

Котельные России – самой холодной страны мира должны работать без использования сетевой электроэнергии иначе замерзнем

Дубинин Владимир Сергеевич (Московский авиационный институт (ГТУ), с.н.с., руководитель объединенной научной группы «Промтеплоэнергетика», г. Москва Российская Федерация)

Лаврухин Константин Михайлович (Московский авиационный институт (ГТУ), с.н.с., г. Москва Российская Федерация)

Шкарупа Сергей Олегович (Королевский колледж космического машиностроения и технологии, преподаватель, г. Королев Российская Федерация)

Трохин Иван Сергеевич (Королевский колледж космического машиностроения и технологии, преподаватель, г. Королев Российская Федерация)

Большинство крупных городов России с населением более 500 тыс. человек имеют мощные ТЭЦ [1], но даже в Москве 30% тепловой энергии вырабатывается котельными МОЭК [2] плюс котельные промышленных предприятий. В городах с населением от 100 до 500 тыс. человек большая часть тепловых потребителей обеспечивается от котельных. Это, например, Вологда, Калуга, Белгород, Курск. А в таких городах как Брянск, Сыктывкар теплоснабжение обеспечивают только котельные [1]. В котельных работающих на тепловые сети общего пользования вырабатывается 47% тепловой энергии. Общее количество котельных в стране превышает 200 тыс., из них муниципальных более 73тыс. [1].

Россия – самая холодная страна мира (среднегодовая температура $t=-5,5^{\circ}\text{C}$). Для сравнения в Канаде $t=-5,1^{\circ}\text{C}$, но самый северный ее город с населением более 100 тыс. человек (Эдмонтон) расположен на широте г. Орла. У нас даже в зоне экстремальных погодных условий построены такие города, как Воркута, Инта, Сургут, Нижневартовск, Норильск. Ничего подобного в мире нет – плотность населения на территории других стран к северу от среднегодовой изотермы $t=-2^{\circ}\text{C}$ снижается практически до нуля в северном полушарии, а в южном полушарии к югу от указанной изотермы постоянного населения вообще нет [3].

Это означает, что зимой останов котельных в России приведет к национальной катастрофе. Так как даже если работники коммунальных служб вовремя сольют воду из теплосети и оборудования котельной все равно часть ее останется и лед разорвет трубы теплосети и оборудование котельной. Даже если удастся отремонтировать теплосеть и заменить поврежденные котлы, то заполнение теплосети и ее запуск на морозе без специальных средств практически не возможен. Причиной массового останова котельных является перерыв электроснабжения, как это было зимой 2005/2006 г в г. Болохов Тульской области. Встали все четыре котельных, и город замерз. Дело в том, что все вспомогательное оборудование котельных имеет электропривод, это дутьевые вентиляторы, дымососы, питательные, сетевые и другие насосы, и без электроэнергии котельная встает, не смотря на наличие топлива. При этом электрическая мощность потребляемая котельной в 100 и более раз меньше тепловой мощности, которую она вырабатывает.

По информации территориальных органов Ростехнадзора уже сегодня причиной 28% случаев нарушения теплоснабжения, имевших серьезные последствия для потребителей зимой 2005/2006 года, были отключения электроэнергии в результате циклонов, обильных снегопадов и порывистого ветра[4].

В отличие от других причин типа порывов теплосетей, которые в принципе устранимы, например, их обновлением, погодные причины нарушения теплоснабжения из-за перерывов электроснабжения котельных не устранимы при получении котельными электроэнергии от сети. Более того, наблюдается рост амплитуды природных явлений: дождь – в ливень, снег – в бурю, ветер – в ураган, мороз – в стужу и т. д. [5]. «За последние 20 лет ушедшего столетия число природных катаклизмов, и, в первую очередь, ураганных ветров и наводнений выросло в четыре с лишним раза, а объем наносимого ими ущерба в восемь раз» - отмечается в докладе страховой компании «Мюнхен-Ре». По данным страховых выплат (а они адекватны природе вещей) амплитуда годовых потерь от климатических аномалий от 30 до 90 млрд. долларов. По оценке Всемирной метеорологической ассоциации годовые потери от климатических аномалий к 2020 году достигнут 350 млрд. долларов [5]. Исследования корпорации «Дженерал Эксидент» показали, что по мере увеличения амплитуды природных бедствий их разрушительный ущерб растет в геометрической прогрессии. Рост скорости ветра на 10% при урагане увеличивает ущерб в среднем на 150% [5].

Возвратимся в Россию, в своем интервью [6] С. К. Шойгу сообщает, что его министерством поставлены задачи ряду институтов Академии наук и его центру прогнозирования «Антистихия» по прогнозированию событий, как в России, так и в мире. На основе их данных С.К. Шойгу говорит: «Идёт серьезное изменение климата на планете, я бы сказал, аномальное его изменение. В результате ни наши прогнозисты, ни центры прогнозов в других странах просто не могут предполагать, что происходит: снег идёт там, где его никогда не было, наводнения, которые должны были начаться с весенним таянием снегов, идут сейчас, ураганы сметают целые города». Зимой 2003/2004 года одновременно остались без электроснабжения, а следовательно и без теплоснабжения от котельных некоторые районы Волгоградской и Псковской областей из-за обледенения проводов. Такого не было никогда в местностях разделённых тысячами километров. В Волгоградской области потребовался почти месяц для полного восстановления электроснабжения, так как одновременно с восстановлением опор ЛЭП падали другие, в том числе и ЛЭП-200 и ЛЭП-500. Интересно, что некоторые попытки спрогнозировать климат будущего предпринимались ещё в 1994 г., указывалось на то, что он через 15 лет, по мере согревания Земли, станет более резким: будет больше ураганов, засух и наводнений, поздних заморозков и летних бурь. Правда, все это тогда были только предположения, и делающие их не забывали напоминать, что может и ничего не произойти [7]. Теперь же первые результаты глобального потепления налицо.

Авария 24-25 мая в московской энергосистеме, когда без энергоснабжения осталось 26% потребителей г. Москвы и Московской области, 87% Тульской области и 22% потребителей Калужской области [8], показала что теперь Россия ничем не отличается от других развитых стран. Напомним, что в августе 2003 года 8 штатов США и 2 района Канады остались без электричества, 50 млн. людей на сутки остались без электроэнергии. Остановилось больше 100 электростанций в том числе 22 из 103 американских АЭС. 28 августа 2003 года осталось без электричества Лондонское метро. В конце сентября 2003 без электричества остались миллионы жителей Дании и Швеции. В сентябре 2005 половина Лос-Анжелеса (США) обесточена [9]. Напомним что Россия северная страна и у нас максимальная нагрузка на энергосистему зимой, а в США летом, когда работают все кондиционеры. Надежность любой электроэнергетической системы определяется запасом ее мощности. В осенне-зимний период 2005-2006 годов 14 регионов превысили последний пиковый уровень потребления, приходившийся на 1989-91 годы. Наиболее критическое положение сложилось в Москве, Санкт-Петербурге и Тюмени. И это на фоне старения основных фондов электроэнергетики. В 2000 году 12% действующего основного электроэнергетического оборудования работало за пределами установленного паркового

ресурса, в 2005 году этот показатель достиг 25%, а в 2007 году ожидается его увеличение до 37%. Возрастают риски снижения надежности электроснабжения потребителей даже в тех регионах, где дефицит энергетических мощностей не прогнозируется [10]. При этом изменилась структура электропотребления, если в 1990 году непромышленное потребление составляло 45% то в 2005 году уже 66% [11, рис1], такие потребители в отличие от промышленности не управляемы (это в основном население, им нельзя дать предписание о снижении потребляемой мощности). Температура на которую рассчитывается система отопления в г. Москве $t_p = -26^\circ \text{C}$ согласно действующему при проектировании СНиП. Это означает «расчетный» холод в квартирах при более низких температурах. Население включает калориферы, электрообогреватели, теплые полы и т. д. В результате зимой при похолодании на улице на 1 градус мощность потребления в энергосистеме увеличивается на 0,6% [11]. В [12] указывается, что рост бытового электропотребления в период морозов 63%. В связи с жилищным строительством в г. Москве и области эти тенденции будут нарастать. Как отметил Анатолий Чубайс, в электроэнергетике угроза энергетической безопасности реально есть – это дефицит мощности. И если не развернуть масштабные инвестиции в энергетику в самое ближайшее время, эта угроза станет очень и очень серьезной [13]. Авторы считают, что строительство электростанции это несколько лет, так что вероятно уже поздно. После того как были написаны эти строки, мы услышали выступление главы РАО «ЕЭС России» А.Б. Чубайса 1 сентября 2006 года на телеканале НТВ в 19 часов. Он сообщил о дефиците электроэнергии в 14 регионах России и неизбежных ограничениях потребления электроэнергии предприятиями, а также невозможности работы уже построенных предприятий в связи с невозможностью подключения к энергосистеме из-за дефицита электроэнергии в ней. Ранее он признал сложность ситуации даже в Москве, где совместно с мэром Москвы запущено строительство трех ТЭЦ. Но первый из проектов будет реализован в первом квартале 2008 года. А вот зима 2006-2007-го, зима 2007-2008-го будут для нас очень не простыми [13]. Представители РАО ЕЭС и «Мосэнерго» предупреждают: «если повторятся морозы, то объём ограничений и отключений может быть более серьезным, чем прошлой зимой» - заявил член правления РАО «ЕЭС России» Александр Чикунов. Первый зам. ген. директора «Мосэнерго» Дмитрий Васильев сообщил, что в настоящее время дефицит электричества в столице составляет 4500 МВт, новая генерирующая мощность, которая будет введена в строй через два года, сократит этот дефицит всего на 500 МВт [14]. Аналогичная ситуация в Санкт-Петербурге: Улучшения в сетевом хозяйстве наступят через 3-4 года [15]. Уже зимой 2005-2006 года горожане жаловались на отключения электроэнергии в жилых домах в следствии перегрузок. В некоторых домах электричество отключалось 5-7 раз [12]. Это означает, что оборудование домов крышными котельными, использующими для электропитания вспомогательного оборудования домовую электросеть, приведет к размораживанию теплосетей дома при таких отключениях. В Тихвинском районе Ленинградской области при температуре минус 42°C лопались электропровода, и только слаженная работа и мужество энергетиков позволили иметь перерыв электроснабжения 15 часов [16]. Вероятно панельные дома первых серий (хрущевки) в которых теплоизоляция не предусмотрена, при таком морозе за 15 часов промерзнут до отрицательных температур, что приведет к разрушению систем отопления, водопровода и канализации. При этом даже кратковременные перерывы в электроснабжении котельных приводят к нарушению работы теплоэнергетического оборудования. Например, 15.01.2006 в котельной поселка Дзержинск Иркутского района после перебоев с электроснабжением произошла авария – без тепла остались несколько жилых домов, поликлиника, школа и детский сад. Все началось, когда в поселке на несколько часов отключили свет. Не успели дать электричество, как на водокачке произошла авария, и поступление воды остановилось. Жители начали разбирать воду из системы теплоснабжения, в результате пошел воздух и произошел гидроудар. Труба прорвалась сразу на нескольких участках. Теплоснабжение

было восстановлено через сутки после аварии [17]. По состоянию на 20 января 2006 года 25 случаев отключения котельных за три дня зафиксировано в разных районах г. Воронежа. Причины в отключениях электроэнергии из-за аномальных морозов. Чтобы подобные ситуации не повторялись, жителям города настоятельно рекомендовалось сократить потребление электроэнергии в 2 раза [17]. 13 января из-за порыва ЛЭП вследствие штормового ветра (30 м/с) прекращена подача электроэнергии в г. Елецкий Республики Коми. Произошла остановка котельной и размораживание систем отопления 42 жилых домов (из 63), детского сада, школы-интерната, здания администрации, вокзала, узла связи, магазина [17]. Отключения электроэнергии есть и в Подмосковье и в Москве. Прошлой зимой было несколько случаев отключения или «просадки» электроэнергии (по обоим вводам) в котельных г. Реутова. При этом котлы останавливаются [18]. Серьезной проблемой, которая мешала прохождению отопительного сезона 2005-2006 годов в г. Москве стало довольно частое отключение оборудования связанное с кратковременными посадками напряжения в электрических сетях. На настоящий момент городские электрические сети не могут обеспечить надежное электроснабжение с выдачей электроэнергии, отвечающей параметрам качества, которые необходимы для надежной работы оборудования. В результате посадки напряжения происходит отключение котлов на РТС. Такие остановки очень опасны, особенно когда температуры воздуха и земли низкие. За 2-3 часа, которые нужны чтобы вновь запустить РТС, температура в теплосети падает, а при запуске опять повышается, в эти минуты заметно увеличивается риск ее разрыва [2].

Из всего изложенного можно сделать вывод, что предусмотренные Правилами [19] два независимых источника электроснабжения котельных при использовании в качестве таковых двух трансформаторных подстанции уже не обеспечивают безаварийную работу котельных. Аварийный дизель-генератор это тоже не решение проблемы, так как даже при третьей степени автоматизации он дает электроэнергию не менее чем через 3 секунды после сигнала на запуск. Это останов котлов создание предпосылок аварии. Реально в аварии 25 мая 2005 года дизель-генератор водоканала был запущен через несколько часов. В результате фекалии ушли в Москву реку, а Мосводоканал решает вопрос собственной генерации электроэнергии с использованием биогаза канализационных стоков [20].

Таким образом, необходимо чтобы каждая котельная работала независимо от внешних электросетей. Тривиальным решением является установка в котельной газопоршневого двигателя с электрогенератором, обеспечивающим все электрические нужды котельной. Это возможно только в котельной газообразного топлива, а таких котельных только 41% от всего их числа [21]. При этом работа этого агрегата должна быть автономна от сети, так как параллельная работа с сетью приведет к его остановке при пропадании напряжения в сети. То есть переход с параллельной работы на автономную осуществляется только через останов импортных газопоршневых генераторов, это показывает опыт АО «Башкорэнерго» [22]. Как показано выше для электроснабжения котельных это недопустимо. Автономная работа для обычного газопоршневого агрегата означает провал частоты при запуске мощного электродвигателя. То есть, будет влияние на работу уже работающего оборудования котельной, в том числе возможны гидроудары.

На первый взгляд, кажется, что мы ломимся в открытую нами же дверь. Действительно еще в 2001 году была показана целесообразность замены котельных мини ТЭЦ [23], а в 2002 году было подсчитано, что при работе мини ТЭЦ как надстроек всех котельных России только на тепловом потреблении при расчетной температуре наружного воздуха можно получить 383,6 ГВт электрической мощности [24]. Холодной зимой 2006 года РАО «ЕЭС России» был поставлен отраслевой рекорд, в этот период она работала с нагрузкой 150,3 ГВт [25], то есть ее мощность была более чем в 2 раза меньше возможной электрической мощности, которую можно получить превратив котельные в мини ТЭЦ. Мы рады видеть в рядах своих единомышленников В.Г. Семенова, генерального директора Всероссийского научно-исследовательского проектного

института энергетической промышленности, который считает, что полное замещение котельных и водогрейных котлов ТЭЦ, работающих в базовом режиме, на комбинированную выработку тепловой и электрической энергии, позволит ввести около 200 ГВт электрической мощности [1]. Но есть проблемы создания мини ТЭЦ на базе даже крупных котельных. Так в Москве из всех 100 тепловых станций ОАО «МОЭК» были отобраны пригодными для преобразования в мини ТЭЦ 32, из них согласование от Москомархтектуры получено только по 14 площадкам, на которых возможно разместить электрогенерирующие установки общей мощностью 772 мВт [26]. Причины на наш взгляд в узкой ориентации ОАО «МОЭК» на газотурбинные технологии. Проблемы размещения газотурбинных надстроек в котельных были перечислены нами еще в [23, 24], а затем в [27], где мы показали отсутствие проблемы при использовании газопоршневых двигателей. Часть этих проблем упоминается в [28], где добавляется еще и проблема вывода электроэнергии. Учитывая эту проблему, а так же ограниченность средств теплоснабжающих организаций в данном докладе рассматривается генерация внутри котельной электрической/механической мощности только для ее собственных нужд, что делает возможной работу электрогенерирующего оборудования автономно от сети и снижает его стоимость в 10 и более раз. Тут надо отметить, что создание мини ТЭЦ на базе котельной, работающей параллельно с энергосистемой, вовсе не гарантирует теплоснабжение от нее в случае аварии в энергосистеме. Так например, при аварии 25 мая 2005 года все ТЭЦ АО «Мосэнерго» попавшие в ее зону остановились, так как не смогли обеспечить электропитание собственных нужд. При строительстве газотурбинной ТЭЦ в г. Сочи делались заявления, что теперь перерывов в электроснабжении при повреждении ЛЭП не будет. После введения ее в эксплуатацию при первой же аварии в электросетях ТЭЦ встала. Город остался без электроэнергии. Поэтому обеспечение автономной от сети работы котельной с помощью газопоршневых или паропоршневых двигателей (о последних ниже) позволяет в ряде случаев в перспективе обеспечить работу мини ТЭЦ, созданной на базе этой котельной, в том числе газотурбинной, при аварии в электроснабжении сохранив электрогенерирующее оборудование собственных нужд котельной для электроснабжения собственных нужд мини ТЭЦ.

Рассмотрим подробнее какое это может быть оборудование. Как уже говорилось, для газовых котельных, которых меньшинство, это может быть газопоршневой двигатель или паросиловая установка, а для других паросиловая установка.

Для газовой котельной паросиловая установка может оказаться предпочтительней газопоршневого двигателя по следующим причинам.

1. При полной конденсации выхлопного пара, как правило осуществляющейся в бойлере горячей воды, можно получить коэффициент использования тепла сгорания топлива близкий к КПД парового котла, в то время как установка котла-утилизатора ограниченной металлоёмкости на выхлопных газах газопоршневого двигателя не может дать близкую к 100% утилизацию выхлопных газов (коэффициент теплоотдачи от газа к стенке на порядок ниже, чем от конденсирующегося пара к стенке).
2. При прекращении подачи газа и переходе на резервное топливо – мазут, паросиловая установка продолжит работу, а газопоршневой двигатель встанет.
3. На газопоршневой двигатель надо получать разрешения треста газового хозяйства (новое газоиспользующее оборудование), на паросиловую установку, в случае её применения в действующей паровой котельной, это не требуется.
4. Мини ТЭЦ сохраняется при переводе котельной на твёрдое топливо, это может стать целесообразным в связи со вступлением России в ВТО, что рано или поздно приведет к выравниванию внутрироссийских цен на газ с мировыми, то есть к повышению их в 3 раза. Динамика этих цен заимствована в [29] и приведена в таблице №1.

Таблица №1.

| Год (1 квартал) | Цены топлива, руб/т у. т. | | Соотношение цен газ/уголь |
|--------------------|---------------------------|-------|------------------------------|
| | Газ | Уголь | |
| 2000 | 286,6 | 325,3 | 0,88 |
| 2001 | 392,3 | 513,0 | 0,76 |
| 2002 | 450,8 | 663,7 | 0,68 |
| 2003 | 700,7 | 722,3 | 0,97 |
| 2004 | 863,6 | 787,9 | 1,096 |
| 2005 | 1088 | 990 | 1,25 |
| 2010 | 2110 | 1300 | 1,65 |
| 2015 | 2450 | 1535 | 1,60 |

Эта публикация ноября 2004, то есть ещё до принятия решения о вступлении России в ВТО.

Единственным недостатком паросиловой установки является большой расход топлива на единицу механической или электрической мощности, особенно при использовании пара низких параметров, наиболее распространенного в действующих паровых котельных с котлами ДКВР, ДЕ, КЕ, номинальное давление пара в которых 13 кг/см², а разрешенное 8-10 кг/см² по причине выработки ресурса этими котлами. Поэтому, если говорить об использовании электрической/механической энергии вне котельной, областью применения паросиловых установок являются предприятия с низким отношением потребляемой электрической к тепловой мощности потребляемой круглогодично на технологические нужды. Только в этом случае можно полезно использовать всю тепловую энергию выхлопного пара и приблизить коэффициент использования тепла к КПД котла. Это предприятия пищевой промышленности, и те деревообрабатывающие предприятия, где сушка древесины осуществляется паром. Если рассматривать использование электрической/механической энергии только внутри котельной, то отношение электрической энергии к тепловой очень низкое, что делает использование в газовых котельных паросиловых установок предпочтительным по сравнению с газопоршневыми двигателями (в котельных твёрдого топлива им нет альтернативы). Более того, для сохранения режима работы существующих бойлеров горячей воды целесообразно отнимать у пара тот минимум энтальпии, которая необходима для производства электрической/механической энергии. То есть надо вводить понятие потребного электрического/механического КПД паросиловой установки: отношение электрической/механической энергии потребляемой котельной к отдаваемой котельной тепловой мощности.

В 2000 г. были обследованы котельные Щелковской теплосети имеющие паровые котлы для определения мощности и потребного КПД паросиловых установок, результаты сведены в таблице №2.

Таблица №2.

Котельные Щелковской Теплосети М.о., имеющие паровые котлы.

| Наименование котельной | Название населенного пункта | Электроэнергия за декабрь 2000 г., кВт×час | Месячный расход электроэнергии по К. Ф. Родатису | Средняя электр. мощность за декабрь 2000г. | Марка котлов | Кол-во котлов | Топливо | Установленная тепловая мощность Гкал/час | Присоединенная тепловая мощность (при -26С) Гкал/час | Потребный КПД ПСУ при -26С % |
|------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------------|--------------------------------------------------|--------------------------------------------|--------------|---------------|---------|------------------------------------------|------------------------------------------------------|------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| Воронок | г. Щелково | 339733 | 262483 (226027) | 456,63 | 10-1313ДКВР- | 5 | Газ | 7,2×5=36 | 31 | 1,27 |
| | | +25000 _{суб} | | | | | | | | |
| Котельная м-рна «Заречный» | м-р «Заречный» г. Щелково | 443450 | 403307 (437352) | 596,03 | 10-13ДКВР- | 3 | Газ | 61,6 | 66,8 | 2,37 |
| | | | | | 20КВГМ- | 2 | | | | |
| Котельная №9 | Фряново | 57944 | 87744 (437352) | 77,88 | 6,5-13ДКВР- | 2 | Газ | 2×4,68=9,36 | 3,5 | 1,92 |
| РТП | | 77800 | 44997 (24123) | 104,57 | 4-13ДКВР- | 2 | | 3,6 | 1,93 | 4,67 |
| Котельная 18 кв. | | 215880 | 152492 (151657) | 290,16 | 6,5-14МДКВР- | 1 | Газ | 18,3 | 18,2 | 1,3 |
| | | | | | 6,5-13ДКВР- | 3 | | | | |
| Котельная больницы г. Монино | | 5700 | 37498 (7500) | 7,66 | Е-1-9ГЖ | 1 | Газ | 1,0 | 0,6 | 1,1 |
| | | | | | Универс-6 | 5 | | 2,0 | | |
| Котельная №3 ул. Набережная | Пос. Свердловский | | | | 2-ВДКВР- | 2 | Газ | 4,0 | 3,4 | 1,62 |
| Котельная д. Сукманыха | Щелк. р-н санат. Сукманыха | | | | 8ГЖЕ-0,4 | 1п | Газ | 0,9 | 1,3 | 1,66 |
| | | | | | Минск-1 | 5в/1 | | 4,0 | | |

| | | | | | | | | | | |
|----------------------|-------------------------------|--|--|--|------------|---|-------------|-----|------|------|
| Котельная №3. | Фряново ул. Текстильщиков | | | | Е-1/9-1Г | 4 | Газ | 3,2 | 0,56 | 3,96 |
| Котельная №8 | Фряново Аксеновское поле | | | | 10-13ДКВР- | 4 | Газ / мазут | 28 | 8,85 | 1,46 |
| Котельная «Сосновая» | д. Медвежи озера ул. Сосновая | | | | 4-13ДКВР- | 2 | Газ | 1 | 0,32 | 1,52 |

Из таблицы №2 видно, что при расчётной температуре потребный КПД очень низок и обеспечивается любым из далее рассматриваемых типов паросиловых установок (ПСУ), при КПД выше потребного его снижение обеспечивается с помощью перепуска пара в обход ПСУ. Для других температур необходимо дополнительное исследование. Что касается чисто водогрейных котельных, то определение целесообразности применения газовых двигателей или ПСУ можно сделать только технико-экономическим расчётом для конкретного случая. Технические решения для применения ПСУ следующие:

1. Реконструкция водогрейного котла в пароводогрейный, такой опыт изложен в [30,31].
2. Использование турбины [32] или поршневого двигателя способного работать на перегретой воде [33].
3. Использование аппарата вскипания для получения пара из перегретой воды.
4. Установка в водогрейной котельной дополнительного парового котла.
5. Перевод чугунных котлов секционных котлов, не подлежащих учету в органах Ростехнадзора, в паровой режим с давлением пара 0,7 кг/см², что потребует более дорогого поршневого двигателя, способного работать на паре столь низких параметров.

Применение паросиловых установок для привода электрогенератора в котельных уже достаточно широко известно. Данные по электрогенераторам с паровым приводом приведены в таблице №3, они заимствованы из [34,35,36,37,38] (авторы не имеют возможность проверить их достоверность), кроме электрогенераторов с паровым приводом серии ППДГ разработки авторов, состояние работ по которым приведено ниже.

Таблица №3.

| Наименование и предприятие изготовитель электрогенераторов с паровым приводом | Электрическая мощность | Давление пара | | Относительный внутренний КПД турбины на номинальном режиме | Удельный расход пара | Температура пара | Качество пара | Удельная стоимость турбогенератора |
|-------------------------------------------------------------------------------|------------------------|---------------|-----------|------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|------------------|---------------|------------------------------------|
| | | На входе | На выходе | | | | | |
| | кВт | | | % | $\frac{\text{кг}}{\text{кВт} \times \text{час}}$ | °С | | |
| ПР-2,5-13/0,6/0,1 ОАО «Калужский» | 2500 | 1,3 МПа | 0,12 МПа | нет данных | 8,82* | 300 | перегретый | 6,4 тыс. руб. кВт |

| | | | | | | | | |
|------------------------------------------------------------------------------------|------|----------------------------------------|------------------------------------|---------------|--------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|------------------------|
| турбинный завод» ТГ1,25/0,4(Р13/2,5) ОАО «Калужский турбинный завод» | 1250 | 1,3 МПа (1÷1,4) | 0,2 МПа (абс) (0,16÷0,35) | нет данных | 18,03 | 250 ($t_s \div 350$) | перегре- тый, насы- щенный | 11,63 тыс. руб. кВт |
| АВПП-1,0 ЗАО «Экоэнергетика» | 1000 | 1,4 МПа (абс) | 0,2 МПа (абс) | 67÷70 | 18 | 195 | насыщен- ный | 800 \$ кВт |
| ТГ 0,75/0,4(Р13/2) ОАО «Калужский турбинный завод» | 750 | 1,3 МПа (1÷1,4) | 0,2 МПа (абс) (0,15÷0,3) | нет данных | 19,2 | 191 ($t_s \div 250$) | сухой, насы- щенный, перегре- тый | 13,91 тыс. руб. кВт |
| ПРОМ-600 ОАО «Электротехническая корпорация» | 600 | 1,4 МПа | 0,3 МПа | нет данных | 26,3 | 194 | насыщен- ный | нет данных |
| Кубань-0,5 ОАО «Калужский турбинный завод» совместно с НПВП «Турбокон» | 500 | 1,3 МПа (1,1÷1,3) | 0,37 МПа | 56,6 | 32 | 191 | сухой, насы- щенный | 400 \$ кВт |
| ПВМ-250-ЭГ ЗАО «Независимая энергетика» | 250 | 1,3 МПа (1,1) | 0,45 МПа (0,1) | 62,9 | 24÷26 | 191 | насы- щенный (х выше 0,89) | 300 \$ кВт |
| ПТМ-0,25/0,32- 26--1,4/0,4 ООО «Техснаб» | 250 | 14 атм | 1,2 атм | 70 | 10,4* | нет данных, предположительно насыщенный | | 14 тыс. руб. кВт |
| ППДГ-200 Московский авиационный институт совместно с ЗАО «Лесса» | 200 | 1,2 МПа (абс) (0,5÷4,0) (абс) | 0,3 МПа (абс) (1÷8) (абс) | 80÷85** | 20,1** | Перегретый, насыщенный, пароводяная смесь, вода при давлении превышающим соответствующее температуре кипения начиная с температуры 170 °С | *** 9,5 тыс. руб. кВт | |
| ППДГ-100 Московский авиационный институт совместно с ЗАО «Лесса» | 100 | 1,2 МПа (абс) (0,5÷4,0) (абс) | 0,3 МПа (абс) (1÷8) (абс) | 80÷85** | 20,1** | | *** 10 тыс. руб. кВт | |
| ППДГ-50 Московский авиационный институт совместно с ЗАО «Лесса» | 50 | 1,2 МПа (абс) (0,5÷4,0) (абс) | 0,3 МПа (абс) (1÷8) (абс) | 80÷85** | 20,1** | | *** 10 тыс. руб. кВт | |
| ППДГ-30 Московский авиационный институт совместно с ЗАО «Лесса» | 30 | 1,2 МПа (абс) (0,5÷4,0) (абс) | 0,3 МПа (абс) (1÷8) (абс) | 80÷85** | 20,1** | | *** 10 тыс. руб. кВт | |
| ППДГ-8 Московский авиационный институт совместно с ЗАО «Лесса» | 8 | 1,2 МПа (абс) (0,5÷4,0) (абс) | 0,3 МПа (абс) (1÷8) (абс) | 80÷85** | 20,1** | | *** 12,5 тыс. руб. кВт | |
| ППДГ-4 Московский авиационный институт совместно с ЗАО «Лесса» | 4 | 1,2 МПа (абс) (0,5÷4,0) (абс) | 0,3 МПа (абс) (1÷8) (абс) | 80÷85** | 20,1** | | *** 12,5 тыс. руб. кВт | |

* Вычислено ориентировочно по опубликованной тепловой нагрузке с допущением 1 тонна пара=1Гкал. (для насыщенного пара 14кг/см² 1 тонна пара≈0,68Гкал)

** Для частоты вращения коленвала 300-700 об/мин и наличия как впускных так и выпускных клапанов.

*** Цена августа 2006 года при заказе 10 и более агрегатов с частотой вращения коленвала 1500-3000 об/мин в которых функцию впускного клапана выполняет газодинамическое устройство для сухости пара 0,7 и выше.

По данным [39] внедрено более 50 турбогенераторов и это капля в море, учитывая, что в России, как уже упоминалось, 200000 котельных. Одной из причин слабого внедрения турбоагрегатов и паровинтовых машин является их большая мощность и большой расход пара, самый малый расход пара это 6-9 тонн/час при мощности 250 кВт. Экономически целесообразно внедрение этих дорогостоящих машин при условии их полной загрузки зимой и летом. Как показывает наш опыт, из обычных трех котлов в котельных ЖКХ летом работает один с загрузкой менее 50%. Поэтому даже в котельных оснащенных паровыми котлами ДКВР-10 летом нет даже 5 тонн пара в час. Согласно данным [37] котельных, оснащенных такими котлами и котлами меньшей производительности, примерно 91% в 89 характерных городах сорока регионов России. Можно конечно и летом получать нужное количество пара, переведя на 100% производительности один паровой котел или запустить два, но это экономически нецелесообразно, так как потребителей пара нет и его придется выбрасывать в атмосферу. Так использовать рассматриваемые агрегаты нельзя с учетом их низкого эффективного КПД (отношение электрической мощности к производству энтальпии пара в кДж/кг на его секундный расход в кг/сек). Например у Кубань-0,5 при 16 тонн пара в час и 500 кВт эта величина меньше 5% в то время как у серийного паровоза γ^4 КПД паровой машины 12,32% [40].

Второй причиной является то, что такие агрегаты могут работать на перегретом и насыщенном паре. Мы столкнулись с тем что в большинстве реальных котельных нет пароперегревателей и нет перегретого пара, а есть влажный пар. Даже паровинтовые машины требуют пар с сухостью 0,89 и выше (см. таблицу №3).

Третьей причиной является ориентация руководителей теплосетей и производителей этих машин на работу параллельно с сетью. Так в [41] указывается, что электрогенерирующие установки на базе муниципальных котельных должны быть интегрированы в единую сеть электроснабжения города, система электроснабжения котельных может (и должна!) оставаться зависимой от нее. При этом утверждается, что эти соображения очевидны. Авторы так не считают. Тем более там же показана нецелесообразность продажи электроэнергии во внешнюю электросеть. В этой ситуации мы считаем целесообразной работу котельной автономно от внешней электросети. Только это, как указывалось выше, обеспечит безопасную работу котельной при авариях в электросети. Согласно статье 26 Федерального Закона от 26.03.03 №35-ФЗ «Об электроэнергетике» технологическое присоединение энергоустановок к электрическим сетям осуществляется на основе договора и на платной основе. В Московской области это 31000 рублей за каждый кВт присоединенной мощности [42], а в Москве 45094 рубля [43]. Авторы солидарны с утверждением [44]: «Новейшим федеральным законодательством потребителю предложена дискретная система: за все плати или создавай свою собственную «монополию» энергоснабжения». Там же делаются выводы, в основном из опыта США: развитие рынка ведет к росту степени неопределенности будущего, продукт (электроэнергия) высшего качества – когда производишь его сам.

Четвертой причиной является потребное давление пара 11-13 кг/см² (манометрических) в то время как разрешенное органами Госэнергонадзора в большинстве котельных 7-9 кг/см², а реальная величина 4-7 кг/см². Понижение давление пара до таких величин в котлах с расчетным давлением 13 кг/см² приводит к капельному уносу котловой воды [45], что делает невозможной работу паровинтовых машин и тем более паровых турбин, а котельных работающих в таком режиме подавляющее большинство [45].

Кроме того, турбомашин потребляют воду для охлаждения, что снижает их технико-экономические показатели. Например, для турбомашин мощностью 750 кВт требуется 10 м³/час охлаждающей воды, а для турбомашин 1250 кВт уже 30 м³/час [35].

Более перспективной ПСУ для обеспечения работы котельной являются на наш взгляд паровые машины. Некоторые доведенные проблемами энергетики до отчаяния руководители предприятий пытаются использовать старые паровозы для привода электрогенераторов. Получается очень громоздкая и металлоемкая конструкция. Наверное это тупиковое направление, так как система смазки паровоза предполагает попадание масла в выхлопной пар, который у паровоза выхлопывается в атмосферу. Поэтому даже если удастся создать выхлопной коллектор и использовать пар для получения горячей воды через бойлеры для отопления и горячего водоснабжения, то конденсат такого пара загрязнен маслом в концентрации не позволяющей отправить его через питательный насос обратно в котел (согласно [19] концентрация нефтепродуктов в питательной воде паровых котлов с рабочим давлением 14 кг/см² не должна превышать 3 мг на кг, предположительно выхлоп паровоза имеет в 10-100 раз большую концентрацию масла). Слив конденсата в канализацию экономически нецелесообразен в связи с потерей тепловой энергии и водоподготовленной воды. Поэтому надо предусматривать металлоемкие и громоздкие маслоулавливающие устройства.

Применение стационарных паровых машин для промышленных целей было широко распространено в 19 веке [46], однако мы согласны с [47], что сейчас они не должны быть копией агрегатов, выпускавшихся 60 лет назад и считаем правильным направление конверсии серийных поршневых двигателей в паровые машины, изложенное Жигаловым В.А. в [48,49]. Однако не можем согласиться с тем, что частота их вращения не более 750 об/мин. и считаем способы переделки дизеля Дб в паровую машину, изложенные в [48,49] не самыми лучшими. Частота вращения таких паровых машин, полученная в [48,49] 500 об./мин. при давлении пара 20 кг/ см² в то время как исходный дизель Дб имеет частоту вращения 1500 об./мин. и мощность без наддува 100-165 л.с. [50].

Сравним эти результаты с показателями локомотивов, выпускавшихся 60 лет назад таблица №4 [51,52].

Таблица №4

| Показатели | Марка локомотива | | | | | | | |
|------------------------------------------------------|------------------|-------|-------|---------|--------|--------|--------|----------|
| | П-25* | П-38 | П-75 | СК-125* | СК-175 | СК-250 | СК-360 | ЛПУ-1*** |
| Наибольшая мощность при продолжительной работе (кВт) | 18,4 | 27,9 | 55,1 | 91,9 | 128,7 | 183,8 | 257,4 | 18,4 |
| Число оборотов коленчатого вала в минуту | 300 | 375 | 280 | 280 | 250 | 187 | 187 | 1000 |
| Давление пара (кг/см ²) | 13 | 15 | 12 | 15 | 15 | 15 | 15 | 20-22 |
| Удельный расход пара (кг/кВт×ч) | 12,92 | 12,92 | 12,92 | 7,48 | 7,14 | 7,14 | 7,14 | 12,78 |

*П- передвижной, **СК-стационарный конденсационный, ***ЛПУ- легкая паровая установка

Отметим, что летом 1938 г. была испытана на катере паросиловая установка разработки МАИ, предназначенная для легкого самолета. Ее паровая машина при

давлении пара 75 кг/см^2 имела мощность 150 л.с. (110,3 кВт) при 1600 об/мин [53]. В 80-х годах 20 века в МАИ были созданы двухтактные двигатели внутреннего сгорания, которые запускались как паровая машина. Эксперименты проводились на сжатом воздухе, при давлении 25 кг/см^2 была достигнута частота вращения в режиме паровой машины 20000 об/мин и 30000 об/мин, на такую паровую машину и способ ее работы было получено авторское свидетельство [54].

Теперь о теоретических ошибках, имеющихся в [48,49].

Тезис о том, что серийные поршневые двигатели внутреннего сгорания доведены до совершенства и механические потери в поршневых двигателях не превышают 5% [49] неверен. Согласно [55] четырехтактные дизели без наддува (к ним относится рассматриваемый в [48,49] дизель Д 6) имеют механический КПД $0,7 \div 0,8$, то есть механические потери 30-20%, а не 5%. Для справки механический КПД классических паровых машин $0,88 \div 0,92$ для горизонтальных и $0,9 \div 0,95$ для вертикальных [56].

В [48,49] все расчеты расхода пара и определяемой по нему мощности проводятся путем перемножения разности энтальпий на некий КПД, равный 0,9. Так принятый КПД представляет собой для паровой машины произведение механического КПД на относительный КПД, последний для паровых машин $0,8-0,85$ [56].

Таким образом, примеры расчетов приведенные в [48,49] не верны, так как надо было использовать не КПД 0,9, а $0,8 \times 0,7 = 0,56 \div 0,85 \times 0,8 = 0,68$ при частоте вращения паровой машины, равной исходному двигателю. При снижении частоты вращения механический КПД будет расти. Например, для дизеля КДМ-46 механический КПД при 1300 об/мин 0,7, а при 600-700 об/мин достигает максимума 0,87 [55].

В примерах под V вероятно понимается часовой расход пара в кг/час, так как именно эта величина ставится при подстановке в формулу (котел ДЕ-2,5 означает 2,5 тонн/час=2500 кг/час). Но тогда почему в [48] в примере написано «(V- объем цилиндров)» Для расхода пара лучше применять букву G, тем более, что в примечаниях к табл.3 используется буква V для объема цилиндров. Мощность в этой таблице посчитана некорректно, по среднему давлению в цилиндрах, которое разное при разных давлениях при выпуске. Считать мощность лучше всего по [56]. Можно согласиться с утверждением [49], что термический КПД поршневых паровых машин, паровинтовых машин, турбин считается по одной формуле и зависит только от параметров пара, однако эффективный КПД классических паровых машин находится на уровне энергетических турбин большой энергетики при тех же параметрах пара.

Например, приключенная турбина Т-70-110-1,6 работающая на выхлопном паре турбины Р-100-130/15 с параметрами 1,6 МПа, 285°C имеет согласно [57] в зимнем режиме мощность тепловую 230 МВт, а электрическую 62,1 МВт, следовательно ее эффективный КПД $62,1 / (230 + 62,1) = 21,25\%$. И это при том, что в зимнем режиме из 512 т/час расхода пара 67,8 т/час уходят в конденсатор, то есть в конечном счете его тепловая энергия через градирни обогревает атмосферу, а в [49] утверждается что для стационарных паровых машин уровень КПД достигнутый 60 лет назад составлял 22%. Принципиальное отличие поршневой паровой машины от турбины заключается в том, что такой высокий эффективный КПД достигается при плохом вакууме на выходе или же его отсутствии (атмосферное давление на выходе) так как поршневые паровые машины имеют весьма ограниченные возможности расширения пара.

Это означает, что таким паром можно нагреть воду до $80-100^\circ\text{C}$ и использовать тепловую энергию пара для отопления и горячего водоснабжения, а не отапливать атмосферу через градирни, то есть при использовании поршневых паровых машин коэффициент использования теплоты сгорания топлива будет приближаться к КПД котла. Таким образом, паровые машины ушли из большой энергетики в начале 20 века в тот период, когда требовались большие мощности для централизованных систем электроснабжения, работавших на каменном угле. Тогда еще не умели делать

экологически безопасные котлы малой мощности на угле, а месторождения природного газа еще не были открыты. Паровые машины большой мощности тогда тоже не могли делать.

Поэтому авторы не исключают возврат и в большую энергетику поршневых паровых машин, работающих с параметрами пара современных электростанций. Такие паровые машины можно создать на базе дизелей Брянского машиностроительного завода, рабочий процесс в которых идет при сопоставимых (по давлению) и существенно превышающих по температуре параметрах, а мощность в одном дизель-электрическом агрегате достигает 22 МВт. Ресурс таких паровых машин будет в разы больше паровых турбин, а стоимость дешевле. Упомянутые дизели работают 80-120 тыс. часов до капремонта на мазуте с содержанием серы до 5%, то есть их цилиндропоршневая группа соприкасается с серной кислотой, а не с дистиллированной водой, как в паровых машинах.

Перейдем теперь от теории к конструкции. В статьях [48,49] описана достаточно серьезная переделка двигателя. Расположение цилиндров стало горизонтальным. Применен новый блок цилиндров (следует отметить, что благодаря этому существенно сужается спектр переделываемых моторов, т.к. большинство современных бензиновых и дизельных двигателей водяного охлаждения выполнены моноблоком, т.е. блок цилиндров выполнен заодно с картером). Серьезно изменена система смазки – введена отдельная система смазки коленчатого вала и головок цилиндров, что потребовало установки двух насосов вместо одного.

Мы знаем, как осуществить конверсию двигателя с водяным охлаждением с сохранением исходного блока цилиндров, что было успешно осуществлено еще при переделке и последующих испытаниях паровой машины на базе бензинового двигателя ЗМЗ-402 в 1997 г. (Фото 1,2). При создании своей машины В.А.Жигалов подверг серьезным изменениям головки цилиндров. Механизм газораспределения был выполнен двух видов, на разных машинах. Первый механический, с двухседельным клапаном, второй с гидравлическим приводом, золотниковый. Нам в упомянутой паровой машине удалось сохранить всю систему смазки, и почти весь механизм газораспределения (заменены только распредвал и штанги толкателей).

Так же следует заметить, что из статей [48, 49] не понятно замеренное экспериментальное значение мощности паровой машины, фигурируют лишь расчётные значения от 118 кВт до 300 кВт, неточность которых показана выше.

Вопросы продолжительности работы этого двигателя в статье не освещаются, но на основе уже нашего опыта можно предположить, что если не было предусмотрено специальных мер по очистке масла от воды, а также по подбору масла (так как моторное масло не допускает попадания воды), то продолжительность работы двигателя вряд ли превысила пол часа. Такая мера как вентиляция картера, которая предлагается [58], не является эффективной, как выяснилось в процессе наших испытаний: от воды в масле не спасает даже вакуумирование картера.

Теперь подробнее остановимся на последних наших успехах в этом деле. В виду того, что наши возможности ограничены, то испытания проводим с малолитражными стационарными и автомобильными двигателями. Последние испытания (фото 3, 4) проводились с двигателем УД-2М1 (рабочий объём 600 см³, n=3000 об/мин). Переделку осуществляли возможностями ремонтной мастерской. Мотор является нижнеклапанным, изменению подверглись лишь не содержащие подвижных деталей головки и распредвал. Оба клапана в результате становятся выпускными, а впуском управляет газодинамическое устройство, являющееся при этом головкой цилиндра. В газораспределительном механизме удалось сохранить как передаточное отношение, так и штатные клапана.

Таблица №5

| Дата | Число и мощность ламп накаливания | $P_{вх}$ | $P_{вых}$ | n | V_{10} | V_{20} | V_{30} | V_{12} | V_{23} | V_{13} | Расчетная мощность по напряжению на лампах |
|----------------|-----------------------------------|--------------------|-----------|--------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|--------------------------------------------|
| | шт, Вт | кг/см ² | | об/мин | Вольт | | | | | кВт | |
| октябрь 1997г. | 3×5×300 | 5 | 0 | 2580 | 180 | 180 | 180 | 280 | о/п | о/п | 3,68 |

Примечание: рабочее тело - сжатый воздух из сети, прошедший после компрессорной охладитель и охлажденный в ресивере до температуры наружного воздуха.

Таблица №6

| Дата | Число и мощность ламп накаливания | $P_{вх}$ | $P_{вых}$ | N (Эл. Счетчик) По времени одного оборота диска | F | V_{10} | V_{20} | V_{30} | I_{12} | I_{23} | I_{13} | Параметры газодинамического устройства каждого цилиндра | n |
|-----------|------------------------------------------|--------------------|-----------|-------------------------------------------------|------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------------------------------------------------------|--------|
| | шт, Вт | кг/см ² | | об/мин | Гц | Вольт | | | Ампер | | | | Об/мин |
| 18.11.04. | 3×25 3×150 3×200 | 7 | 0 | 0,45 | 41,5 | 200 | 200 | 200 | 0,67 | 0,67 | 0,67 | 8,10 | 1260 |
| 18.11.04. | 3×25 3×150 3×200 | 7 | 0 | 0,359 | 41 | 160 | 160 | 160 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 8,10 | 1250 |
| 10.12.04. | 3×25 3×150 3×200 | 5 | 0 | 1,2 | 43 | 200 | 200 | 200 | 1,83 | 1,92 | 1,92 | 15,15 | 1300 |
| 16.12.04. | 3×25 3×150 3×200 3×300 3×100 | 5,8 | 0 | 2,25 | 45,9 | 210 | 210 | 210 | 3,33 | 3,33 | 3,33 | 15,15 | 1450 |
| 16.12.04. | 3×25 3×150 3×200 3×300 3×100 | 5,4 | 0 | 2,18 | 45,4 | 210 | 210 | 210 | 3,33 | 3,33 | 3,33 | 15,15 | 1400 |
| 16.12.04. | 3×25 3×150 3×200 3×300 | 5 | 0 | 1,95 | 45,4 | 220 | 220 | 220 | 2,83 | 3 | 2,83 | 15,15 | 1400 |
| 20.12.04. | 3×25 3×200 3×300 3×25 3×150 | 5,2 | 0 | 2,06 | 46 | 220 | 220 | 220 | 3,17 | 3,17 | 3,17 | 15,15 | 1410 |
| 20.12.04. | 3×25 3×150 3×200 3×300 3×100 | 5,7 | 0 | 2,18 | 46 | 220 | 220 | 220 | 3,17 | 3,33 | 3,17 | 15,15 | 1450 |

Примечание: рабочее тело - насыщенный пар (вероятно пароводяная смесь).

Как видим из таблиц №5 и №6 на столь низких параметрах рабочего тела получаем достаточно высокую частоту вращения порядка 1500 об/мин и электрическую мощность практически такую же, какой обладает электростанция на базе этого бензинового двигателя (АБ-4, $N_{эл}=4$ кВт). Такие высокооборотные паровые машины, мы называем паропоршневыми двигателями (ППД) как имеющие принципиально другую конструкцию.

Следует сказать, что на сегодня мы не знаем точно, почему упала мощность в 2004 году по сравнению с 1997 годом, так как экспериментальные данные, полученные при переделке бензодвигателя ЗМЗ-402 в ППД в 1998 году показали существенный рост мощности при переходе с воздуха на пар того же давления. Одной из наиболее вероятных причин было повышение температуры смазочного масла при переходе от воздуха к пару (при работе на воздухе выхлопной патрубок покрывался инеем). Падение мощности в 2004 году может быть вызвано заменой головок цилиндров, обеспечивающих внутрицилиндровую сепарацию пара для уменьшения попадания воды в картер. Так же падение мощности могли вызвать иные фазы парораспределения (другой распредвал). Причина будет установлена в процессе дальнейших испытаний, которые прервались в 2004 году в связи с организационными трудностями. Сейчас ищем паровую котельную или ТЭЦ, где можно было бы продолжить испытания.

Что касается воды в масле, то она была. Осуществлялся подбор масла и режимов работы двигателя. В результате наработка до смены масла стала более 1 часа. В дальнейшем предстоит доработать систему смазки одним из четырех известных нам способов; что обеспечит безостановочную работу двигателя весь отопительный сезон.

Так же следует отметить, что в процессе экспериментов был получен уникальный на наш взгляд результат - это работа, поршневого двигателя на перегретой воде. Во время испытаний происходил унос воды и вместо насыщенного пара от одного из котлов шла перегретая вода. Головки нашей конструкции обеспечили работу двигателя на перегретой воде, причём мощность по сравнению с насыщенным паром снижалась только в два раза. В дальнейшем эти же головки обеспечили демонстрацию работы на паре с давлением ниже атмосферного - практически в режиме холостого хода.

Научной группой «Промтеплоэнергетика» МАИ ведутся разработки паропоршневых двигателей на базе серийных двигателей внутреннего сгорания (ДВС) и изобретений и ноу-хау, созданных её сотрудниками ранее. Мощность паропоршневых двигателей примерно равна мощности исходных бензиновых и дизельных двигателей при давлении пара 5-7 кг/см². Мы умеем конвертировать любой двигатель внутреннего сгорания (ДВС) в паропоршневой двигатель. Это означает возможность получения паропоршневых двигателей в диапазоне мощностей серийных ДВС России, то есть *от 1 до 22000 кВт*. Все наши разработки ориентированы на автономную работу от электросетей. Благодаря использованию дешевых устаревших ДВС существует уникальная возможность поставки оборудования с проведением ОКР и НИР для конкретной котельной со сроком окупаемости, в ряде случаев, в течение менее одного отопительного сезона. Благодаря изобретениям сотрудников научной группы все подвижные и изнашивающиеся детали паропоршневых двигателей (кроме иногда распредвала) сохранены от исходного ДВС, что обеспечивает решение проблемы запчастей и ремонта обычными автослесарями [59, 60,61]

Применение паропоршневых машин возможно в нескольких вариантах.

1. Одна паропоршневая машина вращает электрогенератор, обеспечивающий электроэнергией всю котельную
2. Паропоршневые машины являются приводом для наиболее мощного вспомогательного оборудования котельных вместо электродвигателей. Маломощный электрогенератор, приводимый паропоршневым двигателем, обеспечивает электроэнергией остальное оборудование котельной

3. Практически все вспомогательное оборудование котельной приводится паропоршневыми двигателями, совсем небольшой электрогенератор с паропоршневым двигателем вырабатывает электроэнергию только для КИП и А.
4. Приводом наиболее мощного вспомогательного оборудования котельной являются паропоршневые двигатели, остального - электродвигатели, потребляющие сетевую электроэнергию. Этот вариант не дает автономности работы котельной от внешней электросети, но снижая потребление электроэнергии на порядок обладает наименьшим сроком окупаемости.

Рассмотрим 4 вариант с точки зрения экономической целесообразности, а конкретно замену в одной или нескольких котельных 10-ти электродвигателей мощностью по 50 кВт, работающих постоянно, на аналогичные им по мощности паропоршневые двигатели (ППД). Отметим, что результаты представленного расчёта мало меняются при изменении единичной мощности заменяемых электродвигателей в диапазоне от 20 до 200 кВт при сохранении их суммарной мощности 500 кВт.

При замене электродвигателей суммарной мощностью 500 кВт экономия в месяц составляет:

$$500 \text{ кВт} \times 24 \text{ час} \times 30 \text{ дней} = 360.000 \text{ кВт} \times \text{час} \text{ электроэнергии.}$$

При среднем тарифе 1,2285 руб. (такой тариф действует с 1 января 2006 года в г. Москве согласно Приказу ФСТ России от 2 августа 2005 года №337-э/5) и НДС 18% в денежном выражении месячная экономия по электроэнергии составит:

$$360.000 \text{ кВт} \times \text{час} \times 1,2285 \text{ руб.} \times 1,18 = 521866,8 \text{ руб.}$$

Для работы ППД используется незначительная часть энтальпии пара, проходящего через него. При этом предприятие несёт расходы, связанные с использованием тепловой энергии в ППД. Потери во внешнюю среду в теплоизолированном ППД не могут превысить 10%. Выхлопной пар идёт в бойлер или на любое другое теплоиспользующее оборудование и его теплота полностью полезно используется. При замене электродвигателей на ППД с учётом 10% возможных тепловых потерь в окружающую среду, затрачиваемая тепловая мощность составляет:

$$500 \text{ кВт} \times 1,1/1160 = 0,474 \text{ Гкал/час}$$

Месячные затраты тепловой энергии составят:

$$0,474 \text{ Гкал/час} \times 24 \text{ час} \times 30 \text{ дней} = 341,38 \text{ Гкал в месяц.}$$

При тарифе на тепловую энергию в г. Москве 434,5 руб. за 1 Гкал (по такой цене тепловую энергию отпускают в 2006 году, согласно Приказу ФСТ России от 2 августа 2005 года №337-э/5, однако стоимость её выработки в собственной газовой котельной ещё ниже) и НДС 18% получим стоимость тепловой энергии затрачиваемой на работу ППД:

$$341,38 \text{ Гкал} \times 434,5 \text{ руб.} \times 1,18 = 175028,9 \text{ руб.}$$

Месячная экономия денежных средств при использовании ППД составит:

$$521866,8 \text{ руб.} - 175028,9 \text{ руб.} = 346837,9 \text{ руб.}$$

При этом затраты на персонал входят в стоимость использованной тепловой

энергии.

Стоимость НИР, ОКР, комплектующих изделий, изготовление ППД, пусконаладочные работы составляют 3000000 руб., в ценах начала 2006 года для варианта замены электродвигателей суммарной мощностью 500 кВт на ППД. В этом случае срок окупаемости составит:

$$3000000/346837,9\text{руб.}=8,65 \text{ мес.}$$

Рассмотрим подробнее стоимость разработки и поставки паропоршневых двигателей и электрогенераторов с паровым приводом на их основе от научной группы МАИ «Промтеплоэнергетика». (Цены августа 2006 г.)

Стоимость 1 шт., включая НДС, при поставке 10 шт. и более в ценах 2006г.

| Мощность электрическая, механическая при давлении насыщенного пара 7 кг/см ² манометрических и частоте вращения 1000-1500 об/мин | Паропоршневой двигатель привода котельных насосов, дымососов, дутьевых вентиляторов с ручным регулированием частоты входной паровой задвижкой | | | | Асинхронный* электрогенератор с паровым приводом и регулированием частоты тока входной паровой задвижкой для регулирования частоты вращения котельных насосов, дымососов, дутьевых вентиляторов | | | | Синхронный электрогенератор с паровым приводом стабилизированной частоты 50±0,2 Гц и точнее в том числе при ступенчатом изменении нагрузки, что невозможно для известных способов регулирования любых тепловых двигателей. | | | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|------------|-------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|------------|-------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|------------|-------|
| | Поставка и наладка | | Разработка | | Поставка и наладка | | Разработка | | Поставка и наладка | | Разработка | |
| | тыс. руб. | | млн. руб. | | тыс. руб. | | млн. руб. | | тыс. руб. | | млн. руб. | |
| кВт | Сумма | Аванс | Сумма | Аванс | Сумма | Аванс | Сумма | Аванс | Сумма | Аванс | Сумма | Аванс |
| 4 | 30 | 16 | 0,9 | 0,1 | 50 | 20 | 1 | 0,12 | 150 | 60 | 6 | 0,6 |
| 8 | 60 | 33 | 1,2 | 0,2 | 100 | 40 | 1,5 | 0,15 | 200 | 60 | 6 | 0,6 |
| 30 | 200 | 75 | 4 | 0,5 | 300 | 100 | 4,5 | 0,6 | 400 | 150 | 9,5 | 1,2 |
| 50 | 300 | 90 | 8 | 0,8 | 500 | 130 | 9 | 1 | 600 | 200 | 14 | 1,5 |
| 100 | 700 | 300 | 16 | 2 | 1000 | 600 | 17 | 3 | 1200 | 800 | 22 | 3 |

* Для мощности 30 и 100 кВт применяется синхронный генератор входящий в состав исходного дизель-генератора. Исполнитель оставляет за собой право заменить синхронный генератор на асинхронный.

Создание паропоршневых двигателей предполагается путём конверсии существующих отечественных бензиновых и дизельных двигателей в паропоршневые двигатели. Исполнитель оставляет за собой право изготовить паропоршневой двигатель целиком без использования существующих двигателей. Асинхронные электрогенераторы изготавливаются на базе общепромышленных асинхронных короткозамкнутых электродвигателей.

Работа как по поставке так и по разработке осуществляется поэтапно с авансовым платежом.

Под поставкой и наладкой подразумевается кроме поставки и наладки обучение персонала. В состав поставки входит только эксплуатационная и ремонтная документация. Конструкторская документация в состав поставки не входит.

Под разработкой понимается:

1. Поставка головного образца изделия с демонстрацией его в работе.
2. Передача конструкторской документации.
3. Передача Ноу-Хау.
4. Передача неисключительной лицензии на производство без ограничения по территории продаж и их количества.

Стоимость оплаты за разработку может быть существенно снижена при ограничении использования лицензии, например при изготовлении паропоршневых двигателей и асинхронных электрогенераторов только для собственных нужд предприятий, входящих в холдинг, оплативший разработку.

Цены приведены при заключении договора на разработку с МАИ и при заключении договора на поставку с сотрудничающей с МАИ организацией, например ЗАО «ЛЕССА» г. Королёв Московской области изготовившего совместно с МАИ электрогенератор с приводом от паропоршневого двигателя поставленного в РХТУ им. Д.И. Менделеева и производшего его наладку на месте установки.

Предложенные здесь паропоршневые двигатели предназначены в первую очередь для котельных, где они устанавливаются параллельно задвижке дросселирующей пар идущий из паровых котлов в бойлер горячей воды. При этом для сохранения тепловой схемы котельной предполагается, что количество тепловой энергии переходящей в механическую невелико и примерно таково, что пар остаётся насыщенным (при дросселировании насыщенного пара задвижкой, он перегревается). При этом коэффициент использования теплоты сгорания топлива приближается к КПД котла, если выходной пар паропоршневого двигателя полезно используется.

Ручное регулирование частоты позволяет подобрать оптимальную частоту вращения вспомогательного оборудования котельных, что даёт эффект аналогичный применению регулируемого электропривода (снижение потребной механической мощности, расхода воды и газа).

Такие паропоршневые двигатели не целесообразно использовать для автономных паросиловых установок.

Научная группа МАИ «Промтеплоэнергетика» готова разрабатывать и поставлять паропоршневые двигатели автономных паросиловых установок и сами установки с давлением перегретого пара 39 кг/см^2 и выше, что даёт КПД электрический 20-30%, а при полезном использовании выхлопного пара коэффициент использования теплоты сгорания топлива приближается к КПД котла.

Рассмотрим теперь, что из себя представляет путь создания высокоэффективного ППД с нуля.

При соответствующем финансировании работ представляется возможным создание ППД с высокими параметрами пара, обладающего КПД 35-40%. Не исключено применение парогазового и бинарного цикла работы двигателя, что обеспечит ещё более высокий КПД, практически до теоретического предела тепловой машины - 50%. Наиболее перспективной, здесь мы полностью разделяем мнение изложенное в [58] является схема с бесшатунным механизмом преобразования движения С. С. Баландина. Эта схема позволяет решить вопрос попадания воды в масло и масла в пар, при этом сделать ППД компактным и двухстороннего действия. Тут следует отметить, что первоначально этот механизм был применён в 1935-1936 годах в паровых машинах, а лишь позднее в 1937-1951 годах в созданных под его руководством авиадвигателях мощностью до 10000 л. с.

Сейчас также находятся энтузиасты, которые продолжают создавать опытные дизельные и бензиновые двигатели с применением этой схемы.

Также следует подчеркнуть, что эта схема двигателя является находкой для энергетики, так как позволяет создать двигатель с ресурсом в 50 раз большем, чем в обычной тронковой схеме. Теперь обратим внимание на следующий аспект проблемы автономной выработки энергии, это поддержание стабильной частоты тока $50 \pm 0,2 \text{ Гц}$ (по ГОСТ 13109-87, в который не укладывается ни один регулятор, применяемый на современных двигателях) при изменении внешней нагрузки. Какие варианты здесь существуют.

Первый - это параллельная работа с сетью, да ещё и как это полагается привод вспомогательного оборудования сетевой электроэнергией. В этом случае при отключении сетевой электроэнергии встаёт и наша установка, а при нормальной работе не возможно

договориться с АО «... энерго».

Второй - это выпрямление получаемого тока, а затем, через инвертор, его преобразование в переменный ток стабильной частоты. Стоимость электротехнического оборудования при этом составляет 2/3 от стоимости установки и поэтому значительно увеличивает срок окупаемости.

Благодаря работе научной группы МАИ «Промтеплоэнергетика» появилась третья возможность поддержания стабильной частоты тока. Наша группа обладает НОУ-ХАУ, которое позволяет стабилизировать частоту вращения самого двигателя, как бы не менялась внешняя нагрузка. Это НОУ-ХАУ позволяет сделать силовую установку простой, надёжной и дешевой.

Подводя итог вышесказанного можно сказать, что имеется возможность своеобразной модернизации энергетики на базе паропоршневых технологий, в двух направлениях:

1. *Применение паропоршневых технологий в котельных, в том числе и водогрейных, что сделает теплоснабжение страны более дешевым и надёжным.*
2. *Применение паропоршневых двигателей в автономных паросиловых установках для электроснабжения на базе местного топлива и отходов.*

Практически полный вариант данной статьи опубликован под названием «Какими должны быть котельные» в журнале «Коммунальный комплекс России» в 2009г. №11-12 и в 2010г. №1, №2, №3, №4. Сокращенные варианты этой статьи под разными названиями были опубликованы в авторитетных среди работников ЖКХ журналах «Новости теплоснабжения» в 2002г. №4, №5, №6; «Реформа ЖКХ» в 2005г. №3; «Турбины и дизели» в 2006г. №2, №6; «Энергосбережение» В 2011г. №8, главным редактором которого является П.П.Бирюков зам. мэра Москвы в Правительстве Москвы по вопросам ЖКХ. Вопросы применения ППД в котельных подробно рассмотрены в изданных Московским институтом энергобезопасности и энергосбережения в 2009г. монографии «Обеспечение независимости электро и теплоснабжения России от электрических сетей на базе поршневых технологий» и учебном пособии «Автономное электро и теплоснабжение на базе поршневых технологий» Дубинина В.С. Наши материалы о применении ППД в котельных опубликованы в реферируемых научных журналах, входящих в перечень ВАК «Промышленная энергетика» 2005г., №9, №10, №11; 2006г., №1; 2007г., №6; 2008г., №7, №8; журнале «Энергосбережение и энергоэффективность» 2010г., №6.

О применении ППД в котельных было доложено на 16 научно-технических конференциях, в том числе в 2001г. на научно-техническом семинаре оборонно-промышленного комплекса Министерства промышленности и науки Московской области на тему «Проблемы энергообеспечения производства», проходившем в г.Юбилейном, где доклад Дубинина В.С. был одобрен и опубликован в журнале «Строительные материалы, оборудование и технологии XXI века» за 2001г., №6, №7. В 2007г. Доклад был сделан на секции «Малая и нетрадиционная энергетика» НТС РАО «ЕЭС России». В 2009г. технический совет ассоциации «Мособлтеплоэнерго» заслушал и принял положительное решение по докладу Дубинина В.С. На XXVIII конференции 2011г. «Москва: проблемы и пути повышения энергоэффективности» было принято решение о публикации доклада Дубинина В.С. и др. в журнале «Энергосбережение» (2011г. №8).

Если вас заинтересовали эти проблемы, то пишите по адресу: 125993, Москва ГСП-3, Волоколамское шоссе, д. 4, МАИ, КТТМ, В.С. Дубинину.

звоните: по телефонам (495)5165325 доб.3161 с13 до 18, (495)516-99-28 с18до22 доб.3161, (495)516-99-28. доб 3161 по субботам

Факс: (499) 158-29-77 (указать КТТМ, Дубинину)

Или на e-mail: promteploenergetika@rambler.ru. Дубинин Вам обязательно позвонит!

Сайт www.entrgodub.ru

Список литературы

1. Семенов В.Г. О реконструкции котельных в ТЭЦ. – Новости теплоснабжения, 2006, №1.
2. Пульнер И.П. Горячие результаты холодного сезона. – Энергонадзор и энергобезопасность, 2006, №2.
3. Клименко А.В. Традиционная и нетрадиционная энергетика в обеспечении жизнедеятельности населения самой холодной страны мира. – Новости теплоснабжения, 2002, №2.
4. Яковлев В. А. О работе предприятий жилищно-коммунального хозяйства в осенне-зимний период 2005-2006 гг. и задачах по подготовке их к работе в осенне-зимний период 2006-2007 гг.. – Новости теплоснабжения, 2006, №6.
5. Корякин Ю.И. Климат и энергоглобализация – путь к гармонии? – Новости теплоснабжения, 2001, №8.
6. Санин Г. Бампер государства. – Итоги 8 февраля 2005.
7. Корецкий А. Через 15 лет все будет по-другому. – Энергетик, 1995, №1.
8. Колесникова Елена. Программа повышения надежности. – Энергорынок, 2006, №3.
9. Мариничева Ольга. Как обесточить Америку. – Энергетика и промышленность России, 2006, №4.
10. Рекомендации участников «круглого стола» «Надежность ЕЭС России». – Энергонадзор и энергобезопасность, 2006, №2.
11. Семенов В.Г. Проблемы когенерации. – Новости теплоснабжения, 2006, №7.
12. Силин Виктор. Итоги «ледникового периода». – Энергорынок, 2006, №3
13. Васильева Алина. Тарифы угрожают энергобезопасности России? – Энергетика и промышленность России, 2006, №4.
14. Москве не избежать перебоев с электроснабжением. – Энергетика и промышленность России, 2006, №5
15. Энергетики против промышленников: наказания не избежать? – Главный энергетик, 2006, №4.
16. Предел прочности. – Энергетика и промышленность России, 2006, №2.
17. Разоренов Р.Н., Кузнецов С.В. Испытания холодом. – Новости теплоснабжения, 2006, №2.
18. Суслин Н. И. О проведении энергосберегающих мероприятий на объектах МУП «Реутовская теплосеть». – Новости теплоснабжения, 2006, №8.
19. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. – СПб.: «Издательство Деан», 2000.
20. Шабашев Даниил. Москва нашла ток в канализации. – Главный энергетик, 2006, №1.
21. Некрасов А. С. Состояние и перспективы развития теплоснабжения в России. – Энергетик, 2004, № 10.
22. Салихов А.А., Фаткуллин Р.М., Абдрахманов Р.Р., Щаулов В.Ю. Об опыте эксплуатации газопоршневых мини-ТЭЦ ОАО «Башкирэнерго». – Электрические станции, 2003, №11.
23. Дубинин В.С., Лаврухин К.М. Перспективы использования поршневых машин для децентрализованной комбинированной выработки тепловой и

- электрической энергии. – Строительные материалы, оборудование и технологии XXI века, 2001, №6,7.
24. Дубинин В.С., Лаврухин К.М. Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии в котельных. – Новости теплоснабжения, 2002, №4,5,6.
 25. Михайлец Константин. Уроки холодов. Энергосистема страны остро нуждается в инвестициях. – Энергорынок, 2006, № 3.
 26. Ремезов А.Н. Реформирование ТЭК города Москвы. – Энергонадзор и энергобезопасность, 2006, №2.
 27. Дубинин В.С. Сопоставление систем централизованного и децентрализованного энергоснабжения в современных условиях России. Часть 1. – Промышленная энергетика, 2005, №9.
 28. Березинец П.А. Обоснование целесообразности реконструкции котельных и ТЭЦ с использованием газотурбинных установок. – Новости теплоснабжения, 2006, №6.
 29. Совершенствование топливного баланса тепловых электростанций России – настоятельное требование времени. – Энергетик, 2004, №1.
 30. Федоров А.И., Овчинников В.А. Опыт перевода водогрейных котлов типа ПТМ-30М и КВГМ в пароводогрейный режим с выработкой пара и горячей воды в одном агрегате. – Промышленная энергетика, 1999, №1.
 31. Верес А.А. Бузников Е.Ф. Перевод башенных водогрейных котлов ПТВМ-50, ПТВМ-100 в комбинированный пароводогрейный режим. – Промышленная энергетика, 1998, №9.
 32. Российские энергоэффективные технологии. Энергоэффективные технологии производства электроэнергии. Технология ТУРБОКОН. Выпуск 1. Москва, 2001.
 33. Титов Д.П., Дубинин В.С., Лаврухин К.М. Паровым машинам быть! – Промышленная энергетика, 2006, №1.
 34. Мунц В.А., Филипповский Н.Ф., Степин С.М., Сысков С.Л., Лекопцева Ю.Г. Модернизация существующих производственных котельных в мини-ТЭЦ. – Новости теплоснабжения, 2005, №4
 35. Пакшин А.В., Каримов З.Ф. Эффективность реконструкции пароводогрейной котельной в мини- ТЭЦ. – Промышленная энергетика, 2004, №10.
 36. Боровков В.М., Бородин О.А. Паровая винтовая машина для использования в малой энергетике. – Новости теплоснабжения, 2006, №2.
 37. Левин Б. И., Степина Е.М. Комбинированные источники теплоснабжения на базе паровых и пароводогрейных котельных. – Новости теплоснабжения, 2002, №6.
 38. Салов В.Р., Яблоков Л.Д. Паровой турбогенератор для мини-ТЭЦ мощностью 300 кВт. – Промышленная энергетика, 2006, №5
 39. Федоров В.А. Опыт разработки, строительства и ввода в эксплуатацию малых электростанций. – Теплоэнергетика, 2000, №1.
 40. Сыромятников С. П. Тепловой процесс паровоза. – Издательство академии наук СССР М. 1955.
 41. Зубов И. В., Чистович А. С., Мануилов А.Ф. Распределенная когенерация на муниципальных котельных. – Новости теплоснабжения, 2004, №10.
 42. Супрунов А.Е. Тариф на присоединение к сетям ОАО «Мосэнерго» увеличен в 200 раз. – Промышленный вестник, 2005, №1.
 43. Юдина Людмила. Энергетики возьмут деньгами. – Трибуна, 22 сентября 2006, №37.

44. Щелоков Я.М, Распределенная энергетика. – Новости теплоснабжения, 2004, №3.
45. Внуков А.К. Эксплуатация промышленных и коммунальных котлов при пониженных давлениях. – Новости теплоснабжения, 2004, №9.
46. Дуббель Г. Конструирование и расчет паровых машин. – С.-Петербург, издание А.С. Суворина, 1907.
47. Жигалов В.А. Паровая машина это актуально! – Промышленная энергетика, 2003, №7.
48. Жигалов В.А. Руководство к использованию поршневых паровых машин. – Промышленная энергетика, 2005, №6.
49. Жигалов В.А. Малая тепловая электростанция это реально! – Новости теплоснабжения, 2006, №1.
50. Дизель УД-6, описание и руководство по эксплуатации. – М. В/О «Энергомашэкспорт».
51. Ельнев А.В. Краткий справочник по сельхозмашинам. – Сельхозгиз, 1957.
52. Машины и орудия для лесохозяйственных работ (справочник). Москва, 1958.
53. Дузь П. Паровой двигатель в авиации. – НКАП СССР, М. Л. Оборонгиз, 1939.
54. Ульянов И. Е., Дубинин В.С., Квачев В.Н., Головченко Ю.А., Лаврухин К.М. Способ работы поршневого двигателя и поршневой двигатель. Авт. Свид.№1753001 А1, приор. 19.07.89, опубл. 07.08.98. Бюл. №29.
55. Дьяченко Н. Х. ред. Теория двигателей внутреннего сгорания. Рабочие процессы. Л. Машиностроение, 1974.
56. Иноземцев Н.Н. Тепловые двигатели. НКАП оборонгиз, 1945.
57. Хлебалин Ю.М. Модернизация ТЭЦ с турбинами Р-100-130/15 и Т-70/110-1,6.
58. Некрасов В.Г. К вопросу о применении паровых машин. – Промышленная энергетика, 2004, №7.
59. Дубинин В.С., Лаврухин К.М., Титов Д.П. Перспективы применения паропоршневых двигателей для привода вспомогательного оборудования котельных. – Тезисы докладов международной научно-практической конференции «Малая энергетика 2003» 11-14 ноября 2003 г., г. Обнинск.
60. Дубинин В.С., Лаврухин К.М., Титов Д.П. Роль паропоршневых двигателей в реформировании энергетики России. – Тезисы докладов международной научно-практической конференции «Малая энергетика 2004» 11-14 октября 2004 г., г. Москва.
61. Дубинин В.С. Сопоставление систем централизованного и децентрализованного энергоснабжения в современных условиях России. Часть 3. – Промышленная энергетика, 2005, №11.