



ОТЧЕТ
«О СИТУАЦИИ С ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕМ
В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»

МОСКВА
2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ОСНОВНЫЕ ТЕЗИСЫ	4
1. НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА ОТРАСЛИ.....	9
2. ПРИЧИНЫ КОНФЛИКТНЫХ СИТУАЦИЙ В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ... ..	12
2.1. Группа конфликтов «Регулирование тарифов для теплоснабжающих организаций»	12
2.2. Группа конфликтов «Меры по социальной поддержке незащищенных групп населения в субъекте Федерации»	14
2.3. Группа конфликтов «Права и обязанности собственников энергоактивов»	14
2.4. Группа конфликтов «Скоординированность механизмов территориального и инвестиционного планирования для обеспечения сбалансированного развития систем теплоснабжения с учетом перспективных потребностей».....	15
3. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ РФ	19
3.1. Анализ достаточности инвестиций в теплогенерирующее оборудование с точки зрения тарифного регулирования	21
3.2. Анализ достаточности инвестиций в теплогенерирующее оборудование с точки зрения физической надежности оборудования	32
3.3. Анализ достаточности инвестиций в теплогенерирующее оборудование с точки зрения физической надежности оборудования	34
4. НАПРАВЛЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА	40
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	47

ВВЕДЕНИЕ

Целью настоящей работы является выявление комплекса причин, приведших к текущей ситуации с теплоснабжением в Российской Федерации.

В работе делается анализ текущего состояния отрасли и предположения о динамике ситуации в будущем. Настоящий отчёт содержит проработку следующих разделов ТЗ:

- анализ существующей нормативной базы, касающейся теплоснабжения;
- анализ практики управления системой теплоснабжения в регионах;
- экспертная оценка технического состояния теплогенерирующих компаний РФ по типам объектов (теплоэлектростанции ТЭК и котельные): уровень обеспеченности тарифами текущих затрат; уровень изношенности основных фондов; уровень аварийности; достаточность проведенных ремонтов;
- определение основных рисков функционирования систем теплоснабжения в регионах РФ на перспективу.

ОСНОВНЫЕ ТЕЗИСЫ

В работе выявлен комплекс причин, приведших к критической ситуации с теплоснабжением в Российской Федерации.

1. Тепловая энергетика России в настоящий момент функционирует фактически без какой-либо системы долгосрочного планирования своего развития. Регулирование данной сферы отнесено в основном к полномочиям муниципальных властей, которые оказались в большинстве случаев не в состоянии принимать долгосрочные стратегические решения, довольствуясь лишь краткосрочными задачами по сдерживанию роста тарифов. Основные причины: отсутствие у муниципальных властей заинтересованности, низкий уровень ответственности за надежность теплоснабжения.
2. Нормативно-правовая база функционирования тепловой энергетике сформирована не в пользу частных компаний, которые оказываются в заведомо невыгодном положении. Неравное распределение возможностей, прав и обязанностей сторон, государственных органов власти и бизнеса, - подрывает экономическую основу отрасли, которая не имеет финансовой базы для расширенного воспроизводства. При индексации «от достигнутого», применяемой в каждом методе тарифного регулирования, осуществляется фиксация и пролонгация существующей неэффективности – выигрывают наименее эффективные. Существующий подход фиксирует долгосрочную необходимую валовую выручку (НВВ) для каждой теплоснабжающей организации. В итоге сам тариф на тепло не долгосрочный и не предсказуемый для потребителя. Бизнес теплоснабжения убыточен. Регулируется каждая отдельная теплоснабжающая организация. Нет единого центра ответственности: перед потребителем в итоге никто не отвечает за качество и надежность, никто не заинтересован эффективно распределять нагрузку внутри системы централизованного теплоснабжения, т.к. эффект экономии изымается регулятором. Потребитель оплачивает расходы каждой теплоснабжающей организации в системе, независимо от их количества и востребованности. Государство ограничивает только темп роста тарифа. Но в отсутствие понятных ценовых индикаторов это не

защищает потребителя. Недовольны все: тарифы растут, но инвестиций нет. Теплоснабжение убыточно, хотя существует стабильный спрос.

3. Электростанции (ТЭЦ) играют важную роль в структуре централизованного теплоснабжения потребителей России, однако их доля медленно, но неуклонно снижается из-за неоптимальных тарифных и институциональных условий работы местных рынков тепла. Ситуация усугубляется и общей тенденцией медленного снижения спроса на тепло. Продажи тепла электростанциями ТЭК дают от четверти до половины суммарной выручки компаний. Поэтому тарифная политика региональных властей, приводящая к хронической убыточности ТЭЦ по теплу (в среднем -6... -8%), существенно ухудшает финансовые показатели и собственные инвестиционные возможности компаний.
4. Сейчас в разработке находится законопроект об альтернативной котельной. Предельные цены, установленные по принципу альтернативной котельной, рассчитываются на уровне стоимости строительства нового автономного источника тепла (котельной) на определенной территории. Любая единая теплоснабжающая организация (ТЭЦ, котельная, теплосетевая компания) сможет применять такую цену в отношениях с потребителями. Появляется источник для инвестиций. При этом внутри одной системы теплоснабжения предусматривается конкуренция по цене между источниками и возможность приобретать тепловую энергию в большем объеме у источника с низкой себестоимостью.
5. Применение существующего метода регулирования приводит к повышению цен в сфере теплоснабжения для потребителей. Людям, которые реально не могут платить, надо помогать по схеме социальной адресной помощи. Такая социальная адресная помощь должна работать для той части населения, кто живет ниже черты прожиточного минимума. Надо совершенствовать механизмы оказания помощи конкретным семьям, конкретным людям. Но для развития экономики мы должны ориентироваться на трудоспособное население, создавать высокопроизводительные рабочие места, чтобы люди могли зарабатывать, и им хватало на то, чтобы в полном объеме платить за электроэнергию, за газ, и другие энергоресурсы, и при этом нормально жить.

6. Дополнительным негативным фактором является и низкая конкурентоспособность части ТЭЦ на рынке электрической мощности. Из-за высоких эксплуатационных затрат около 7 ГВт мощностей ТЭЦ не прошли конкурентный отбор, но не могут быть закрыты по условиям обеспечения теплоснабжения. Потребители несут финансовое бремя по оплате этой мощности, а на регионы ложатся дополнительные инвестиционные обязательства в течение 3 лет обеспечить реализацию альтернативных решений по замещению этих ТЭЦ новыми котельными или электростанциями.
7. Сложившаяся ценовая ситуация привела к снижению годовых инвестиций ТГК в реальном выражении на 30% в период 2010-2014 гг. В условиях ограниченных собственных финансовых ресурсов для реализации инвестпроектов ТГК вынуждены идти на активное и зачастую чрезмерное привлечение внешних ресурсов. В результате уже сейчас многие компании достигли или превысили разумные пределы кредитной нагрузки (в среднем по ТГК он вырос с 2,5 в 2010 г. до 3,8 в 2014 г.). Реализовав ряд проектов по инвестиционным обязательствам, большинство из них не в состоянии продолжать активное инвестирование, необходимое для модернизации и обновления оборудования существующих ТЭЦ.
8. Сохранение ТГК в качестве активных участников рынка будет связано со стабильно высокой инвестиционной нагрузкой на компании в ближайшие 10-15 лет. К 2020 году 26-28 ГВт мощностей действующих ТЭЦ в ЕЭС России выработают парковый ресурс и потребуют инвестиционных решений по модернизации или замене оборудования. При существующей интенсивности инвестиционной программы (около 2 ГВт/год) для обновления этих мощностей потребуется не 5, а целых 13-14 лет; при этом за следующие 5 лет инвестиционных решений потребуют еще 10 ГВт мощностей действующих ТЭЦ.
9. Наиболее критическими с точки зрения выработки ресурса являются угольные ТЭЦ, оборудование которых более старое и в последние годы обновлялось с минимальными темпами. К 2020 году 41 % ТЭЦ (или около 11 ГВт), запроектированных на уголь, выработают парковый ресурс. Географически наиболее критичными являются регионы Уральского ФО,

где к 2020 году 48% мощностей ТЭЦ (около 7 ГВт) достигнут паркового ресурса, а также Южного и Приволжского ФО, где в ближайшие 5 лет потребуются инвестиционные решения по 43 % действующих ТЭЦ (2 и 8,2 ГВт соответственно). При этом в 18 субъектах РФ к 2020 году доля мощностей ТЭЦ, по которым надо принимать инвестиционные решения в ближайшие 5 лет, превышает 50% от существующей, а кое-где достигает 75-87%.

10. В условиях стагнации спроса на тепло модернизация или замена оборудования на существующих ТЭЦ является главным инвестиционным приоритетом. Развитие новых ТЭЦ будет иметь ограниченный и точечный характер – прежде всего в районах новой массовой застройки. Однако обновление действующих электростанций не должно быть тотальным и учитывать экономические и балансовые реалии. Так, из оборота должны быть выведены неэффективные электростанции, имеющие сейчас статус «вынужденных по теплу»; снижение объемов ТЭЦ обоснованно в зонах с серьезным сокращением спроса из-за ухода крупных промышленных потребителей тепла.
11. В условиях ужесточения ценовых ограничений на рынке электроэнергии и мощности для повышения инвестиционной привлекательности и финансовой устойчивости ТГК критически необходим переход к новой системе ценообразования на тепло. Сохранение существующих тенденций на рынке тепла без финансовой возможности продолжать масштабную модернизацию приведет к прогрессирующему старению оборудования, нарастанию рисков его надежной работы. Проблема касается не только генерирующих мощностей, но и сетевой инфраструктуры по передаче тепла от ТЭЦ к потребителям.
12. Лишь за год количество тепловых сетей ТГК с превышенным нормативным сроком эксплуатации выросло на 3,6%, а количество аварийных ситуаций на магистральных тепловых сетях в течение отопительного периода 2014-2015 гг. увеличилось на 16 % по сравнению отопительным периодом 2013-2014 гг. При этом количество не отражаемых данной статистикой более мелких, локальных нарушений в распределительных тепловых сетях, на порядки выше.

13. Помимо высокого износа, тепловые сети в России имеют кратно более высокие показатели потерь тепла и аварийности на 1 км по сравнению с аналогичными зарубежными системами теплоснабжения.
14. На передачу и распределение тепла приходится до половины затрат и более половины инвестиций в сфере теплоснабжения. Очевидно, что деградация производственного потенциала ТЭЦ в условиях хронической убыточности на рынке тепла может привести к перераспределению тепловой нагрузки на котельные и потребует еще более масштабной модернизации и переконфигурации тепловых сетей. Это в итоге заставляет снова возвращаться к вопросу новой ценовой политики на рынке тепла и хозяйственной модели управления теплоснабжением, создающей, с одной стороны, базу для дополнительных инвестиционных ресурсов (собственных и внешних), а с другой стороны – обеспечивающей сдерживание роста удельных операционных и инвестиционных затрат на единицу продукции, доводимой потребителям с меньшими потерями и более высокой надежностью.

1. НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА ОТРАСЛИ

Основой теплоэнергетики являются тепловые электростанции (ТЭС), использующие органическое топливо (преимущественно газ, уголь и мазут как резервное топливо). В крупных населенных пунктах чаще всего строят теплофикационные электростанции или теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), снабжающие потребителей не только электроэнергией, но и теплом, а вблизи мест с дешевым топливом – конденсационные электростанции, предназначенные для выработки только электроэнергии.

Частью теплоэнергетики является отрасль жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ), потребляющая тепловую энергию для отопления и горячего водоснабжения. Границу между теплоэнергетикой и сферой ЖКХ условно возможно провести по видам потребителей. Физические лица, проживающие в многоквартирных домах, составляют основу потребителей ЖКХ.

При реорганизации РАО «ЕЭС России» теплогенерирующие активы были распределены между оптовыми генерирующими компаниями (ОГК) и территориальными генерирующими компаниями (ТГК). В ОГК вошли электростанции, работающие по конденсационному циклу, в ТГК – теплофикационные электростанции, находящиеся в основном в городах.

Кроме ОГК и ТГК в субъектах Российской Федерации работают иные независимые производители, эксплуатирующие теплогенерирующее оборудование, владельцами которых являются как муниципальные образования, так и прочие субъекты рынка.

Ключевым нормативным актом, определяющим основные направления государственного регулирования сферы теплоснабжения, является Федеральный закон от 27 июля 2010 года N 190-ФЗ «О теплоснабжении».

Предметом регулирования закона являются:

- производство, передача, потребление тепловой энергии, тепловой мощности, теплоносителя с использованием систем теплоснабжения;
- создание, функционирование, развитие систем теплоснабжения;

- полномочия органов государственной власти, органов местного самоуправления поселений, городских округов по регулированию и контролю в сфере теплоснабжения;
- права и обязанности потребителей тепловой энергии, теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций.

Закон является логическим продолжением развития отношений в сфере теплоснабжения, заложенными Федеральным законом от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ «Об электроэнергетике», при том, что современная система отопления в России организована как система централизованного теплоснабжения.

Экономическая модель ценообразования и тарифообразования регулируется постановлением Правительства РФ от 22 октября 2012 г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».

Инвестиционная деятельность и территориальное планирование по созданию, функционированию, развитию систем теплоснабжения регулируется постановлением Правительства РФ от 31 декабря 2009 г. N 1225 «О требованиях к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности» и постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения». Постановление Правительства 410 от 05.05.2014 "О порядке согласования и утверждения инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, а также требований к составу и содержанию таких программ (за исключением таких программ, утверждаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике)".

Мотивация к энергосбережению регламентирована в Федеральном законе от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Техническое регулирование качества поставляемого коммунального ресурса и правила предоставления коммунальных услуг регламентируются постановлением Правительства РФ от 6 мая 2011 г. N 354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов».

Информационная прозрачность деятельности субъектов отрасли регулируется постановлением Правительства РФ от 30 декабря 2009 г. N 1140 «Об утверждении стандартов раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющими деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии».

Поскольку теплоэнергетика находится в законодательном поле смежных отраслей ЖКХ, некоторые вопросы законодательно регулируются нормативными актами жилищного, коммунального и строительного законодательства:

- Жилищный кодекс от 29 декабря 2004 г. N 188-ФЗ.
- Федеральный закон от 29 декабря 2004 г. N 189-ФЗ «О введении в действие Жилищного кодекса Российской Федерации».
- Федеральный закон от 7 декабря 2011 г. N 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении».

2. ПРИЧИНЫ КОНФЛИКТНЫХ СИТУАЦИЙ В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Специфическая особенность теплоснабжения состоит в том, что предприятия этой одной из самых обширных отраслей страны имеют различную форму собственности и различных собственников, относящихся к малому, среднему и крупному бизнесу; предприятия рассредоточены по всей территории страны и находятся при этом в сфере ответственности органов местного самоуправления. Таким образом, экономика объектов теплоснабжения в значительной степени зависит от исполнительных и законодательных органов власти на местах - в конкретных городах и районах, а также от политической ситуации.

Однако попытки преобразований из центра вызывают противодействие на местах, у региональных властей зачастую недостаточно стимулов для того, чтоб заниматься этим сложным и социально резонансным вопросом.

Как показал проведенный анализ, в Российской Федерации взаимодействие компаний-операторов на рынке тепла с органами власти и прокуратуры, а также тарифными регуляторами, порождает в каждом субъекте Федерации четыре группы конфликтов:

1. Регулирование тарифов теплоснабжающих организаций;
2. Меры по социальной поддержке незащищенных групп населения в субъекте Федерации;
3. Определение прав и обязанностей собственников энергоактивов;
4. Скоординированность механизмов территориального и инвестиционного планирования для обеспечения сбалансированного развития систем теплоснабжения с учетом перспективных потребностей.

2.1. Группа конфликтов «Регулирование тарифов для теплоснабжающих организаций»

Регулирование тарифов на тепловую энергию производится региональными органами исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов (далее – РЭК), являющимися структурными подразделениями Администраций субъектов РФ. Тариф на тепловую энергию регулируется в соответствии с Основами ценообразования (Федеральный закон от 30 декабря 2004 г. N 210-ФЗ «Об основах

регулирования тарифов организаций коммунального комплекса» и постановление Правительства РФ от 22 октября 2012 г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»).

Позиции губернаторов и глав РЭКов совпадают, так как и губернатор и РЭКи в первую очередь соблюдают интересы региональных администраций.

При регулировании тарифов РЭКи имеют право использовать метод экономически обоснованных затрат, но ограничены устанавливаемыми ежегодно Федеральной антимонопольной службой России (ранее – Федеральной службой по тарифам России) темпами роста тарифов для регионов. В связи с этим, в тарифы невозможно включить все те экономически обоснованные расходы, которые несут теплоснабжающие организации в процессе своей деятельности.

С судебной защитой субъектов тарифного регулирования также ситуация складывается не в пользу теплоснабжающих организаций: в последние годы четко просматривается тенденция принятия судами стороны государства в тарифных спорах. Это проявляется как принятие судебных решений, снижающих или не приводящих к возникновению финансовых обязательств бюджетов субъектов Федерации и бюджетов муниципальных образований.

Ситуация во многом обусловлена социальной политикой России: государство сдерживает уровень расходов на услуги ЖКХ в общем и тепловую энергию в частности для семейных бюджетов, но других источников восполнения выпадающих доходов субъектов рынка не предоставляет.

В ситуации дефицита финансовых ресурсов законодатель и исполнительная власть пользуются правами перекладывать часть финансовой нагрузки, связанной с исполнением социальных функций, на бизнес-структуры.

Политика искусственного сдерживания роста тарифов на коммунальные услуги путем административного давления на процесс тарифного регулирования является бесперспективной. Этот подход не только не способствует снижению нерациональных затрат, но и существенно тормозит институциональные преобразования. В конечном счете, отложенный рост тарифов все равно придется компенсировать, но уже с учетом неизбежных дополнительных потерь с точки зрения эффективности функционирования системы теплоснабжения. Экономический выигрыш может дать только реальная заинтересованность рыночных субъектов в повышении эффективности собственной деятельности.

2.2. Группа конфликтов «Меры по социальной поддержке незащищенных групп населения в субъекте Федерации»

Правительство РФ уделяет особое внимание защите уязвимых потребителей, которым могут быть недоступны коммунальные услуги по экономически обоснованным ценам (тарифам). Отсутствие системных мер по поддержке населения повышает влияние социально-политического фактора в системе теплоснабжения, а также создает угрозу для притока новых инвестиций, без которых может произойти снижение надежности и качества предоставляемых услуг в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

В то же время местные власти зачастую в большей степени замотивированы к популистским решениям по сдерживанию темпов роста тарифов «здесь и сейчас», что в долгосрочном плане оказывает отрицательное влияние на отрасль.

При этом методы, не предполагающие адресности предоставления поддержки, являются для экономики и бюджетов самыми затратными. К тому же поддержку в данном случае получает не только тот потребитель, кому она действительно необходима, но и платежеспособный потребитель.

Отсутствие адресности в поддержке эффективных производителей привело к тому, что доля электроэнергии, выработанной ТЭС общего пользования в теплофикационном режиме, снизилась с 34% в конце 1980-х г. до 28% в 2011 г.

Пережог топлива на ТЭС в сравнении с 1992 годом составляет ~37 млн.тут. в год. Количество мелких коммунальных котельных с 2000 по 2011 г. выросло на ~20%. Более чем в 1,5 раза выросло число котельных, сжигающих природный газ.

Таким образом, вместо того, чтобы поддержать человека, поддерживаются на плаву компании-владельцы коммунальных котельных с высокими издержками.

2.3. Группа конфликтов «Права и обязанности собственников энергоактивов»

Провалы с реализацией инвестиционных программ в части регулирования технических параметров теплоснабжения в значительной степени обусловлены пробелами в действующем законодательстве. Четко определены права муниципалитетов не принимать неустраивающие их инвестиционные программы, но

не дано никаких прав операторам теплового рынка отстаивать получение необходимых средств для финансирования своих планов.

Частично выявленный пробел заполняется механизмами, описанными в ФЗ «О теплоснабжении», который относит к полномочиям субъектов РФ лишь установление тарифов и контроль за соблюдением исполнения законодательства органами местного самоуправления.

Все полномочия по обеспечению надежного теплоснабжения потребителей возлагаются на муниципалитеты, в числе которых разработка и актуализация схемы теплоснабжения, подготовка к отопительному периоду, рассмотрение обращений потребителей и организация экспертизы и аудита по их требованию. В то же время ст.5.2 закона предусматривает возможность передачи полномочий муниципальных образований на уровень субъекта Федерации по соглашению с ним. Однако у теплового источника, инвестировавшего деньги в развитие тепловой схемы, отсутствуют законодательно закрепленные способы гарантировать возврат своих инвестиций.

2.4. Группа конфликтов «Скоординированность механизмов территориального и инвестиционного планирования для обеспечения сбалансированного развития систем теплоснабжения с учетом перспективных потребностей»

По требованию федерального законодательства в каждом городе долгосрочная схема теплоснабжения (на 15 лет), должна была быть готова еще в 2011 году, но они до сих пор (по состоянию на февраль 2016 года) не утверждены в 8 из 39 городов с населением свыше 500 тыс. человек и в 10% меньших поселений. Сейчас ответственности за отсутствие схемы нет.

Схема нужна, чтобы определить оптимальную работу системы с точки зрения технологии и экономики и рассчитать необходимые инвестиции в теплоснабжение.

Застройщики ожидают источники подключения новостроек от энергокомпаний, которые, в свою очередь, не могут эти источники предоставить, если схема теплоснабжения с инвестиционными программами энергетиков не утверждена.

Вместе с принятием схемы назначается единая теплоснабжающая организация (ЕТО) — крупнейший поставщик тепла в муниципальном образовании, владеющий источниками или магистральными теплосетями. ЕТО получает право заключать контракты с остальными поставщиками и теплосетями в пределах своего тарифа, а

потребителям гарантирует надежность теплоснабжения. Как правило, конфликты возникают из-за нежелания давать статус ЕТО крупной генерирующей компании — это грозит закрытием котельных, неэффективных на фоне крупных ТЭЦ, и ликвидацией теплосетей, принадлежащих муниципалитетам или аффилированным с ними компаниям.

Рассмотрим два примера конфликтов между владельцами ТЭЦ и котельных — принятие схем теплоснабжения в городах с населением свыше 500 тысяч жителей Красноярске и Челябинске.

Челябинск: обсуждения в 2015-2016 годах проекта схемы теплоснабжения закончились конфликтом компаний «Фортум» и «Мечел-Энерго». Челябинский филиал ООО «Мечел-Энерго» выразил протест против предложенной схемы развития городских теплосетей и выступил против озвученной представителями финского энергоконцерна идеи создания монополии по теплоснабжению Челябинска. Недовольство компании также вызвали планы по работе актива энергоконцерна «Фортум», Челябинской ТЭЦ-3: разработчик схемы теплоснабжения предложил подключить к ТЭЦ -3 потребителей Metallургического района – в ущерб планам по реконструкции.

Кроме того, представители обеих сторон конфликта заявили, что администрация Челябинска затягивает с утверждением схемы теплоснабжения Челябинска на период с 2015 по 2019 годы.

По словам энергетиков, это препятствует модернизации сетей и другого оборудования, а также может повлиять на качество оказываемых населению услуг.

Сити-менеджер, в свою очередь, заявил, что схема теплоснабжения является стратегическим объектом, который включает вопросы развития города, показывает перспективы развития системы теплоснабжения, но «никак не влияет на текущую работу организации или оказание услуг населению сегодня». «Единой теплоснабжающей организацией в Челябинске сегодня является МУП «ЧКТС», которая продает тепловую энергию непосредственно потребителям. «Фортуму» хотелось бы взять под контроль финансовые потоки продажи тепла конкретным потребителям.¹

¹ <http://chel.dk.ru/wiki/skhema-teplosnabzheniya-chelyabinska-2029>

Красноярск: в проекте схемы теплоснабжения, которая рассчитана, как и генплан города, до 2033 года предполагается, что до 2025 года в Красноярске будет закрыта большая часть действующих малых угольных котельных, а отапливать районы будут городские ТЭЦ. Руководители ряда котельных с таким планом развития отрасли не согласны.

Разработчики проекта, в частности, сообщали, что провели оценку состояния городской окружающей среды и выяснили: при закрытии котельных и перераспределении тепловой нагрузки на действующие ТЭЦ количество выбросов в окружающую среду снизится. Однако многие противники схемы уверены, что именно ТЭЦ являются основным источником загрязнения воздуха, а увлечение нагрузки только усугубит ситуацию.

Еще одним поводом для дискуссий стал вопрос стоимости тепла для конечного потребителя. Разработчики заявляют, что введение схемы и появление в дальнейшем в городе единой теплоснабжающей организации приведет к снижению тарифа, так как будут созданы конкурентные условия для тех предприятий, у которых ЕТО будет покупать теплоэнергию. Однако владельцы котельных пытаются убедить горожан в обратном. По их заявлениям, весь процесс ведет к монополизации рынка и, как следствие, росту тарифа. Кроме того, представители малых теплоэнергетических предприятий не согласны с предложенными в проекте зонами действия единых теплоснабжающих организаций, заявляя об отсутствии технологической связанности между системами теплоснабжения ТЭЦ и системами теплоснабжения ряда котельных.

В свою очередь разработчик опирается на то, что согласно федеральному закону «О теплоснабжении», приоритет в схеме отдается тем предприятиям, которые одновременно производят и тепловую, и электрическую энергию, то есть именно ТЭЦ. Владельцы котельных же задаются вопросом, что будет с их рабочим персоналом после закрытия производств.²

Резюме по п.2.4

Основной спор касается выбора теплоисточника для новых районов — ТЭЦ или котельной — и сроков перевода тепловой нагрузки с котельных на ТЭЦ. Многие

² http://fedpress.ru/news/conflict_map/socpolitical_conflicts/1429612976-konflikt-nedeli-novaya-skema-teplosnabzheniya-krasnoyarska-postavila-pod-ug

муниципалитеты, вопреки требованиям Минэнерго, лишь увеличивают нагрузку на неэффективные котельные вместо их закрытия.

В проблемных городах платежи за тепло распределяются, как правило, через владельцев и арендаторов распределительных теплосетей.

Таким образом, проведенный анализ показывает, что все конфликты в теплоснабжении сосредоточены вокруг единственного вопроса (с нашей точки зрения): кто должен нести бремя финансовых расходов по обеспечению нормального функционирования технологической цепочки «генератор-транспортёр-сбыт».

3. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ РФ

В последнее пятилетие общее потребление централизованного тепла в России, продолжая более ранние тенденции, росло существенно медленнее, чем потребление электроэнергии (табл. 1). Причины этого связаны, прежде всего, со структурной перестройкой экономики и замещением тепла в технологических процессах потребителей другими энергоносителями.

Таблица 1 – Динамика внутреннего спроса на электроэнергию и централизованное тепло в России.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Прирост за период
Электропотребление, млрд кВт.ч	978	1021	1041	1063	1055	1059	3,8,2%
Централизованное тепло, млн Гкал	1329	1340	1315	1304	1304	1300	-2,1%

Источник: Росстат РФ

Традиционно конечный спрос на тепло обеспечивается как котельными, так и электростанциями с комбинированной выработкой (ТЭЦ). Однако, несмотря на увеличение установленной мощности ТЭЦ, отпуск тепла от электростанций последовательно снижался (табл. 2). Соответственно, сокращалась и доля ТЭЦ в структуре предложения тепла потребителям. Причины этого лежат, прежде всего, в неоптимальной тарифной политике региональных властей на локальных рынках тепла, создающей неравные условия для ТЭЦ и котельных (которые, как правило, интегрированы с теплосетевыми активами муниципалитетов).

Таблица 2 – Роль электростанций в теплоснабжении потребителей России

	2010	2011	2012	2013	2014	Прирост за период
Установленная мощность ТЭЦ, млн ГВт	84,8	86,5	87,7	88,6	91,2	7,5%
Отпуск тепла от ТЭЦ, млн Гкал	618	608	610	587	589	-4,7%
Доля от суммарного производства тепла, %	46,1	46,3	46,8	45,0	45,3	

Источник: Росстат РФ

В структуре выручки ТГК доля продаж тепловой энергии достаточно значительна: по отдельным компаниям она варьируется от 22% до 48%, а в среднем по компаниям составляет 38%. Таким образом, тарифная политика на рынке тепла является очень серьезным фактором, влияющим на экономические показатели генерирующих компаний, параметры финансовой устойчивости, кредитоспособности, инвестиционной привлекательности. Как будет показано далее, результаты работы на рынке тепла оказывают серьезное влияние не только на текущие показатели финансовой успешности, но и на выбор вариантов долгосрочной бизнес-стратегии ТГК, включая расширение или снижение участия на рынке, реструктуризацию и оптимизацию активов (в т.ч. через инвестиции, слияния или разделения).

По результатам реформирования Холдинга РАО «ЕЭС России» территориальные генерирующие компании, созданные преимущественно на базе ТЭЦ бывших АО-энерго, были достаточно успешно приватизированы. В настоящее время 60% мощностей ТГК находятся под управлением частных инвесторов (Ситнез, Ренова, Онэксим, Лукойл, СГК (быв. активы СУЭК), Е4, Еп+, Фортум), около 27% мощностей контролируется компаниями с государственным участием (Газпром, РЖД) или региональными властями, около 13 % - крупными электроэнергетическими компаниями (ИнтерРАО и Русгидро), которые также являются компаниями с государственным участием. Таким образом, большая часть активов передана в управление частного капитала, и это делает особо актуальной задачу обеспечения приемлемой доходности капитала и инвестиционной привлекательности будущих вложений (табл. 3).

Таблица 3 – Структура собственности в ТГК

Компания	Мощность электростанций компании (2014 г.), ГВт	То же в % от суммарной	Основной собственник
ТГК-1	7,25	8%	Газпром
ТГК-2	3,07	3%	Частный инвестор
Мосэнерго	12,9	14%	Газпром
Квадра (ТГК-4)	3,98	4%	Частный инвестор
Т-плюс	15,7	17%	Частный инвестор
Компании бывш. ТГК-8	4,45	5%	Частный инвестор
Фортум (ТГК-10)	4,85	5%	Частный инвестор
ТГК-11	2,04	2%	ИнтерРАО
ТГК-12	4,6	5%	Частный инвестор
ТГК-13	2,9	3%	Частный инвестор
ТГК-14	0,65	1%	РЖД
ТатГК	4,17	4%	Региональное правительство
БашГК	4,16	4%	ИнтерРАО
СИБЭКО	5,35	6%	Частный инвестор
Иркутскэнерго	12,2	13%	Частный инвестор
ДГК	5,9	6%	Русгидро

Источник: публичная корпоративная отчетность

3.1. Анализ достаточности инвестиций в теплогенерирующее оборудование с точки зрения тарифного регулирования

Анализ годовой бухгалтерской отчетности ТГК показывает, что их рентабельность операционной деятельности³ в последние годы не превышала 9-10 %, что заметно ниже средней по генерации (табл. 4, рис. 1). При этом основной причиной столь низкой доходности ТГК является необоснованное тарифное регулирование по теплу. Существующий уровень тарифов на отпуск тепла явно недостаточен для поддержания нормальной рентабельности производства тепла на

³ Отношение валовой прибыли к себестоимости производства

ТЭЦ, что негативно влияет на всю экономику ТГК. Анализ рентабельности производства тепла показывает, что практически все ТГК по этому виду бизнеса работают в убыток – отрицательная рентабельность в последние годы в среднем составляла от -6 % до -8 % (табл. 4, рис. 2).

Таблица 4 – Рентабельность операционной деятельности ТГК за отчетный период (в среднем по компаниям)

	2010	2011	2012	2013	2014	Среднее за период
Рентабельность генерации в целом, %	23%	24%	19%	22%	23%	22%
Рентабельность ТГК в целом, %	6%	7%	6%	9%	10%	7%
Рентабельность ТГК по электроэнергии, %	18%	17%	16%	21%	25%	20%
Рентабельность ТГК по теплу, %	-7%	-6%	-8%	-8%	-8%	-7%

Источник: публичная корпоративная отчетность

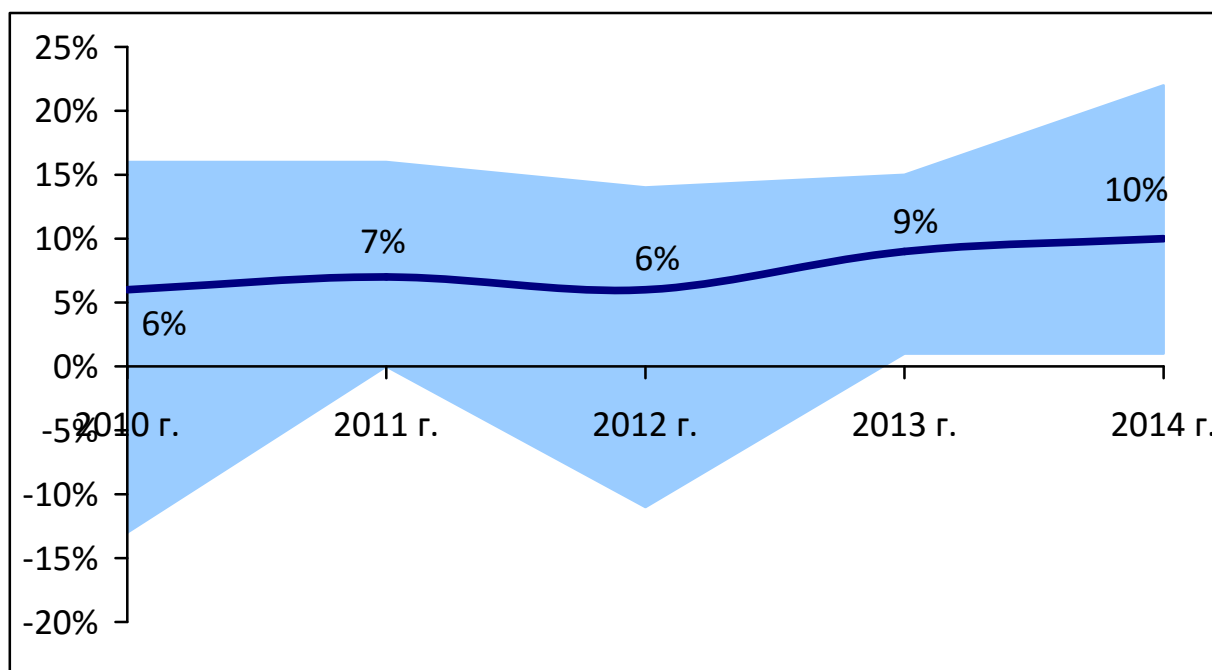


Рисунок 1 – Динамика рентабельности ТГК по всем видам деятельности (медиана и диапазоны по компаниям)

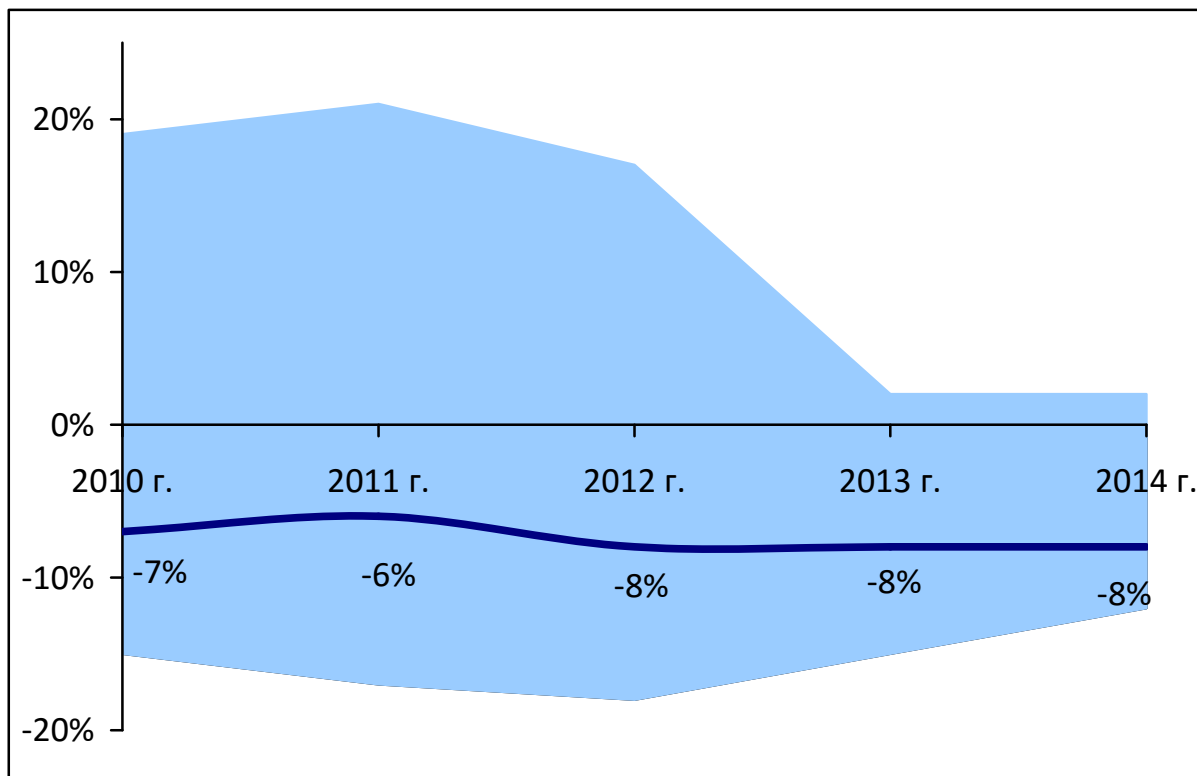


Рисунок 2 – Динамика рентабельности по теплу ТГК
(медиана и диапазоны по компаниям)

Более подробные данные о динамике рентабельности ТГК по теплу приведены в Таблице 5б. Большинство ТГК в течение последних лет действительно были стабильно убыточными по теплу. При этом минимально убыточными (а иногда и слегка прибыльными) можно назвать ТГК-2 и Иркутскэнерго, а также ТГК-8, где рентабельность по теплу не опускалась ниже -5%, а иногда была и положительной. В последние годы улучшение показателей можно отметить лишь у нескольких ТГК (ТГК-10, Иркутскэнерго, Новосибирская ГК).

Таблица 5а – Рентабельность по всем видам деятельности ТГК за отчетный период
(по отдельным компаниям)

	2010	2011	2012	2013	2014
ТГК-1	13%	11%	9%	11%	10%
ТГК-2	2%	4%	9%	8%	8%
Мосэнерго (быв. ТГК-3)	7%	8%	6%	10%	8%
ПАО «Квадра» (быв. ТГК-4)	12%	12%	4%	10%	7%
ТГК-5	5%	5%	1%	4%	9%
ТГК-6	-1%	1%	0%	1%	1%
ТГК-7	8%	3%	3%	6%	6%
ТГК-9	6%	2%	2%	1%	5%
Группа «Т-плюс» (до 2014 г. сводная по ТГК 5-7, 9)	5%	3%	2%	3%	5%
Группа Лукойл (быв ТГК-8)	4%	7%	8%	8%	17%
Фортум (быв. ТГК-10)	-13%	16%	13%	15%	22%
АО «ТГК-11»	16%	14%	11%	7%	5%
ТГК-12	13%	1%	1%	н/д	н/д
ТГК-13	0%	0%	15%	н/д	н/д
ТГК-14	2%	6%	-11%	6%	8%
СИБЭКО (Новосибирская ГК)		7%	8%	12%	17%
ПАО «Иркутскэнерго» (с учетом ГЭС)	43%	46%	30%	34%	37%
ДГК	6%	14%	2%	5%	3%

Источник: публичная корпоративная отчетность

Таблица 5б – Рентабельность операционной деятельности ТГК по теплу за отчетный период
(по отдельным компаниям)

	2010	2011	2012	2013	2014
ТГК-1	-1%	-9%	-8%	-8%	-8%
ТГК-2	-3%	-2%	1%	2%	-1%
Мосэнерго (быв. ТГК-3)	-6%	-4%	-5%	-4%	-6%
ПАО «Квадра» (быв. ТГК-4)	2%	-5%	-11%	-8%	-10%
ТГК-5	-15%	-17%	-18%	-15%	
ТГК-6	-14%	-15%	-17%	-19%	
ТГК-7	-8%	-10%	-12%	-10%	
ТГК-9	-6%	-8%	-11%	-12%	
Группа «Т-плюс» (до 2014 г. сводная по ТГК 5-7, 9)	-9%	-11%	-13%	-13%	-12%
Группа Лукойл (быв ТГК-8)	-4%	-3%	-4%	-3%	-2%
Фортум (быв. ТГК-10)	-7%	-8%	-14%	-12%	2%
АО «ТГК-11»	19%	21%	17%	1%	-4%
ТГК-12	-11%	-11%	-10%	н/д	н/д
ТГК-13	-8%	-7%	-8%	н/д	н/д
ТГК-14	-8%	1%	-10%	-6%	-4%
СИБЭКО (Новосибирская ГК)		-12%	-3%	-3%	2%
ПАО «Иркутскэнерго»	1%	-3%	-2%	1%	6%
ДГК	-12%	-14%	-13%	-8%	-13%

Источник: публичная корпоративная отчетность

Низкая рентабельность ТГК негативно сказывается на их инвестиционных возможностях. В условиях роста общей инвестиционной активности в электроэнергетике в последние 5-7 лет капиталовложения ТГК остаются стабильными в текущем выражении, но в реальном исчислении (с поправкой на инфляцию) их годовой объем снизился примерно на треть (табл. 6).

С одной стороны, низкая рентабельность не позволяет компаниям аккумулировать значительные инвестиционные ресурсы из прибыли. Как показано в Таблице 6, доля прибыли в суммарных инвестициях ТГК в среднем за период была немногим более 10%. С другой стороны, низкая рентабельность не позволяет обеспечить стабильный уровень дивидендов, что ограничивает возможности для привлечения инвестиционных ресурсов за счет дополнительного акционерного капитала.

Таблица 6 – Структура инвестиционных ресурсов ТГК

	2010	2011	2012	2013	2014	Среднее за период
Суммарные инвестиции, млрд руб	89,3	100,5	109,7	104,1	93,4	
То же в реальном выражении, млрд. руб. 2014 года	145,9	134,1	126,4	118,5	93,4	
Доля амортизационных отчислений, %	32%	31%	33%	40%	48%	37%
Доля прибыли, %	10%	7%	10%	17%	13%	11%
Доля заемных ресурсов, %	58%	62%	57%	43%	39%	52%

Источник: публичная корпоративная отчетность

Другой внутренний источник инвестиций – амортизационные отчисления, также достаточно ограничен по величине. Это связано во многом с заниженной базой для их начисления, поскольку при формировании ТГК первоначальная стоимость, как правило, принималась по остаточной стоимости уже весьма изношенных активов. В целом, амортизационные отчисления обеспечивали ТГК от трети до половины суммарных инвестиций. Однако вклад этого источника по отдельным ТГК в разные годы оказывался существенно ниже из-за неравномерности инвестиций при реализации крупных инвестиционных проектов в рамках договоров поставки мощности (ДПМ).

Ввиду ограниченности собственных финансовых ресурсов для финансирования капиталовложений в рамках инвестиционных обязательств по программе ДПМ ТГК были вынуждены идти на массированное заимствование капитала – как правило, в форме краткосрочных и долгосрочных кредитов.

Для оценки долговой нагрузки в сегменте теплофикации можно использовать традиционный для корпоративного анализа показатель «долг/ЕБИТДА⁴». Его отчетная динамика в среднем по ТГК показывает форсированный рост долга в условиях стагнации амортизационных отчислений и прибыли. Достигнутые в среднем по сегменту значения в 3,7 - 3,9 отн.ед. (рис. 3) явно превышают предельный уровень соотношения заемных и собственных средств, рассматриваемый в отрасли при планировании инвестиционных программ компаний с государственным участием (2,7 - 3).

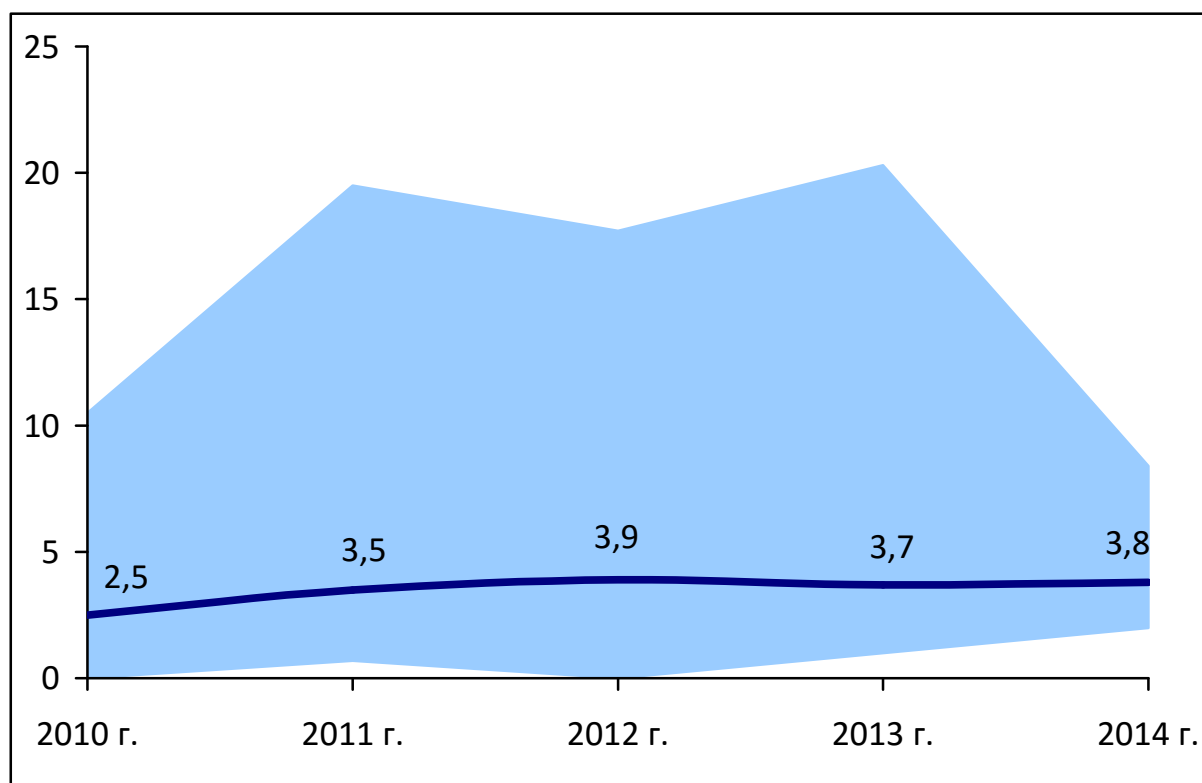


Рисунок 3 – Динамика кредитной нагрузки ТГК в виде отношения Долг/ЕБИТДА (медиана и диапазоны по компаниям)

⁴ **ЕБИТДА** (сокр. от англ. Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization) — аналитический показатель, равный объёму прибыли до вычета расходов по выплате процентов и налогов, и начисленной амортизации.

Анализ ретроспективной динамики (табл. 7) показывает, что реализация масштабных инвестиционных программ, простимулированная государством через механизм ДПМ, оказалась неадекватной финансовым возможностям ТГК в действующих условиях ценообразования. В условиях дефицита собственных средств практически все компании были вынуждены наращивать свои кредитные обязательства, по сути, достигнув предела кредитоспособности.

Более подробно это иллюстрируется данными Таблицы 7.

В настоящее время наименьшие показатели кредитной нагрузки (не выше 2) имеют Мосэнерго, ТГК-1 и Новосибирская ГК. Наиболее заметный рост кредитной нагрузки наблюдается в ДГК и ТГК-4, а также в Мосэнерго. Ряд компаний по завершении основных инвестиционных проектов и проведения реструктуризации активов все же снижают свою кредитную нагрузку (ТГК-1, ТГК-8, Фортум, ТГК-12, ТГК-13).

Таблица 7– Динамика кредитной нагрузки отдельных ТГК (отношение Долг/ЕБИТДА)

	2010	2011	2012	2013	2014
ТГК-1	2,4	3,3	3,0	2,2	2,0
ТГК-2	10,5	9,8	4,6	4,4	4,0
Мосэнерго (быв. ТГК-3)	0,9	0,7	0,9	1,0	2,0
ПАО «Квадра» (быв. ТГК-4)	0,7	1,1	6,0	4,9	8,4
ТГК-5	7,0	7,7	17,7	15,4	-
ТГК-6	8,9	6,3	7,5	9,5	-
ТГК-7	0,7	1,9	3,0	2,3	-
ТГК-9	4,8	12,5	10,9	14,8	-
Группа «Т-плюс» (до 2014 г. сводная по ТГК 5-7, 9)	3,6	6,3	7,6	7,3	8,3
Группа Лукойл (быв ТГК-8)	8,8	7,1	5,5	4,5	3,0
Фортум (быв. ТГК-10)	-3,2	3,0	4,6	4,3	3,7
АО «ТГК-11»	1,2	2,9	6,1	3,2	2,9
ТГК-12	0,0	9,8	15,2	20,3	2,8
ТГК-13	9,8	19,5	4,7	5,0	3,0
ТГК-14	1,8	2,2	н/д	3,4	2,6
СИБЭКО (Новосибирская ГК)	н/д	4,8	1,8	1,9	0,0
ПАО «Иркутскэнерго»	0,6	0,5	0,8	1,5	2,3
ДГК	4,9	3,4	8,0	5,4	6,8

Источник: публичная корпоративная отчетность

Даже после прохождения пика инвестиций, ярко выраженная динамика снижения долговой нагрузки отсутствует, поскольку внутренние финансовые резервы большинства компаний недостаточны для быстрого погашения долга. Хотя сценарии

банкротства ТГК представляются в настоящее время нереалистичными, потеря финансовой устойчивости заставляет менеджмент либо рефинансировать долг за счет новых заимствований, либо принимать решения о реструктуризации своих активов:

1). Наиболее естественным решением было бы закрытие наиболее убыточных ТЭЦ. Однако быстрая реализация таких решений создает серьезные риски надежного теплоснабжения в зоне обслуживания каждой электростанции (в большинстве случаев ТЭЦ является единственным крупным источником тепла, т.к. системы теплоснабжения, объединяющие несколько электростанций и крупных котельных, существуют лишь в крупнейших городах или их районах). В результате на оптовом рынке в последнее время сформировался достаточно большой объем мощности ТЭЦ, избыточных для баланса, но вывод которых пока невозможен из-за требований надежного теплоснабжения потребителей.

Суммарная мощность таких электростанций по результатам отбора на 2014 год составила 3,4 ГВт, а в отборе на 2015 год выросла до 7,2 ГВт. На 2016 год объем «вынужденной по теплу» генерации был утвержден до результатов отбора и составил 6,7 ГВт. Оплата мощности «вынужденной» генерации осуществляется по тарифам, утверждаемым ФАС России (ранее ФСТ России); при этом действует трехлетний период, в течение которого местные власти должны реализовать альтернативное решение по теплоснабжения, как правило - строительство новой котельной или перевод в режим котельной самой ТЭЦ.

2). В условиях ограничений на вывод убыточных активов из эксплуатации ряд компаний (ТГК-12, ТГК-13) решили улучшить финансовые показатели за счет выделения из своего состава наиболее проблемных станций и их передачи в управление других (промышленных или муниципальных) собственников. Это же относится и к выделению Тверской генерации из состава ТГК-2. Пытаясь улучшить свои финансовые показатели за счет выделения части проблемных активов, ТГК одновременно и теряют часть рынка, связанного с теплоснабжением конкретных ТЭЦ, выводимых за рамки компаний. При этом сами выделяемые ТЭЦ оказываются в гораздо худших экономических условиях, способствующих их дальнейшей деградации (за исключением, возможно, ряда электростанций, которые встраиваются в производственные цепочки крупных потребителей).

3). Для других компаний с «закритическими» долговыми обязательствами было проведено укрупнение активов в единую компанию (объединение ТГК 5,6,7 и 9 в

компанию Т-плюс). Однако пока уровень кредитной нагрузки объединенной компании продолжает оставаться высоким и расти. Можно говорить о том, что при сохранении существующих механизмов формирования выручки в ТГК, прежде всего – на рынке тепла, теплогенерирующие компании оказываются неспособными к продолжению активного инвестирования:

- возможности аккумулирования собственных ресурсов по-прежнему ограничены низкой рентабельностью и низкой стоимостью фондов, на основе которой рассчитываются амортизационные отчисления;
- дополнительно к этому, низкая рентабельность и невысокий объем амортизационных отчислений не позволяют наращивать показатель EBITDA и тем самым сокращают «плечо» для привлечения заемных средств без критического ухудшения показателей кредитоспособности;
- сами же возможности привлечения кредитных ресурсов ограничены высоким существующим уровнем нагрузки и дополнительно осложняются удорожанием и усложнением доступа к внешнему капиталу в кризисный период;
- возможности привлечения средств через эмиссию акций также минимальны из-за негарантированности дивидендного дохода и низкой биржевой стоимости бумаг ТГК и высокой волатильности этой стоимости, особенно в условиях макроэкономической неопределенности.

В то же время инвестиционные вызовы, стоящие перед ТГК, отнюдь не снижаются, что связано с продолжающимся физическим и моральным старением основной массы генерирующего оборудования ТЭЦ. Инвестиционная активность последних лет была ориентирована на увеличение установленной мощности электростанций, во многом – за счет расширения существующих объектов. В целом за период 2010-2014 гг., вводы мощности в 2 раза превысили вывод мощностей ТЭЦ. При этом из 9,8 млн. ГВт введенной мощности лишь четверть можно рассматривать как вводы на замену существующего оборудования (табл. 8).

Таблица 8 – Изменение установленной мощности ТЭЦ ТГК, млн ГВт

	2010	2011	2012	2013	2014	Всего за период
Установленная мощность ТЭЦ	84,8	86,5	87,7	88,6	91,2	
Вывод мощности	0,8	1,1	1,2	0,5	0,9	4,5
Ввод мощности	1,3	2,5	2,1	1,3	2,6	9,8
В т.ч. по проектам ДПМ	0,3	1,9	2,0	0,7	2,3	7,2
Средний возраст мощностей ТЭЦ ТГК	32	32	31	32	31	

Источник: отчеты СО-ЕЭС, возраст мощностей - расчеты экспертов на основе данных о годах ввода)

В ближайшие 5 лет около 38-42% находящихся в эксплуатации мощностей ТЭЦ в ЕЭС России (26-28 ГВт) достигнут паркового ресурса и потребуют инвестиционных решений по модернизации или замене оборудования. Если соотнести этот объем со средним ежегодным вводом за последнее пятилетие (около 2 ГВт), то при существующей интенсивности инвестиционной программы для его обновления потребуется не 5, а целых 13 лет (при том, что к 2025 году паркового ресурса достигнет еще 10 ГВт мощностей действующих ТЭЦ). Даже если не рассматривать замену 100% достигающих ресурса мощностей, а хотя бы по 50% из них рассматривать проекты модернизации с частичной заменой отдельных компонент блоков (в 2-3 раза менее затратной, чем новые вводы), то и в этом случае инвестиционная нагрузка на ТГК оказывается стабильно высокой на протяжении ближайших 10-15 лет.

Наиболее критическими с точки зрения инвестиций являются угольные ТЭЦ, оборудование которых более старое и в последние годы обновлялось с минимальными темпами. К 2020 году 41% ТЭЦ (или около 11 ГВт), запроектированных на уголь, достигнут паркового ресурса.

Географически наиболее критичными являются регионы Уральского ФО, где к 2020 году 48% мощностей ТЭЦ (около 7 ГВт) достигнут паркового ресурса, а также Южного и Приволжского ФО, где в ближайшие 5 лет потребуются инвестиционные решения по 43 % действующих ТЭЦ (2 и 8,2 ГВт соответственно). При этом в каждом ФО есть регионы с критическим показателем выработки ресурса к 2020 году (в % от мощности ТЭЦ в 2014 году):

- В Центральном ФО: Брянская (50%), Смоленская (60%), Рязанская (75%) области;
- В Северо-западном ФО: Архангельская область (53%), Республика Коми (78%);
- В Южном ФО: Астраханская (52%) и Волгоградская (56%) области;
- В Приволжском ФО: Оренбургская область (57%), Удмуртия (63%), Башкирия (67%), Саратовская область (74%), Мари (87%);
- В Уральском ФО: Свердловская (52%) и Тюменская (64%) области;
- В Сибирском ФО; Алтай (50%) и Читинская область (63%);
- В дальневосточном ФО – Приморский край (70%).

В условиях стагнации спроса на тепло модернизация или замена оборудования на существующих ТЭЦ является главным инвестиционным приоритетом. Развитие же новых ТЭЦ будет иметь ограниченный и точечный характер – прежде всего в районах новой массовой застройки.

Однако, обновление действующих электростанций не должно быть тотальным и учитывать экономические и балансовые реалии:

1). Для ТЭЦ с наиболее высокими эксплуатационными затратами, неконкурентоспособными в рынке мощности и отнесенных к категории «вынужденных», необходимы решения по их замене новыми электростанциями или котельными, обеспечивающими потребителей в прежней зоне теплоснабжения.

2). Для ряда ТЭЦ объемы поставок тепла в зоне обслуживания существенно сократились из-за потери крупных потребителей (закрытие, модернизация с переходом на другой энергоноситель, строительство собственных источников тепла). Это делает обоснованным лишь частичную модернизацию энерго мощностей, исходя из нового уровня спроса. В целом, можно сказать, что сокращение инвестиционных планов по модернизации ТЭЦ однозначно приведет к быстрому росту эксплуатационных затрат на расширенные ремонты (в т.ч. восстановительно-аварийные) оборудования, эксплуатируемого за пределами ресурса. Но главное – это столь же быстрое нарастание рисков крупных аварий с отключением потребителей в зонах обслуживания отдельных ТЭЦ.

3.2. Анализ достаточности инвестиций в теплогенерирующее оборудование с точки зрения физической надежности оборудования

Результаты инвестиционной активности последних лет не привели к существенному изменению возрастного уровня генерации ТГК. Средний возраст 1 кВт мощности ТЭЦ территориальных генерирующих компаний по-прежнему остается высоким (31-32 года). За счет достаточно активного ввода мощностей в последние годы удалось стабилизировать средний возраст оборудования ТЭЦ (рис. 4), однако с прекращением программы поддержки инвестиций в рамках ДПМ неизбежно вернется тенденция увеличения среднего возраста. Показатель возраста оборудования существенно различается по отдельным ТГК, как и его динамика (табл. 9).

Наиболее «молодыми» (около 27 лет) в настоящее время являются мощности электростанций Мосэнерго, Фортума, ТГК-1. При этом, если в Мосэнерго, несмотря на реализацию инвестиционных проектов из-за масштаба компании все равно продолжается медленное увеличение возраста, интенсивное обновление активов в ТГК-1 позволило снизить возраст с 34 до 27 лет на 5 лет. Такая же динамика (снижение с 30 до 27 лет) характерна для Фортума, хотя здесь омоложение фондов было обеспечено за счет ввода конденсационных мощностей Няганской ГРЭС.

Наиболее возрастными остаются мощности ТГК-4, Иркутскэнерго, ТГК-14 и ТГК-11. При этом устойчивый рост среднего возраста характерен для оборудования ТЭЦ в Иркутскэнерго и ТГК-14.

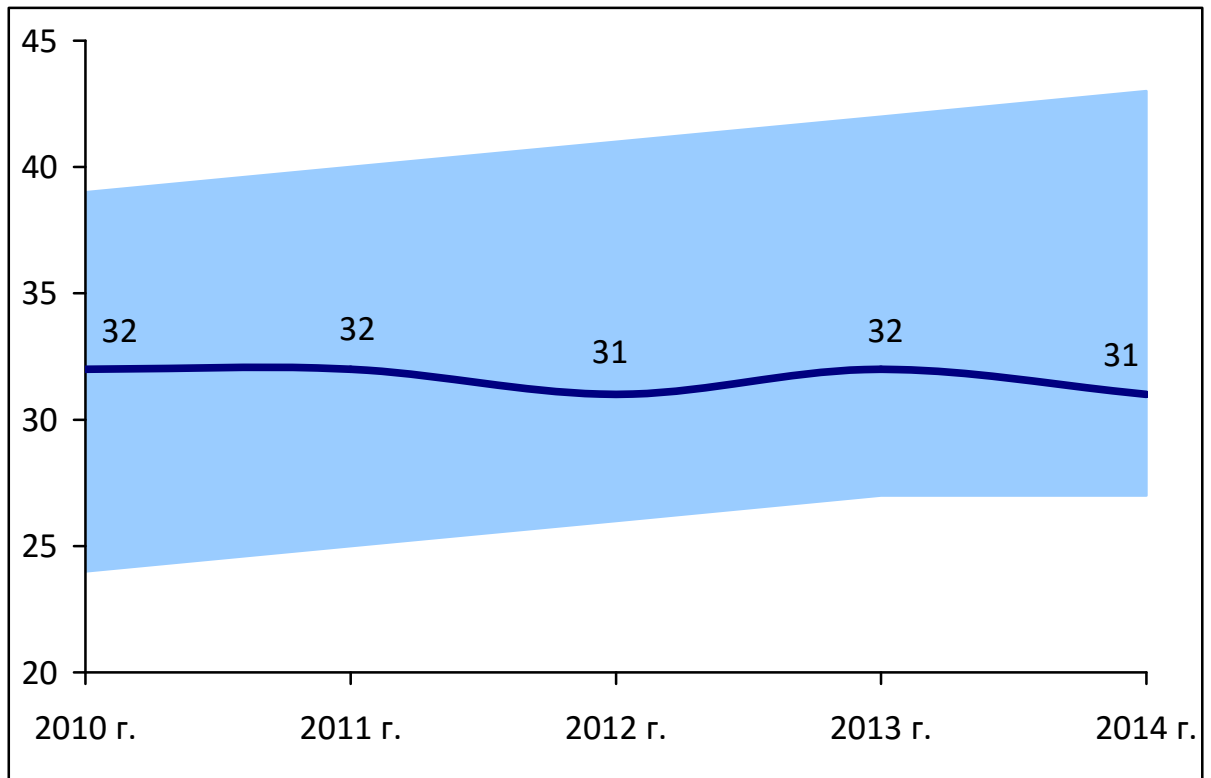


Рисунок 4 – Динамика среднего возраста 1 кВт установленной мощности электростанций ТГК, лет (медиана и диапазоны по компаниям)

Таблица 9 - Динамика среднего возраста 1 кВт установленной мощности электростанций по отдельным ТГК, лет

	2010	2011	2012	2013	2014
ТГК-1	34	30	26	26	27
ТГК-2	36	37	34	35	34
Мосэнерго (быв. ТГК-3)	34	35	36	37	38
ПАО «Квадра» (быв. ТГК-4)	24	25	26	27	27
Группа «Т-плюс» (до 2014 г. сводная по ТГК 5, 6, 7, 9)	34	34	34	34	32
Группа Лукойл (быв ТГК-8)	34	33	30	29	30
Фортум (быв. ТГК-10)	30	25	26	27	27
АО «ТГК-11»	33	34	35	33	34
Сибирская генерирующая компания	33	34	33	34	33
ТГК-14	39	40	41	42	43
ПАО «Иркутскэнерго»	35	36	37	37	38

Источник: расчеты экспертов на основе данных о годах ввода

Нарастающий дисбаланс между инвестиционными требованиями и инвестиционными ресурсами становится все более серьезной проблемой для сектора теплоснабжения. Если первая волна инвестиционной активности была поддержана средствами от приватизации активов и заемным капиталом, то следующая волна, обеспечивающая своевременно и масштабное обновление существующих мощностей ТЭЦ, вряд ли состоится без пересмотра тарифной политики в сфере теплоснабжения.

3.3. Анализ достаточности инвестиций в теплогенерирующее оборудование с точки зрения физической надежности оборудования

При сохранении же существующих тенденций просматривается два сценария развития ситуации.

В первом сценарии «выживания в рынке» ТГК будут сталкиваться с прогрессирующим старением оборудования, нарастанием рисков его надежной работы. Снижение этих рисков потребует все больших объемов ремонтных затрат на электростанциях и находящихся на балансе тепловых сетях, однако возможности такой «растянутой во времени» модернизации будут все равно ограничены объемом выручки, формируемой на рынке электроэнергии, мощности и тепла. Дополнительные риски связаны здесь и с антимонопольным контролем за обоснованностью ценовых заявок на рынке мощности и ограничениями по отнесению затрат на мощность, заявляемую на оптовом рынке в конкурентный отбор.

По сути, данный сценарий, уже реализуемый на практике, как показывает статистика, ведет к серьезному повышению аварийности теплоснабжения, особенно – в части тепловых сетей. По данным Минэнерго России⁵, в 2015 году количество аварийных ситуаций на магистральных тепловых сетях, эксплуатируемых субъектами электроэнергетики (ТГК и АО-энерго) в течение отопительного периода 2014-2015 гг. увеличилось на 16 % по сравнению отопительным периодом 2013-2014 гг. и достигло 1122, из них 53 ситуации сопровождались перерывами в теплоснабжении свыше 24 часов. Почти 70% аварий произошло на магистральных тепловых сетях с превышенным нормативным сроком эксплуатации (более 25 лет), а само количество

⁵ <http://www.rosteplo.ru/soc/blog/ohtpersonal/2049.html>

таких сетей выросло на 3,6%. Приведенная статистика отражает только наиболее крупные аварии в магистральных сетях; с учетомкратно большей протяженности распределительных тепловых сетей и их изношенности объемы технологических нарушений, приводящие к локальным перерывам в теплоснабжении, потенциально могут быть на порядок большими. Но реальными цифрами может располагать, пожалуй, только МЧС России.

Во втором сценарии «ухода с рынка» ТГК будут принимать решения о прекращении работы в ко-генерационном режиме с переводом ТЭЦ в режим котельной или досрочным закрытием станции и перенесением тепловой нагрузки на другие местные источники тепла (котельные). Однако при этом на другую часть сектора теплоснабжения переносится и инвестиционная нагрузка по модернизации и расширению мощности котельных, переконфигурации и обновлению магистральных и распределительных тепловых сетей. По данным статистики, экспертным оценкам, около 50% всех затрат в системах теплоснабжения и более половины инвестиций на их модернизацию приходится на магистральные и распределительные тепловые сети (рис. 5).

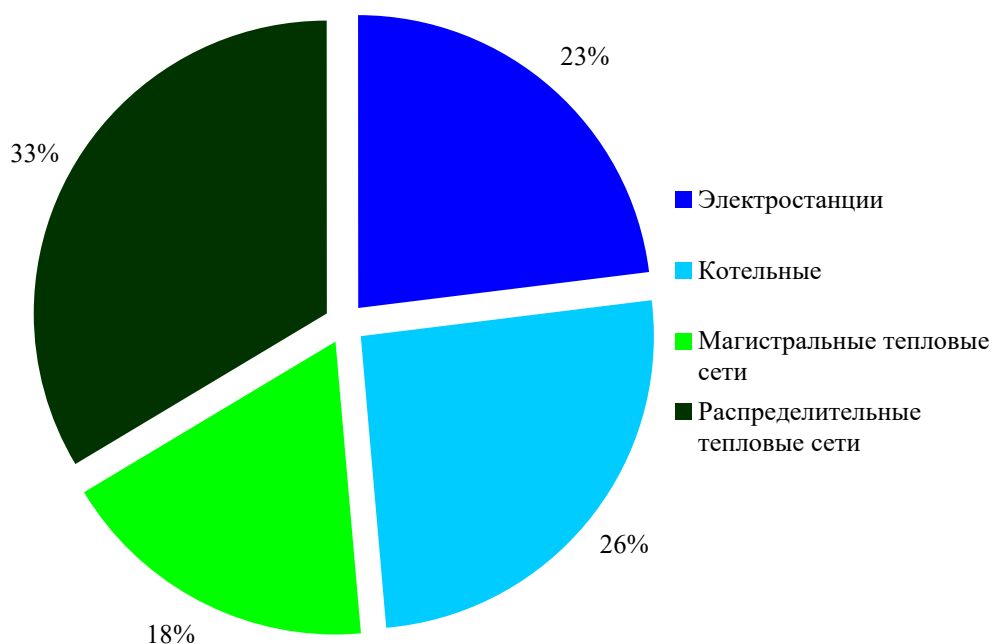


Рисунок 5 – Структура инвестиций в сфере централизованного теплоснабжения в 2013 г.⁶

⁶ Источник: Росстат РФ, форма 2-П инвест

В отличие от электростанций, производящих тепло совместно с электроэнергией, сегменты тепловых сетей и котельных являются наиболее критическими с точки зрения надежности теплоснабжения потребителей. В отличие от электростанций, которые могут зарабатывать на оптовом рынке электроэнергии и мощности, тепловые сети и котельные целиком находятся в сфере тарифного регулирования местными органами власти, как правило – годового и часто не соответствующего реальным затратам на поддержание эксплуатации, капитальный ремонт и своевременную замену полностью изношенных и ветхих сетей. Результатом этого является целая цепочка эффектов:

- прогрессирующий рост среднего возраста основных фондов в теплоснабжении; по оценкам Минэнерго России, 68% теплосетей имеют 100% физический износ;
- рост аварийности, прежде всего – на изношенных участках сетей; по данным Минэнерго России, количество аварий только на магистральных сетях выросло с 266 случаев/тыс. км в сезон 2007-2008 гг. до 387 случаев/тыс. км в 2013 г., т.е. на 45%;
- сохранение высокого уровня потерь тепла – в среднем по стране (включая утечки) около 30% (по сравнению с 8% в Швеции);
- как следствие – новые затраты на дополнительное, компенсирующее потери, производство тепла. Такая «отрицательная» обратная связь способствует росту затрат в теплоснабжении и усиливающемуся расхождению с тарифными ограничениями.

Анализ региональных данных⁷ показывает общие проблемы с критическим состоянием инфраструктуры теплоснабжения.

Износ теплосетей опережает темпы модернизации и реконструкции предприятий энергетики. Общая протяженность тепловых сетей в России на конец 2013 года составляла 168 тыс. км в двухтрубном исчислении, при этом 48 тыс. км (28%) нуждались в ремонте и реконструкции. Протяженность тепловых сетей, имеющих 100-процентный физический износ, составляла более 32 тыс. км (19%).

По данным зарубежных экспертов, оценивающих перспективы модернизации систем теплоснабжения в России⁸ для типовых населенных пунктов⁹, средний возраст

⁷ <http://www.gazeta.ru/business/2016/02/09/8065013.shtml>

тепловых сетей существенно превышает показатели для аналогичных систем в зарубежных странах (рис. 6).

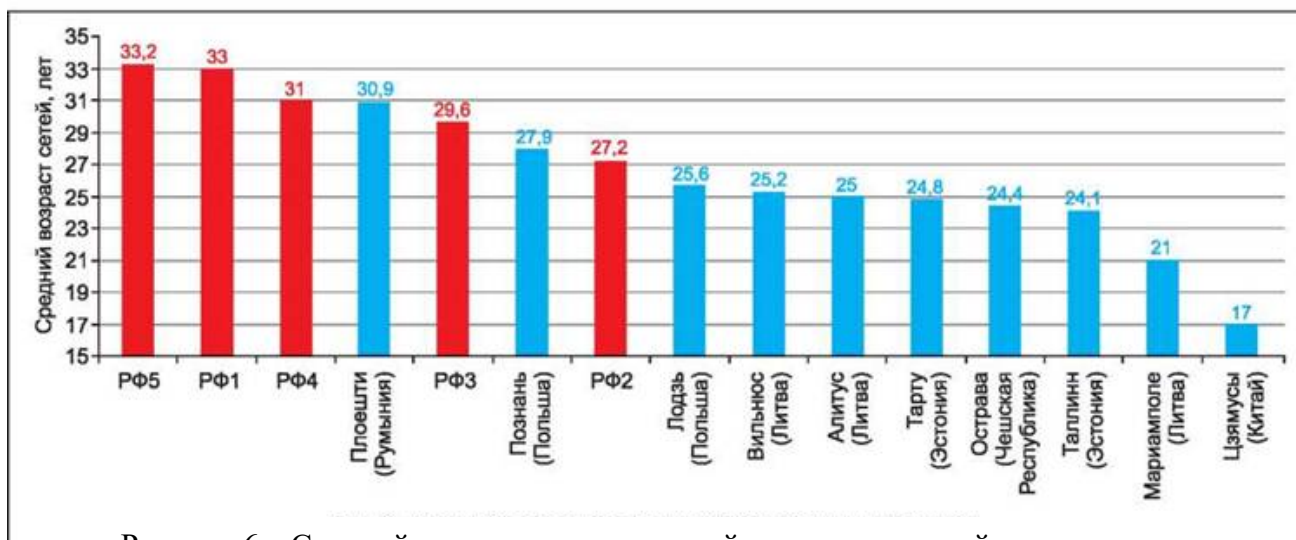


Рисунок 6 – Средний возраст тепловых сетей в типовых российских городах в сравнении с аналогами за рубежом.

При нормативном сроке службы в 25 лет экспертами рекомендуется следующая классификация сетей с точки зрения их надежности и возникающих рисков теплоснабжения:

- до 20 лет - зона «спокойствия» (полный контроль над рисками);
- от 20 до 30 лет - зона комфорта (контроль над рисками);
- от 30 до 40 лет - зона риска (высокая частота аварий);
- более 40 лет - возможность крупных и частых аварий.

Исходя из существующего возраста российских сетей, для того, чтобы выйти из зоны риска и за 15-20 лет достичь среднего возраста, равного возрасту теплосетей в других странах, необходимы темпы годового обновления сетей на 3-4%. Однако существующие темпы перекладки сетей в России по факту не превышают 1-1,5% в год от общей протяженности (что является весьма оптимистичной экспертной оценкой), а плановый ремонт практически уступил место аварийно-

⁸ http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2845 на основе Гравеллье Ж. Значение концессионной модели для обновления городских систем теплоснабжения в России //Новости теплоснабжения.№04 (128). 2011.

⁹ В цитируемом исследовании рассмотрено 5 типов населенных пунктов, различающихся численностью населения и, как следствие – объемами производства теплоэнергии и протяженностью систем теплоснабжения. Так, РФ4 – это пример системы теплоснабжения города 340 тыс. чел. с ежегодной выработкой тепловой энергии около 1,3 млн Гкал при присоединенной тепловой мощности 1000 Гкал/ч и 400 км эксплуатируемых теплосетей в двухтрубном исчислении, РФ1 – город с населением более 50 тыс. чел., РФ2 – 100 тыс. чел., РФ3 – 200 тыс. чел., РФ5 – город с населением более 1 млн. чел.

восстановительному. Это приводит к старению основных фондов и негативно влияет на уровень безопасности при эксплуатации энергохозяйств в зимних условиях. Количество аварий¹⁰ в тепловых сетях ежегодно растет и кратно превышает показатели аналогичных систем в других странах (рис.7).

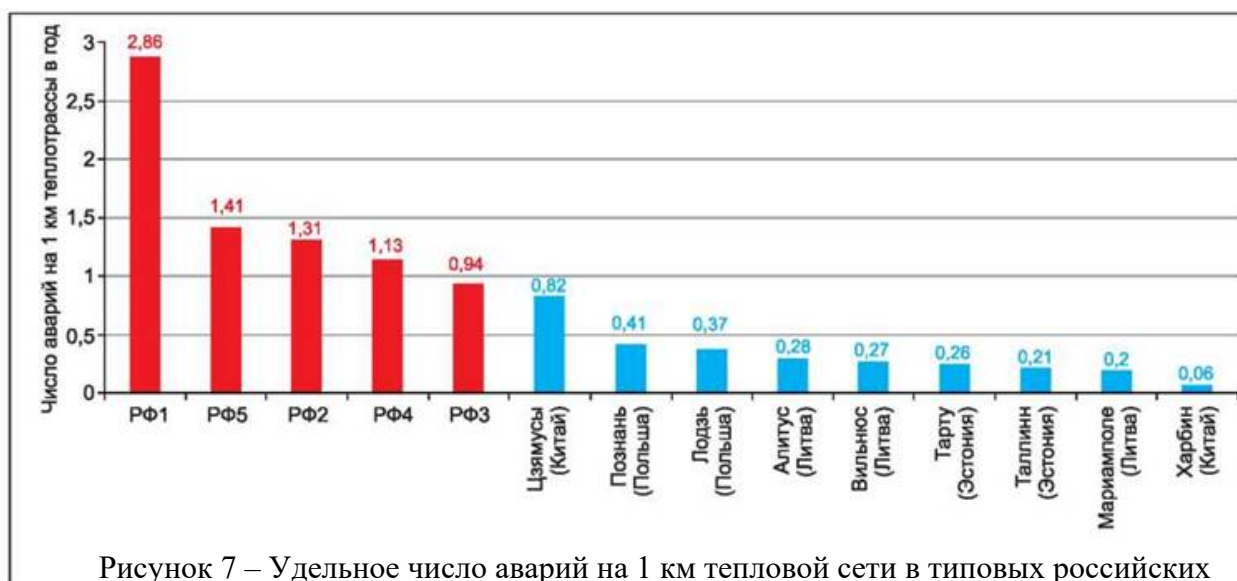


Рисунок 7 – Удельное число аварий на 1 км тепловой сети в типовых российских городах в сравнении с аналогами за рубежом.

Основными причинами аварий является сильный износ и коррозия трубопроводов при эксплуатации тепловых сетей сверх нормативного срока службы (25 лет) и низких темпах замены ветхих сетей.

Отчасти статистика аварийности сглаживается температурным фактором: чем ниже температура воздуха, тем выше температура теплоносителя и давление подачи — и тем выше риски, что изношенные трубы не выдержат нагрузки. Поэтому данные «теплых по зиме» 2014 и 2015 годов не отражают реальный уровень аварийности систем теплоснабжения. В случае более холодных зимних периодов, когда температурные отметки будут долгое время оставаться в районе $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$, ситуация может стать критической в большом количестве регионов.

Несмотря на то, что в Санкт-Петербурге изношенность тепловых сетей оценивалась на уровне около 30%, только за первый месяц 2016 года произошло несколько серия аварий на теплосетях. В результате одной из них в зону ограниченного теплоснабжения на Васильевском острове попали 673 здания, из

¹⁰ включая все повреждения, ведущие к нарушению теплоснабжения в здании более чем на 8 ч, а также все неисправности, обнаруженные во время гидравлических испытаний

которых 500 жилых домов и девять лечебных учреждений, в том числе родильный дом и детская больница.

В Смоленске уровень изношенности сетей превышает 70%, и с начала года произошло не менее пяти крупных аварий на теплосетях, в результате каждой из которых было нарушено теплоснабжение по меньшей мере 50 жилых домов.

В Удмуртии износ теплосетей, составлявший 60% в 2012 г., за три года вырос до 70%. В январе 2016 г. Ижевске из-за многочисленных аварий на теплосетях был введен режим чрезвычайной ситуации.

Износ теплосетей в Твери приблизился к отметке 80%, и в январе текущего года произошли две крупные аварии на теплосетях: 2 января без теплоснабжения остались 60 домов, в зону отключения попали 10 тыс. жителей, 13 января из-за аварии без тепла и горячей воды остались 19 тыс. человек.

Уровень износа трубопроводов в Чите и Улан-Удэ достиг «критической отметки» — 70%, согласно данным ТГК-14. При необходимом ежегодном объеме ремонта сетей в 20 км в Улан-Удэ на сегодня ремонтируется только от 6 до 10 км. В городе только за январь 2016 года произошло 26 прорывов на теплотрассах, а аварийность выросла на 13%.

В Челябинской области управление Ростехнадзора контролирует состояние более 5,5 тыс. км тепловых сетей. Средний показатель их износа составляет более 80%, а средняя повреждаемость объекта — 4,5% в год. Основными причинами повреждения тепловых сетей является низкое качество трубопроводов, внутренняя и наружная коррозия. Количество дефектных тепловых сетей составляет 653 км, или около 12% от общего количества всех тепловых сетей в Челябинской области.

Основным документом, на федеральном уровне задающим направления изменения законодательства в теплоэнергетике, является Стратегия развития жилищно-коммунального хозяйства в Российской Федерации на период до 2020 года (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 26 января 2016 г. N 80-р). В частности она предусматривает, что будут определены на долгосрочный период регулирования, составляющий не менее трех лет, показатели надежности, качества и энергоэффективности организаций, осуществляющих теплоснабжение, и сформированы долгосрочные инвестиционные программы. В отношении всех организаций, осуществляющих теплоснабжение, за исключением случаев, установленных Правительством Российской Федерации, будут применяться долгосрочные тарифы.

В целях создания экономических стимулов для эффективного функционирования и развития централизованных систем теплоснабжения будут осуществлены меры, направленные на:

- повышение уровня удовлетворенности потребителей тепловой энергии качеством и стоимостью товаров и услуг в сфере теплоснабжения, в том числе через совершенствование ценообразования и усиление ответственности теплоснабжающих организаций за обеспечение надежного и качественного теплоснабжения потребителей со встречным повышением ответственности потребителей тепловой энергии за выполнение договорных обязательств;
- реализацию теплоснабжающими организациями мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и надежности энергопринимающих объектов потребителей тепловой энергии;
- предотвращение прогрессирующего физического и морального износа основных производственных фондов в сфере теплоснабжения;
- стимулирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности в сфере теплоснабжения;
- обеспечение эффективного стратегического развития и технического управления системами теплоснабжения;

- стимулирование развития эффективных источников тепловой энергии и тепловых сетей (в том числе на основе местных возобновляемых источников энергии);
- повышение управляемости систем теплоснабжения;
- проработку предложений о переходе в сфере теплоснабжения к учету привлекаемых заемных средств исходя из ключевой ставки Центрального банка Российской Федерации;
- скорейшее внесение изменений, направленных на возможность нормативного закрепления размера гарантированной предпринимательской прибыли при расчете тарифов на тепловую энергию.

Важнейшими целями в сфере теплоснабжения являются:

- модернизация тепловых сетей с переходом на независимые схемы теплоснабжения, со снижением температуры теплоносителя до 100 градусов Цельсия и ниже, а также с оптимизацией гидравлических режимов. При регулировании тарифов на транспортировку тепловой энергии планируется широкое применение методов сравнительного анализа, которые в долгосрочной перспективе позволят перейти к нормированию расходов на транспортировку тепловой энергии;
- загрузка наиболее эффективных источников тепловой энергии и вывод из эксплуатации менее эффективных источников (в том числе на основании схем теплоснабжения).

На совещании в Правительстве РФ с вице-премьерами 6 октября 2014 года были определены ближайшие задачи по изменению экономической модели функционирования рынка теплоснабжения.

Речь идет о введении радикально новой модели работы рынка теплоснабжения. Переход от тарифного правила «Издержки плюс» к долгосрочным тарифам, позволяющим инвесторам окупать свои инвестиции с рыночной нормой прибыли. Установление стоимости производства тепловой энергии при использовании такого метода предполагается на уровне, не превышающем стоимости тепловой энергии, производимой современной и технологически эффективной котельной.

Новая модель рынка тепловой энергии (далее – модель) будет стимулировать развитие эффективных источников тепла с понятными источниками инвестиций и

основываться на долгосрочном взаимодействии власти с ответственными инвесторами.

Первым этапом модели уже отменено регулирование цен на пар для потребителей на коллекторах источников тепловой энергии (кроме населения) с учётом особенностей для отдельных категорий потребителей.

Новая система ценообразования будет внедряться во всех системах централизованного теплоснабжения России.

В частности, проектом постановления Правительства РФ «Об утверждении правил и порядка определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)...» предусмотрено:

- определение предельного уровня цены на тепловую энергию из общей тепловой сети с использованием метода «альтернативной котельной» по правилам, утверждаемым Правительством РФ, с использованием формулы, включающей технико-экономические параметры «альтернативной котельной» с учётом региональных особенностей.
- предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям рассчитывается и устанавливается органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов для каждой системы теплоснабжения поселения, городского округа, отнесенного к ценовой зоне теплоснабжения.
- либерализация цен для источников тепловой энергии, а также отмена ценового регулирования теплосетевых организаций с возможностью определения референтных расценок на услуги по передаче тепловой энергии;
- отмена платы за подключение к централизованной системе теплоснабжения (за исключением случаев реализации крупных инвестиционных проектов, которые соответствуют критериям, определённым Правительством РФ).

Кроме этого к основным принципам модели относится повышение эффективности деятельности единой теплоснабжающей организации (ЕТО), расширение её функций и полномочий.

Предусмотрено усиление функций ЕТО как «единого окна» для потребителей тепловой энергии, в том числе по вопросам обеспечения надёжности и качества теплоснабжения перед каждым потребителем.

ЕТО наделяется ответственностью за оптимизацию загрузки тепловых мощностей, обеспечение эффективного стратегического развития и технического управления системой теплоснабжения (развитие системы теплоснабжения и её вывод на целевой уровень).

Вводятся обязанности ЕТО по разработке схемы теплоснабжения с учётом сохранения её статуса как документа, определяющего планы по развитию систем теплоснабжения.

Вводятся меры по стимулированию перехода ЕТО от владения объектами теплоснабжения на праве хозяйственного ведения и (или) оперативного управления (МУП/ГУП) на иные виды владения объектами (право собственности, доля в уставном капитале и т.п.).

Усилится ответственность ЕТО за невыполнение или недобросовестное выполнение своих функций, в т.ч. вводятся экономические санкции за несоблюдение ЕТО своих функций.

Внедряются дополнительные механизмы контроля и предупреждения недобросовестного поведения ЕТО и иных субъектов теплоснабжения.

Предложена модель, которая в разных видах уже существует в тех странах, где есть централизованное теплоснабжение, прежде всего в странах северной Европы.

В каждой системе централизованного теплоснабжения определяется единая теплоснабжающая организация (ЕТО), как правило, самая большая организация в этой системе, которая отвечает за надёжность и качество теплоснабжения, которая полностью выстраивает все планы инвестиций, планы развития в этом секторе.

При этом устанавливается предельный уровень цены на тепловую энергию, который определяется не исходя из затрат или какой-то нормы прибыли, а исходя из цены альтернативной котельной, то есть альтернативного источника теплоснабжения. Если возможно найти другой источник – стоимость производимого тепла известна. А если невозможно найти другой источник, используется существующий, но тогда цена тепловой энергии от этого источника не должна быть выше этой альтернативы.

По мнению вице-преьера А.В. Дворковича, в 60% поселений уже сегодня тариф выше, чем эта альтернативная цена. Следовательно, возможно будет

заморозить существующий тариф и не индексировать его в последующие годы в 60% поселений России. В остальных – тариф пока ниже, и там определённый рост тарифа продолжится. В большинстве случаев эта динамика будет в пределах инфляции или плюс один процент к инфляции, в ряде случаев – плюс 2-4 процента сверх инфляции.

В соответствии с проектом «Правил и порядка определения в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность):

1. В случае если предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность), рассчитанный впервые в соответствии с ... «Правилами»..., ниже тарифа на тепловую энергию (мощность), действующего на дату окончания переходного периода, то предельный уровень цены утверждается органом регулирования равным такому тарифу. При этом орган регулирования ежегодно рассчитывает предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) в соответствии с ... «Правилами»..., и устанавливает его в качестве индикативного уровня.
2. Такое решение действует до окончания расчетного периода регулирования, в котором индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) станет равным тарифу на тепловую энергию (мощность), действующему на дату окончания переходного периода.
3. В случае если предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность), рассчитанный впервые в соответствии с ...«Правилами» , выше тарифа на тепловую энергию (мощность), действующего на дату окончания переходного периода, то предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) устанавливается органом регулирования на основании графика поэтапного, равномерного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) до уровня, определяемого в соответствии с ... «Правилами»..., но не ниже тарифа, действовавшего на дату окончания переходного периода.
4. График поэтапного, равномерного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) утверждается высшим должностным лицом субъекта Российской Федерации, в виде ежегодного равномерного увеличения доли от предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), определяемого в соответствии с ... «Правилами»..., в течение срока действия графика, начиная с первого года его действия.

5. График поэтапного доведения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) однократно утверждается высшим должностным лицом субъекта Российской Федерации на срок не более 5 лет, а при наличии полученного в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, согласования на срок не более 10 лет, и в последующем изменению не подлежит.
6. Ежегодно орган регулирования устанавливает предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность) на очередной расчетный период регулирования посредством умножения доли, указанной в графике, на индикативный предельный уровень цены на тепловую энергию, устанавливаемый на соответствующий расчетный период регулирования.
7. Порядок установления предельного уровня цены применяется до окончания расчетного периода регулирования, когда предельный уровень цены станет равным индикативному предельному уровню цены на тепловую энергию (мощность), устанавливаемому на указанный период.
8. Вся территория страны, согласно законодательному проекту, будет разделена на восемь температурных зон, принадлежность к которой повлияет на определение расходов на строительство котельной и теплосетей. Самым дешевым признается строительство в таких регионах, как Дагестан, Чечня и Краснодарский край (-4% от среднего показателя). Дороже всего строительство котельных обойдется в Якутии (+37%).

В целом по стране реально выдержать те показатели, которые зафиксированы в прогнозе социально-экономического развития, то есть инфляция плюс один процент. При этом для инвесторов это – долгосрочное регулирование. Они заинтересованы в такой модели и начнут инвестировать прежде всего в крупных населённых пунктах, затем перейдут и на малые и средние города и районы.

Ожидается, что общий объём инвестиций до 2025 года составит около 2,5 трлн рублей. Причём по крупным городам, по крупным агломерациям это уже по сути имеющиеся планы и обязательства инвесторов в случае внедрения модели. Предельные сроки, которые устанавливаются для завершения процесса перехода к новой системе – 2020 год всех крупных городов (либо для тех, где есть ТЭЦ) и 2023 год – для всех остальных.

2 октября 2014 года распоряжением Правительства РФ N 1949-р был утвержден план мероприятий («Дорожная карта») «Внедрение целевой модели рынка тепловой энергии».

В результате выполнения Дорожной карты будет сформирована институциональная среда, предусматривающая:

- либерализацию отношений в сфере теплоснабжения, основанную на принципах конкуренции с альтернативными способами теплоснабжения потребителей тепловой энергии;
- переход от прямого ценового регулирования к регулированию правил организации отношений в сфере теплоснабжения и государственному контролю за деятельностью теплоснабжающих и теплосетевых организаций;
- снижение административного регуляторного давления на бизнес с повышением ответственности бизнеса перед потребителями тепловой энергии.

Несмотря на то, что сроки подготовки Федеральных законов и подзаконных актов, установленных в Дорожной карте, нарушаются, несколько проектов документа уже готово.

Так, либерализация цены пара уже принята в соответствии с Федеральным законом от 1 декабря 2014 г. N 404-ФЗ "О внесении изменений в Федеральный закон "О теплоснабжении".

Однако с учетом ограничений по росту платы за коммунальные услуги для населения на уровне и ожидаемой высокой инфляцией реализовать реформу теплоснабжения пока не удастся.

Прорабатывается вариант пилотных проектов, когда регионы, заинтересованные в развитии собственного теплоснабжения, при желании смогут принимать тарифные решения, отличные от социально-экономического прогноза.

Пока регионы, которые получают возможность принимать решение о внедрении альтернативной котельной, не выбраны. По мнению Минэнерго России, их будет не менее десяти, и в 2016 году Госдума сможет принять закон, а в 2017 году будут начаты пилотные проекты.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ПРИМЕРЫ АВАРИЙ НА КОТЕЛЬНЫХ В РОССИИ В ПЕРИОД 2010-2016 ГГ.

(по информации из открытых источников)

3 октября 2010 года авария на теплотрассе произошла в Москве.

12 февраля 2011 года произошла авария на котельной в г. Няндомы Архангельской области. С 12 по 14 февраля на центральной котельной г. Няндомы произошел ряд аварийных отключений отопительных котлов. От котельной запитаны 53 жилых дома, а также социальные объекты: больница, техникум, 4 детских сада и 2 школы. Потребителями тепла котельной являются 6 700 человек.

31 января 2012 года на центральной котельной г. Сорска остановились циркуляционные насосы №1 и №3, вышли из строя подпиточные насосы, обеспечивающие циркуляцию воды в котлах.

25 февраля 2012 года в Санкт-Петербурге на Замшиной улице произошли два технологических нарушения в работе теплосети на расстоянии 700 метров друг от друга. В зоне нарушения теплоснабжения оказались 163 здания, из них 113 жилых.

8 ноября 2012 года на котельной в г. Новосибирск произошла авария. Около 11 000 человек, проживающих в военном городке «Гвардейский» в Пашино, остались без горячей воды и отопления.

20 февраля 2012 года в Кандалакше (Мурманская область) без тепла остались 163 жилых дома, 3 школы, 9 детских садов, коррекционная школа-интернат, 6 объектов дополнительного обучения и 3 поликлиники. В результате перепада напряжения произошло отключение насосов котельной №1 ООО «ТЭК» в г. Кандалакша.

20 января 2013 года произошла авария на котельной, г. Великий Новгород, ОПО теплоэнергетики.

02 апреля 2013 года авария на теплотрассе в г. Рыбинск оставила без тепла 19 домов.

5 января 2014 года из-за крупной Аварии на котельной в Усть-Куйге (Республика Саха) без тепла остались две улицы. Температура воздуха достигала минус 50 градусов.

15 января 2014 года в московском городском округе Троицк более 100 зданий, в том числе жилых домов и объектов социальной сферы, остались без тепла из-за утечки теплоносителя на городской котельной.

За день 20 января 2014 года в Чебоксарских тепловых сетях зафиксировано две аварии с прорывом труб в районе жилых домов.

28 января 2014 года авария на теплотрассе оставила без тепла целый район г. Тюмень. Кипяток вылился на проезжую часть, участок дороги был перекрыт для проезда транспорта. Подача тепла ограничена почти в 130 жилых многоквартирных домов, 8 детских садов, 2 школы, 16 прочих зданий.

28 ноября 2014 года в ЯНАО в поселке Газ-Сале (Тазовский район) произошло аварийное падение давления в теплосети. При температуре минус 40 градусов без отопления остались 26 объектов, включая жилые дома и социальные объекты.

11 июня 2014 года произошла авария на котельной в Североморске. Взрыв прогремел в первом районе 345 котельной «Североморских теплосетей». Причиной происшествия послужило ветхое оборудование.

9 ноября 2014 года произошла авария на котельной в п. Архара (Амурская область).

8 января 2015 года зафиксировано 3 прорыва магистральной теплосети и остановка котельной «Южная». 3 человека госпитализированы. Без тепла остались несколько жилых домов и социальные объекты, включая школу-гимназию № 5, средние школы № 1, № 9, детскую школу искусств. Прорыв теплотрассы в период резкого перепада температуры произошел из-за падения давления в системе трубопроводов.

18 января 2015 года в связи с выходом из строя линий электропередач в г. Дудинка остановилась котельная. Со стороны г. Норильска случилась посадка напряжения ЛЭП 110 кВ.

2 февраля 2015 года в г. Торжок из-за обрушения верхней части трубы, диаметром 4 м и высотой 6 м произошла авария на котельной №4 (ул. Старицкая). Собственником котельной является ОАО «Пожтехника». Год постройки – 1982, изношенность 80%. От данной котельной осуществляется теплоснабжение 3-х одноэтажных многоквартирных жилых домов.

25 февраля 2015 года в Ростове из-за аварии на теплотрассе без тепла остались 6 000 человек. В зону отключения попали военный госпиталь, школа и детский сад, а также 36 многоквартирных жилых домов.

19 августа 2015 года авария на тепловой сети произошла в жилом массиве в Озёрах. Горячая вода временно отключена в домах 12, 12А, 13 микр. им. Маршала Катукова.

1 декабря 2015 года – авария на тепловых сетях г. Тамбов (бульвар Энтузиастов). Из-за случившегося улицу затянуло горячим «туманом». В результате тепловики была прекращена подача тепла и горячей воды в жилые дома на бульваре Энтузиастов.

За январь-февраль 2016 года произошёл ряд крупных аварий на котельных и в тепловых сетях:

- 2 января из-за аварии на теплотрассе более 80 домов в Твери остались без отопления. Прорыв произошел на магистральном трубопроводе диаметром 600 мм;
- 2 января произошла авария на городской котельной в г. Щербинка. В результате гидроудара несколько труб с горячей водой вышли из строя;
- 5 января произошло падение держателя ЛЭП-119 110 кВ, ставшее причиной авария на котельной в городе Дудинка. Под отключение попал 131 жилой и 27 социально-значимый объект;
- 7 января из-за аварии на котельной в поселке Станционный Челябинской области без тепла остались более 1 500 человек. Под отключение попали 38 многоквартирных домов, две школы и два детских сада;
- 12 января в котельной деревни Чурилково городского округа Домодедово взорвался газовый баллон, 4 человека госпитализированы;
- 12 января возникла неисправность в системе теплоснабжения города Биробиджан. Отключены от теплоснабжения 49 жилых домов, в которых проживает около 5 200 человек. Также без отопления остались также 2 детских сада, Дом ребёнка и школа;
- 13 января в г. Тверь из-за аварии 19 000 человек остались без горячей воды и отопления. Причина – прорыв магистрального трубопровода, подающего тепло более чем в 60 многоквартирных домов, а также школы и детский сад;

- 15 января в Курске произошло повреждение на теплотрассе. В зону возможного нарушения теплоснабжения попало 14 многоквартирных жилых домов с населением около 5 700 человек;
- 16 января в Волосовском районе Ленинградской области из-за скачка электричества произошла утечка на котельной, в зоне отключения подачи тепла оказались около 10 000 человек;
- 16 января произошёл прорыв магистрали смоленской теплосетевой компании «Квадра». В зону прямого отключения от отопления попали 97 домов;
- 20 января авария на котельной «Центральная» в г. Черногорск (Хакасия) произошла из-за износа электрооборудования;
- 29 января прервана подача тепла из-за аварии в котельной поселка Тельмана. От теплоснабжения отключено 313 зданий, в том числе 233 жилых.
- 4 февраля из-за аварии на теплотрассе более 80 домов в Воронеже остались без отопления.
- 16 февраля из-за аварии на теплотрассе затопило нижние этажи торгового центра «Европейский» в г. Владивосток. В результате потоки горячей воды вытекли на поверхность через канализационные люки;
- 17 февраля в г. Мышкин 2 дома оказались без отопления из-за прорыва теплотрассы;
- 20 февраля произошла авария на котельной ООО «ТЭК» г. Кандалакши.