за 2016 – 2018 гг. имеют тенденцию к росту в среднем на 32,6% в год. Величины удельных инвестиций в электросетевой комплекс в базовом и целевом варианте прогноза за период 2017 – 2018 гг. увеличиваются.

Значение прогнозного среднего котлового тарифа базового варианта в 2016 г. выше фактического тарифа 2015 г. на 19,9%. Это говорит о том, что Ивановская область отличается от среднего региона Центрального федерального округа и может быть объяснено тем, что в данном регионе самый низкий уровень потерь электроэнергии. Поэтому средние котловые тарифы Ивановской области традиционно ниже остальных регионов округа.

Прогнозные величины валовой выручки от передачи 2016 г. выше фактического значения показателя в базовом варианте на 29,6%, в целевом – на 31,3%.

Для показателя прогнозной стоимости бизнеса филиала МРСК Центра и Приволжья «Ивэнерго» характерна тенденция к росту в базовом и целевом варианте. Средние темпы прироста за 2017 – 2018 гг. для базового и котлового вариантов равны 21,7% и 21,5% соответственно.

Курская область (группа 2, результаты прогнозирования ниже фактических значений). Результаты прогнозирования показателей развития электросетевого комплекса Курской области в базовом и целевом вариантах представлены в таблице 3.

Для величины валового регионального продукта Курской области в сопоставимых ценах, как в базовом, так и в целевом варианте прогноза была характерна тенденция к росту. Средний темп прироста валового регионального продукта Курской области в сопоставимых ценах в период 2016 – 2018 гг. в базовом варианте был равен 3,1%, в целевом – 3,3%.

В базовом и целевом варианте прогноза для величины удельной электроемкости на единицу ВРП в сопоставимых ценах была характерна тенденция к снижению со средним темпом 4,3% и 4,4% соответственно.

Прогнозные величины электропотребления региона в базовом и целевом варианте снизились в 2016 г. по сравнению с показателем 2015 г. на 5,6% и 5,5% соответственно. Однако, в последующих годах электропотребление региона увеличивается, ввиду того, что ВРП растет с большим темпом, чем падает электроемкость.

Таблица 3 – Фактические и прогнозные значения технико-экономических показателей деятельности электросетевого комплекса Курской области

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	Прогноз					
											2016 г.		2017 г.		2018 г.	
											Базовый вариант	Целевой вариант	Базовый вариант	Целевой вариант	Базовый вариант	Целевой вариант
Подсистема «Электропотребление региона»																
1	Валовой региональный продукт (ВРП) в сопоставимых ценах (2008 г.)	млн руб.	167 866	161 151	165 986	179 929	188 385	196 297	205 131	212 310	217 618	217 618	224 582	223 691	232 442	234 021
2	Валовой региональный продукт (ВРП) в текущих ценах	млн руб.	167 866	161 571	193 649	228 851	248 213	271 543	297 436	330 300	354 600	354 600	378 100	376 600	405 700	408 456
3	Индекс физического объема ВРП	%	104,10	96,00	103,00	108,40	104,70	104,20	104,50	103,50	102,50	102,5	103,20	102,8	103,50	104,6
4	Электропотребление региона	млн кВт-ч	7 593	7 467	7 806	8 056	8 249	7 964	8 451	9 068	8 559	8 551	8 618	8 566	8 696	8 727
5	Удельная электроемкость на единицу ВРП в ценах 2008 г.	кВт-ч/тыс. руб.	45,2	46,3	47,0	44,8	43,8	40,6	41,2	42,7	39,3	39,3	38,4	38,3	37,4	37,3
6	Объем передачи электрической энергии (котловой)	млн кВт-ч	5 168	4 713	4 905	5 032	5 014	5 062	5 216	5 223	4 986	4 925	4 938	4 933	4 900	5 026
7	Доля передачи электроэнергии по сетям в общем электропотреблении региона	%	68,05	63,11	62,84	62,46	60,79	63,57	61,71	57,60	58,25	57,60	57,30	57,60	56,35	57,60
Подсистема «Выручка электросетевого комплекса региона»																
8	Количество условных единиц обслуживания доминирующей в регионе сетевой компании	у.е.	-	-	-	-	-	129 450	130 300	131 930	132 796	132 796	133 668	133 668	134 546	134 546
9	Удельная загрузка оборудования сетевой компании	тыс. кВт-ч / у.е.	-	-	-	-	-	39,1	40,0	39,6	37,5	37,1	36,9	36,9	36,4	37,4
10	Подконтрольные затраты доминирующей сетевой компании	млн руб.	-	-	-	-	-	-	1 313	1 472	1 582	1 583	1 670	1 663	1 750	1 730
11	Индекс потребительских цен (ИПЦ)	%	117,5	110,9	109,5	105,5	105,8	105,9	110,9	113,9	107,5	107,5	105,5	105,1	104,8	104,0
12	Удельные подконтрольные затраты на единицу обслуживания	млн руб./у.е.	-	-	-	-	-	-	10,1	11,2	11,9	11,9	12,5	12,4	13,0	12,9
13	Инвестиции доминирующей в регионе сетевой компании (без НДС)	млн руб.	651	439	1 138	900	1 337	1 208	1 060	645	467	467	268	268	285	285
14	Удельные инвестиции доминирующей в регионе сетевой компании	млн руб./у.е.	-	-	-	-	-	9,33	8,14	4,89	3,52	3,52	2,01	2,01	2,12	2,12

Продолжение таблицы 3

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	Прогноз					
											2016 г.		2017 г.		2018 г.	
											Базовый вариант	Целевой вариант	Базовый вариант	Целевой вариант	Базовый вариант	Целевой вариант
5	Средний котловой тариф на передачу электроэнергии по региону	коп./кВт-ч	-	-	-	109	115	126	127	130	124	125	116	116	120	117
16	Валовая выручка от передачи электрической энергии (котловая)	млн руб.	-	-	-	-	4 619	6 289	6 439	6 464	6 204	6 171	5 741	5 732	5 856	5 902
Подсистема «Капитализация электросетевого комплекса»																
17	Мультипликатор «Капитализация / Выручка»	пп.	-	-	-	-	-	-	-	-	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124
18	Прогноз стоимости бизнеса филиала МРСК (основной параметр)	млн. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	769	765	712	711	726	732

Источники: составлено автором

В базовом варианте прогнозные величины объема передачи электрической энергии снижались в среднем на 2,1% в год. В целевом варианте рассматриваемый показатель увеличивается в период 2017 – 2018 гг. в среднем на 1% ежегодно. Однако, в целевом периоде показатели объема передачи электрической энергии за весь прогнозный период ниже уровня 2015 г.

В подсистеме «Выручка электросетевого комплекса региона» количество условных единиц обслуживания в базовом и целевом варианте изменяется с ежегодным темпом прироста 0,7%.

В базовом варианте прогноза для показателя удельной загрузки оборудования характерно ежегодное снижение в период 2016 – 2018 гг. на 2,7%. В целевом варианте прогноза в период 2016 – 2017 гг. наблюдалось снижение величин рассматриваемого показателя на 3,4%, а в 2018 г. – рост на 1,2%. Данное повышение связано с большим цепным темпом прироста (1,9%) показателя объема передачи электрической энергии в 2018 г. относительно предыдущих периодов.

В базовом варианте прогноза величина подконтрольных затрат МРСК Центра «Курскэнерго» ежегодно увеличивается в среднем на 5,9%, в целевом – 5,5%. Величины удельных подконтрольных затрат в базовом и целевом варианте прогноза имеют тенденцию к росту.

Инвестиции МРСК Центра «Курскэнерго» в базовом и целевом варианте прогноза снижаются в 2016 - 2017 гг. на 27,6% и на 42,6% соответственно, в 2018 г. наблюдается прироста на 6,3%.

Результаты прогнозирования среднего котлового тарифа Курской области ниже фактических величин показателя. Значение прогнозного среднего котлового тарифа базового варианта в 2016 г. меньше фактического тарифа 2015 г. на 4,1%. Снижение среднего котлового тарифа в 2016 – 2018 гг. обосновано тем, что в этот период планируется сокращение инвестиций электросетевой компании.

В результате использования показателя среднего котлового тарифа прогнозные величины валовой выручки от передачи электроэнергии 2016 г. ниже фактического значения показателя в базовом варианте на 4%, в целевом – на 4,5%.

Для показателя прогнозной стоимости бизнеса филиала МРСК Центра «Курскэнерго» характерно снижение в 2017 г. и рост в 2018 г. в базовом и целевом варианте. В обоих вариантах при реализации всех выше указанных прогнозных

значений стоимость бизнеса филиала в 2018 г. будет увеличиваться на 2% и на 3% соответственно.

Регионы, у которых завышены значения среднего котлового тарифа, отличаются от «среднего региона» России вследствие социальных и экономических особенностей. Для регионов, где средний котловой тариф на передачу электроэнергии значительно занижен по сравнению с регионами, имеющими аналогичные технико-экономические характеристики электросетевого комплекса, высока вероятность ускоренного роста тарифа на передачу электроэнергии, и, как следствие, валовой выручки и стоимости бизнеса электросетевой компании.

Заключение

Таким образом можно сделать следующие выводы:

1. Многоуровневый процесс прогнозирования развития электросетевого комплекса осуществляется на регулярной основе и предполагает вариативность построения прогнозов. Вариативность выполняемых прогнозов связана с наличием значительного числа хозяйствующих субъектов, действующих на рынке электросетевых услуг, неопределенностью макроэкономических факторов и связанных с ними перспектив энергопотребления.

2. Методологические подходы к прогнозированию перспективного развития отличаются в разных странах. Даже в рамках одной страны подходы и применяемые методы прогнозирования развиваются в соответствии с изменениями организационной структуры электросетевого комплекса и экономических условий его деятельности.

3. В российской и мировой практике можно выделить две группы методов, используемых для прогнозирования объемов энергопотребления и электрических нагрузок на средне- и долгосрочную перспективу:

– Методы, основанные на прямом подсчете планируемых электрических нагрузок и объемов электропотребления (на основе заявок на технологическое присоединение к сети, проектных данных, удельных укрупненных показателей).

– Методы, основанные на выявлении статистических закономерностей (на основе выявления тенденций развития, связей между параметрами развития электросетевого комплекса и макроэкономическими параметрами).

4. Все прогнозы развития распределительного электросетевого комплекса базируются на прогнозировании потребности экономики в электрической энергии, которая характеризуется показателем «электропотребление». В Российской Федерации все существующие прогнозы развития электросетевого комплекса исходят из излишне оптимистичных параметров спроса на электрическую энергию, и не подтверждаются фактическими данными.

Указанные прогнозы, как правило, не учитывают цикличность экономического развития и вероятность стагнации и спада экономики, и как следствие, сокращение энергопотребления.

5. Существенные отклонения фактических параметров развития электроэнергетики от их прогнозных значений связаны, в том числе, со следующими факторами:

– изменением макроэкономической ситуации в связи с ухудшением конъюнктуры на сырьевых и финансовых рынках, введением рядом государств экономических санкций в отношении Российской Федерации, в результате чего не достигнуты ранее планировавшиеся показатели темпов роста экономики, и как следствие, спроса на электроэнергию;

– сокращением объемов инвестиций в электросетевой комплекс вследствие снижения возможностей бюджетной поддержки реализации инвестиционных программ, ограниченными возможностями увеличения тарифов на услуги, оказываемые предприятиями электросетевого комплекса, недостатком тарифной выручки электросетевых компаний в условиях неполной компенсации выпадающих расходов, предоставления льготных тарифов отдельным категориям потребителей;

– несовершенством методологии прогнозирования развития электросетевого комплекса;

– заинтересованности электросетевых компаний в расширении объемов утверждаемых инвестиционных программ и учете при тарифном регулировании соответствующих расходов.

6. Не подтвердившиеся завышенные прогнозы по перспективному энергопотреблению, наряду с завышенными прогнозами выбытия генерирующих и сетевых мощностей, привели к появлению неэффективных избыточных недогруженных мощностей (как в генерации, так и в электросетевом комплексе), механизм их вывода либо перераспределения не урегулирован, приводит к существенной дополнительной нагрузке на тариф для конечных потребителей электроэнергии.

7. Прогнозирование усложняется отсутствием в настоящее время единой системы сбора и агрегирования отраслевой отчетности в электроэнергетике. После завершения либерализации электроэнергетического сектора, а также прекращения деятельности ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» (ЗАО «АПБЭ»), отсутствует консолидированная отчетная информация о результатах деятельности электроэнергетической отрасли (за исключением данных Росстата, ведущего мониторинг лишь по ограниченному количеству показателей). Показатели

деятельности отрасли формируются рядом организаций независимо друг от друга и не дают полной картины состояния и развития электроэнергетики, в том числе электросетевого комплекса в целом по Российской Федерации.

8. При конкретизации состава раскрываемой информации в соответствии со Стандартами раскрытия, отдельными сетевыми компаниями применяются различные подходы к пониманию содержания и методологии определения подлежащей раскрытию информации. Это, во многих случаях, затрудняет либо делает невозможным сопоставление между собой информации, раскрытой различными сетевыми компаниями, а также консолидацию раскрываемой информации на уровне регионов, федеральных округов и Российской Федерации в целом для последующего анализа.

9. Доминирующие в регионах Российской Федерации электросетевые компании (и филиалы межрегиональных сетевых компаний) являются «котлодержателями», валовая выручка которых включает средства на оплату услуг других территориальных сетевых компаний (ТСО) и, по сути, в целом характеризует деятельность по передаче электрической энергии в регионе. Поэтому для поиска закономерностей между технико-экономическими показателями и моделирования функционирования распределительного электросетевого комплекса Российской Федерации, показателями деятельности ТСО можно пренебречь без ущерба для качества моделирования.

В процессе определения сценарных вариантов развития были выявлены значительные проблемы в отношении действующей системы раскрытия информации в российской электроэнергетике. Для их решения был разработан ряд рекомендаций, предполагающих, в частности:

1. Закрепление обязательности разделения данных по регионам присутствия электросетевых компаний;

2. Введение единой независимой комплексной экспертизы инвестиционных программ, включающей оценку достоверности заложенных в них прогнозов спроса, что позволит повысить качество планирования и эффективность инвестиционных расходов;

3. Повышение качества прогнозирования развития электросетевого комплекса Российской Федерации;

4. Утверждение единой для всех субъектов рынка методологии расчета числовых показателей и порядка заполнения соответствующих форм в процессе раскрытия информации;

5. Совершенствование методов и моделей, применяемых для разработки прогнозов развития электросетевого комплекса с учетом факторов риска и неопределенности, в том числе расширение использования экономико-статистических методов;

6. Разработка независимых оценочных прогнозов развития распределительного сетевого комплекса;

7. Расширение состава информации, подлежащей обязательному раскрытию субъектами рынка электрической энергии, с одновременным введением обязанности для крупных потребителей предоставления сведений, необходимых для планирования развития электрических сетей.

Список использованных источников

1. Итоги работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭК в 2015 году. Задачи на среднесрочную перспективу [Электронный ресурс] / Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/4436>, свободный – Загл. с экрана.

2. Кожуховский И.С. Создание ГИС ТЭК и повышение качества управления в энергетике [Электронный ресурс] / Международный электроэнергетический форум Режим доступа: http://rugrids-electro.ru/wp-content/uploads/2015/11/Kozhuhovskij_reg-konf.pdf, свободный – Загл. с экрана.

3. Электробаланс Российской Федерации 2005-2014гг. [Электронный ресурс] / Федеральная служба государственной статистики Российской Федерации Режим доступа: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/industrial/#, свободный – Загл. с экрана.

4. Годовой отчет ОАО «Россети» за 2014 г. [Электронный ресурс] / Официальный сайт Публичного акционерного общества «Россети» – Режим доступа: http://www.rustocks.com/put.phtml/MRKH_2014_RUS.pdf, свободный – Загл. с экрана.

5. Годовой отчет ОАО «Россети» за 2013 г. [Электронный ресурс] / Официальный сайт Публичного акционерного общества «Россети» – Режим доступа: http://www.rustocks.com/put.phtml/MRKH_2013_RUS.pdf, свободный – Загл. с экрана.

6. Годовой отчет ОАО «Холдинг МРСК» за 2012 г. [Электронный ресурс] / Официальный сайт Публичного акционерного общества «Россети» – Режим доступа: http://www.rustocks.com/put.phtml/mrkh_2012_rus.pdf, свободный – Загл. с экрана.

7. Годовой отчет ОАО «Холдинг МРСК» за 2011 г. [Электронный ресурс] / Официальный сайт Публичного акционерного общества «Россети» – Режим доступа: http://www.rustocks.com/put.phtml/mrkh_2011_rus.pdf, свободный – Загл. с экрана.

8. Годовой отчет ОАО «Холдинг МРСК» за 2010 г. [Электронный ресурс] / Официальный сайт Публичного акционерного общества «Россети» – Режим доступа: http://www.rustocks.com/put.phtml/mrkh_2010_rus.pdf, свободный – Загл. с экрана.

9. Годовой отчет ПАО «Россети» за 2015 г. [Электронный ресурс] / Официальный сайт Публичного акционерного общества «Россети» – Режим доступа: http://www.rustocks.com/put.phtml/MRKH_2015_RUS.pdf, свободный – Загл. с экрана.

10. Распоряжение Комитета по ценам и тарифам Московской области от 30.12.2014 № 186-р «Об установлении ставок платы за единицу максимальной мощности (руб./кВт), стандартизированных тарифных ставок и формулы платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, на уровне напряжения ниже 35 кВ и максимальной мощностью менее 8900 кВт к электрическим сетям сетевых организаций на территории Московской области в 2015 году» / «Ежедневные новости. Подмосковье» от 5 февраля 2015 г., № 19

11. Распоряжение Комитета по тарифам Санкт-Петербурга от 25.12.2015 №437-р об установлении платы за технологическое присоединение заявителей [Электронный ресурс]/ Официальный сайт ПАО «Ленэнерго» – Режим доступа: http://lenenergo.ru/upload/_standart/4000/2016/2.2._rasporyazhenie_kt_spb_437-r_ot_25.12.2015_ob_ustanovlenii_platy_za_tp.PDF, свободный – Загл. с экрана.

12. Приложение 3.5 к годовому отчету ПАО «МРСК Центра» за 2015 г. [Текст]/ Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра», М., 2016 - 7 с.

13. Приказ Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области от 26.12.2015 года №526-п об установлении платы за технологическое присоединение заявителей [Электронный ресурс] / Официальный сайт ПАО «Ленэнерго» – Режим доступа: http://lenenergo.ru/upload/_standart/4000/2016/2.3._prikaz_lenrtk_526-p_ot_26.12.2015_ob_ustanovlenii_platy_za_tp.PDF, свободный – Загл. с экрана.

14. Постановление РЭК Свердловской области от 24.12.2014 №230-ПК «Об утверждении стандартизированных тарифных ставок и формул платы за технологическое присоединение к электрическим сетям сетевых организаций на территории Свердловской области» [Электронный ресурс] / Официальный сайт ПАО «МРСК Урала» – Режим доступа: <https://www.mrsk-ural.ru/content/files/REKSON230i24i12i2014.pdf>, свободный – Загл. с экрана.

15. Постановление ГК «ЕТО Челябинской области» от 30.12.2014 №63/8 «Об установлении платы за технологическое присоединение к электрическим сетям филиала ОАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Урала» - «Челябэнерго» [Электронный ресурс] / Официальный сайт ПАО «МРСК Урала» – Режим доступа: https://www.mrsk-ural.ru/content/files/ЕТОСНОН63i8i30i12i_2014.pdf, свободный – Загл. с экрана.

16. Постановление РЭК Пермского края от 19.12.2014 №100-тп «Об установлении платы за технологическое присоединение к электрическим сетям филиала ОАО «МРСК Урала» - «Пермэнерго» на 2015 год [Электронный ресурс] / Официальный сайт ПАО «МРСК Урала» – Режим доступа: <https://www.mrsk-ural.ru/content/files/РЕКРКН100i19i12i2014.pdf>, свободный – Загл. с экрана.

17. Тарифные решения по плате за технологическое присоединение за 2015 г. [Электронный ресурс] / Официальный сайт ПАО «МРСК Сибири» – Режим доступа: http://www.mrsk-sib.ru/index.php?option=com_remository&func=startdown&id=10652&lang=ru17, свободный – Загл. с экрана.

18. Постановление РЭК г. Москвы от 25.12.2014 №542-тпэ «Об установлении стандартизированных тарифных ставок и ставок за 1 кВт максимальной мощности на уровне напряжения ниже 35 кВ и присоединяемой мощностью менее 8 900 кВт для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» на территории города Москвы на 2015 год» / «Вестник Мэра и Правительства Москвы», январь 2015 г., № 3

19. Годовой отчет ПАО «МРСК Сибири» по результатам работы за 2014 г. [Текст] / Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири», К., 2015 - 207 с.

20. Годовой отчет ПАО «МРСК Урала» за 2014 г. [Текст] / Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Урала», Е., 2015 - 103 с.

21. Годовой отчет ПАО «МРСК Северо-Запада» за 2014 г. [Текст] / Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Урала», СПб., 2015 - 64 с.

22. Приложение 2.3 к годовому отчету ПАО «МРСК Центра» за 2014 г. [Текст] / Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра», М., 2015 - 4 с.

23. Годовой отчет ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2014 г. [Текст] / Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра и Приволжья», Н. Новгород., 2015 - 529с.

24. Годовой отчет ПАО «МРСК Волги» за 2014 г. [Текст] / Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Волги», С., 2015 - 106 с.

25. Годовой отчет ПАО «МРСК Юга» по результатам работы за 2014 г. [Текст] / Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Юга», Ростов-н/д., 2015 - 240 с.

26. Годовой отчет ПАО «МРСК Северного Кавказа» за 2014 г. [Текст] / Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Северного Кавказа», П., 2015 - 239 с.

27. Годовой отчет ПАО «МОЭСК» за 2014 г. [Текст] / Публичное акционерное общество «Московская объединенная электросетевая компания», М., 2015 - 98 с.

28. Годовой отчет ПАО «Ленэнерго» за 2014 г. [Текст] / Публичное акционерное общество «Ленэнерго», СПб., 2015 - 283 с.

29. Годовой отчет АО «Тюменьэнерго» за 2014 г. [Текст] / Открытое акционерное общество «Тюменьэнерго», Сургут, 2015 - 237 с.

30. Годовой отчет ПАО «Кубаньэнерго» за 2014 г. [Текст] / Публичное акционерное общество «Кубаньэнерго», Краснодар, 2015 - 150 с.

31. Годовой отчет ПАО «Томская распределительная компания» по результатам за 2014 финансового года [Текст] / Публичное акционерное общество «Томская распределительная компания», Томск, 2015 - 268 с.

32. Годовой отчет АО «Янтарьэнерго» за 2014 г. [Текст] / Акционерное общество «Янтарьэнерго» Калининград, 2015 - 234 с.

33. Приказ Службы по тарифам Иркутской области от 26 декабря 2014 года № 767-спр «Об установлении единых «котловых» тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Иркутской области с 1 января 2015 г.» [Электронный ресурс] / Консорциум «Кодекс» электронный фонд правовой и

нормативно-технической документации – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/423907270> , свободный – Загл. с экрана.

34. Приказ Службы по тарифам Иркутской области от 19 декабря 2013 года № 256/1-спр «Об установлении единых «котловых» тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Иркутской области с 1 января 2014 г.» [Электронный ресурс] / Консорциум «Кодекс» электронный фонд правовой и нормативно-технической документации – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/460271162>, свободный – Загл. с экрана.

35. Приказ Департамента по тарифам Новосибирской области от 26 июня 2014 г. № 111-ЭЭ «Об установлении (пересмотре) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Новосибирской области, установленных на долгосрочный период регулирования» [Электронный ресурс] / Департамент по тарифам Новосибирской области – Режим доступа: [http://www.tarif.nso.ru/sites/tarif.nso.ru/wodby_files/files/migrate/deyatelnost/tarif/elektro/Documents/2014/Prikaz %20no %20111-EE %20ot %2026.06.2014.pdf](http://www.tarif.nso.ru/sites/tarif.nso.ru/wodby_files/files/migrate/deyatelnost/tarif/elektro/Documents/2014/Prikaz%20no%20111-EE%20ot%2026.06.2014.pdf) , свободный – Загл. с экрана.

36. Постановление Департамента государственного регулирования цен и тарифов Курганской области от 19 декабря 2013 года № 45-114 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Курганской области» [Электронный ресурс] / Департамент государственного регулирования цен и тарифов Курганской области – Режим доступа: http://encosts.ru/mediacontent/files/45_144_19.12.2013.PDF , свободный – Загл. с экрана.

37. Постановление Департамента государственного регулирования цен и тарифов Курганской области от 22 мая 2015 года № 15-1 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Курганской области» [Электронный ресурс] / Консорциум «Кодекс» электронный фонд правовой и нормативно-технической документации – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/428549247> , свободный – Загл. с экрана.

38. Постановление Государственного комитета Республики Башкортостан по тарифам от 19 декабря 2013 года № 812 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Башкортостан» [Электронный ресурс] / ПАО «Энергетическая сбытовая компания

Башкортостана» – Режим доступа: <https://www.bashesk.ru/company/information/2148/>, свободный – Загл. с экрана.

39. Постановление Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам от 24 декабря 2012 г. № 3-18/э «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям сетевых организаций на территории Республики Татарстан» [Электронный ресурс] / Консорциум «Кодекс» электронный фонд правовой и нормативно-технической документации – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/463300615>, свободный – Загл. с экрана.

40. Постановление Департамента по тарифам Приморского края от 20 декабря 2013 года № 81/2 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Приморского края на 2014 год» [Электронный ресурс] / Консорциум «Кодекс» электронный фонд правовой и нормативно-технической документации – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/410801516>, свободный – Загл. с экрана.

41. Основные финансовые показатели, ежеквартальный мониторинг о динамике и структуре затрат за 2007-2016 гг. [Электронный ресурс] / Открытое акционерное общество «Дальневосточная распределительная сетевая компания» – Режим доступа: http://drsk.ru/zatraty_kompanii.html, свободный – Загл. с экрана.

42. Сахалинэнерго подключило стройплощадку Сахалинской ГРЭС-2 к энергоснабжению [Электронный ресурс] / Официальный сайт energotrading.com Режим доступа: <http://energotrading.com/novosti-energetiki/4519-.html> , свободный – Загл. с экрана.

43. Годовой отчет ПАО «МОЭСК» за 2014 г. [Электронный ресурс] / Официальный сайт ПАО «МОЭСК» Режим доступа: http://www.moesk.ru/upload/iblock/7f8/moesk_2014_rus.pdf , свободный – Загл. с экрана.

44. Годовой отчет ПАО «Ленэнерго» за 2014 г. [Электронный ресурс] / Официальный сайт ПАО «Ленэнерго» Режим доступа: http://upld.lenenergo.ru/iblock/245/245e0bb94798ed5493abd887f7068f0b/lenenergo_14_rus.pdf , свободный – Загл. с экрана.

45. Годовой отчет ПАО «РАО ЭС Востока» за 2014 г. [Электронный ресурс] / Официальный сайт ПАО «Ленэнерго» Режим доступа: http://www.rao-esv.ru/upload/medialibrary/e9d/godovoy_otchet_2014.pdf, свободный – Загл. с экрана.

46. Годовой отчет ПАО «МРСК Северного Кавказа» за 2014 г. [Электронный ресурс] / Официальный сайт ПАО «МРСК Северного Кавказа» Режим доступа: http://www.mrsk-sk.ru/shareholders_and_investors/raskrytie_informatsii/godovye_otchety/, свободный – Загл. с экрана.

47. Пресс-релиз ПАО «Ленэнерго» по финансовой отчетности за 6 месяцев 2015 года, составленную в соответствии с РСБУ [Электронный ресурс] / Официальный сайт ПАО «Ленэнерго» Режим доступа: <http://www.lenenergo.ru/shareholders/investors/ir/54908/>, свободный – Загл. с экрана.

48. Годовой отчет ПАО «МРСК Сибири» по результатам работы за 2014 г. [Текст] / Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири», К., 2015 - 207 с.

49. Годовой отчет ПАО «МРСК Урала» за 2014 г. [Текст] / Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Урала», Е., 2015 - 103 с.

50. Годовой отчет ПАО «МРСК Северо-Запада» за 2014 г. [Текст] / Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Урала», СПб., 2015 - 64 с.

51. Годовой отчет ОАО «Сетевая компания Татэнерго» за 2014 г. [Текст] / Открытое акционерное общество «Сетевая компания», Казань, 2015 - 188 с.

52. Годовой отчет ОАО «ИЭСК» за 2014 г. [Текст] / Открытое акционерное общество «Иркутская электросетевая компания», Иркутск, 2015 - 56 с.

53. Годовой отчет ОАО «РЭС» за 2014 г. [Текст] / Открытое акционерное общество «Региональные электрические сети», Новосиб., 2015 - 184 с.

54. Годовой отчет ОАО «Курганэнерго» за 2014 г. [Текст] / Открытое акционерное общество «Курганэнерго», Курган, 2015 - 69 с.

55. Годовой отчет ОАО «БЭСК» за 2014 г. [Текст] / Открытое акционерное общество «Башкирская электросетевая компания», Уфа, 2015 - 62 с.

56. Антонов Н.В., Проблемы средне- и долгосрочного прогнозирования электропотребления в России. Открытый семинар «Анализ и прогноз развития отраслей топливно-энергетического комплекса» (семинар А.С. Некрасова) [Текст] /

Российская академия наук. Институт народнохозяйственного прогнозирования, М., 2015 – 57 с.

57. Экспертное заключение «Схемы и Программы развития Единой энергетической системы России на 2013 – 2019 гг.» утвержденной Минэнерго, апрель 2013 г. [Текст] / Сообщество Потребителей Электроэнергии (СПЭ), М., 2013 – 152 с.