

компаниями рост добычи нефти в России. У всех остальных ВИНК период максимальной добычи на разрабатываемых в настоящее время объектах уже пройден (табл. 1).

Регионы нефтедобычи

Для обеспечения энергетической безопасности страны и выполнения требуемых объемов экспорта нефти, по предварительным материалам к «Энергетической стратегии России на период до 2030 года», к 2030 году добыча нефти должна составить 570 млн. т (рост на 80 млн. т по сравнению с 2007 годом).

Если уровень добычи нефти в Восточной Сибири достигнет к этому времени необходимых для заполнения нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан 80 млн. т в год, то, по сути, добыча в остальных регионах должна остаться на текущем уровне. Вместе с тем, по оценке западно-сибирских специалистов, с 2009 года объем добычи в основном регионе – Ханты-Мансийском АО (ХМАО) – начнет снижаться, и к 2020 году добыча составит 250 млн. т. С увеличением инвестиций и повышением нефтеотдачи к 2020 году автономный округ сможет выйти на уровень добычи 270 млн. т. Если оптимистичный уровень добычи в ХМАО сохранится и до 2030 года, то на остальные регионы остается

300 млн.т в год. Следует учесть, что к этому времени будет извлечено 12 млрд. т нефти, что соизмеримо с текущими зарубежными оценками доказанных запасов нефти России [3].

Сложно ожидать сохранения текущих уровней добычи в традиционных регионах – Урало-Поволжье, на Кавказе, в центральной и южной частях Тимано-Печорской провинции. Рост добычи нефти возможен только в новых регионах (подчеркнем, что речь идет о 220 млн. тонн годовой добычи) – на шельфе Охотского моря на востоке и шельфе и побережье Печорского и Карского морей на севере.

Особенностью этих регионов является то, что их центры нефтедобычи являются экспортно-ориентированными, т. е. добываемая в них нефть не может быть поставлена на переработку на территории России и использована в народном хозяйстве. Соответственно, даже при сохранении объемов добычи нефти будет расти экспортная составляющая и снижаться поставка сырья на территорию страны.

Литература

1. International Petroleum Monthly. 2007. № 11 (ноябрь).
2. BP Statistical Report. 2007.
3. Григорьев М. Н. Местный взгляд на глобальные вопросы // Мировая энергетика. 2008. № 1. С. 16–17.

РЕПЕРНЫЕ ТОЧКИ ТЕПЛОФИКАЦИИ

А. Б. Богданов (Департамент перспективного развития Омской ЭГК)

В предыдущем выпуске журнала мы знакомились с влиянием климата Омского региона и Санкт-Петербурга на теплофикацию, на котельназацию в регионе, в стране. Тогда впервые были озвучены такие понятия, как «Первая реперная точка» и «Вторая реперная точка». Продолжая знакомство с экономическими основами теплофикации в России, в настоящей статье обсудим понятие «Третья реперная точка теплофикации».

«Изменить мир может только знание, и ничто другое»

Юкио Мисима

Каждый машинист котла, машинист турбины знает, что на коллекторах экранных труб котлов, паровых турбинах, паропроводах, сетевых трубопроводах установлены так называемые «реперные точки». По показаниям репера судят о том, правильно или неправильно расширяются подвесные экраны, не защемлен ли где-либо паропровод на скользящих опорах, равномерно

или неравномерно расширяются цилиндры паровых турбин и т. д. Маленькие, почти незаметные реперные точки играют огромную роль в построении сложных систем и механизмов. У геодезистов, строителей и энергетиков везде имеются реперные точки. Реперные точки – это точки отсчета, относительно которых точно измеряются базовые показатели сложных систем. Именно по относительным точкам в виде репера оценивается «здравье» зданий, сооружений и инженерных систем. Без применения реперных

точек невозможно правильно построить сложные инженерные системы, здания и сооружения. Наглядным примером реперной точки в электроэнергетике, характеризующей степень «здоровья» электроэнергетической системы, является частота 50 Гц в электрической сети. Именно по уровню частоты принимаются решения о балансе производства и потребления электрической энергии в целом по Единой энергетической системе России. В теплознегнетике городского хозяйства температура обратной сетевой воды является основной реперной точкой, по показаниям которой можно четко и однозначно судить о «здоровье» теплознегнетической системы города. Для отопительных систем значение реперной точки равно 70°С при расчетной температуре наружного воздуха. Температурный график обратной сетевой воды является для эксплуатационного персонала теплопотребляющих и теплоснабжающих организаций, для наладчиков и проектировщиков базовым исходным документом – той реперной точкой, с помощью которой можно распутать сложный клубок взаимных противоречивых требований теплоснабжающей и теплопотребляющей организаций.

*«Глаза есть, видеть нет»
Дерсу Узала*

Основные показатели развития энергетического комплекса города, региона, страны можно определить по технико-экономическим показателям, которые сведены в одну из старейших форм государственной статистической отчетности: «Сведения о работе тепловой электростанции», так называемую «форму 6-тп». Более тридцати лет назад, когда мне впервые пришлось оформлять форму статистической отчетности «6-тп», я, как и многие другие, даже не задумался о глубинном смысле и сути этой формы. Да, ТЭЦ выработала столько-то тепла, сожгла столько-то топлива, да, израсходовала столько-то электроэнергии на собственные нужды, да, удельный расход топлива такой-то. Казалось бы, что тут сложного? Главное, чтобы выдержать сроки отчетности. Пока все люди отмечают новогодние праздники, необходимо скорее оформить расчеты, подписать у директора, и бегом, до 3...5 января, сдать «форму 6-тп» в энергетическую систему и затем – в статистическое управление.

Спустя пять-восемь лет, я впервые задумался о том, что в этом отчете «6-тп», не все просто. Оказывается, что всю экономию топлива на ТЭЦ, достигающую 35...40%, по каким-то не совсем понятным принципам надо относить на удешевление электрической энергии. Но по-

кольку методика расчета и отчет по «форме 6-тп» имеют статус государственной статистической отчетности, значит, так надо стране. Делай, молодой начальник ПТО станции, скорее отчет и не задумывайся. Как правильно использовать так называемый «народно-хозяйственный эффект от теплофикации», государство подумало за тебя и в виде статистической отчетности по формам «3-тех» и «6-тп» утвердило в качестве технического норматива. Не думай, делай скорее отчет, за тебя подумал кто надо!

Все бы хорошо, но когда ты приобретаешь жизненный опыт, появляется чувство гордости за свою работу, за свои знания, появляется понимание того, что политизированная статистика – это далеко не безобидная вещь. Почему в стране с холодным климатом закрываются ТЭЦ? Почему, в то время когда на ТЭЦ и ГРЭС сбрасывается в атмосферу огромное количество тепла, которого хватило бы для отопления всего Омска, строятся новые котельные и потребители отключаются от действующих ТЭЦ? Кто виноват в этом и в том, что огромный «народно-хозяйственный эффект» в условиях так называемых рыночных отношений не виден в формах статистической отчетности? Почему законодатели, руководители федеральных и региональных органов, формирующие энергетическую политику, играют в «энергосбережение», и, как слепые котята, не могут принять адекватных решений? Одной из главных причин этого является **необъективная статистика, решающая политические задачи определенных кругов**, не отражающая реального положения в топливно-энергетическом балансе в стране, в регионе, в городе.

Статья 12. Государственное статистическое наблюдение за потреблением энергетических ресурсов и их эффективным использованием

Государственное статистическое наблюдение за величиной и структурой потребления энергетических ресурсов и их эффективным использованием организует и проводит уполномоченный на то федеральный орган исполнительной власти по статистике в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации. (Выписка из федерального закона «Об энергосбережении» № 28-ФЗ 3 апреля 1996 г.)

Образно говоря, «форма 6-тп» – это черно-белая картина, укрупненно отражающая состояние энергетики предприятия, региона, страны. Именно на основании первичной информации, заложенной в «форме 6-тп», анализируются балансы производства энергии и мощности,

ПРОБЛЕМЫ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

прогнозируется потребность в топливе, анализируется экономичность производства энергии, определяется состав генерирующего оборудования по каждому региону и в целом по стране.

В подавляющем большинстве случаев в условиях плановой экономики статистической отчетности «формы 6-тп» было достаточно для анализа и принятия правильных и эффективных решений. ГОСПЛАН СССР, понимая экономические выгоды от теплофикации, принимая в какой-то степени обоснованные программы развития ТЭЦ, не позволял хаотически строить как локальные котельные, так и ГРЭС. С приходом рыночных отношений контролирующая и регулирующая деятельность бывшего ГОСПЛАНа СССР по топливосбережению в целом по стране исчезла. Существующие сегодня ведомства и министерства, формально исполняя требования федерального закона «Об энергосбережении» №28-ФЗ, не взяли на себя ответственности за эффективное и реальное обеспечение топливосберегающей политики в России.

Одной из причин перерасхода топлива при отказе от ТЭЦ и безудержного строительства котельных является то, что государственная статистическая отчетность «формы 6-тп» не отражает эффективности топливоиспользования при потреблении тепловой и электрической энергии от ТЭЦ, ГРЭС, котельных и не выявляет потенциала возможной экономии по региону и в целом по стране. Получается так, как говорил проводник Дерсу Узала из повести Арсеньева «Глаза есть, видеть нет». Вроде бы имеется государственная статистика, вроде бы и строчки по резерву экономии в отчете есть, а экономического потенциала нет. Рассмотрим ряд примеров и парадоксов энергосберегающей политики в России.

Пять парадоксов Российской энергетики

Удельный расход условного топлива на производство электрической и тепловой энергии на ТЭЦ не соответствует технологии производства энергии. Вот уже многие десятилетия формы статистической отчетности, в том числе «форма 6-тп», дают нам общую картину состояния развития ТЭЦ и котельных в нашей стране. Среди главнейших показателей экономичности работы наших тепловых электростанций – удельный расход топлива на производство электрической энергии и удельный расход топлива на производство тепловой энергии. Казалось бы, чего проще: раздели расход топлива на отпуск электроэнергии или тепла и получишь этот показатель. Да, это относительно легко опре-

делить для простых случаев, например для крупных ГРЭС, где удельный расход составляет 310...400 г/кВт·ч, или для котельных, где он составляет 155...170 кг/Гкал. Однако далеко не каждый специалист может сразу сказать, хорош или плох этот показатель. Тем более этого не скажет ни один менеджер от энергетики, не имеющий специальной подготовки!

Парадокс № 1. Лукавые цифры

Гораздо нагляднее оценивать эффективность производства электрической и тепловой энергии по универсальному показателю – Коэффициенту Полезного Использования Топлива (КПИТ). Так, для выше приведенных примеров КПИТ ГРЭС составляет 39...30%, а для котельной – 85...81%. По КПИТ видно, что для производства 1 единицы электроэнергии необходимо затратить 2,6...3,3 единиц топлива, а для производства единицы тепла – 1,08–1,18 единиц топлива. Сразу наглядно видно, что производство высококачественной электрической энергии – это очень дорогое удовольствие и что оно обходится в три раза дороже, чем производство тепловой энергии. (Прошу читателя запомнить это соотношение: в три раза!) Поскольку накладные расходы на производство энергии, как правило, распределяются пропорционально израсходованному топливу, то и тариф на электрическую энергию также должен быть в три раза больше, чем на тепловую! Однако такой наглядный и сильный показатель как КПИТ не нашел своего достойного места в формах государственной статистической отчетности! Почему? Парадокс!

Не отражается реальная экономичность использования топлива на котельных из-за отсутствия учета затрат топлива на производство электроэнергии для собственных нужд котельной. Так, средствами массовой информации в качестве убедительного примера высокой эффективности мини-котельных постоянно приводятся котлы с КПД 90...92% (155,3–158,7 кг/Гкал) и даже до 94%. Да, вроде бы «крутые» показатели! Учет потребности тепла на собственные нужды котельной снижает КПИТ котельной до 85...87% (168,1...164,2 кг/Гкал). Именно эти данные и приводятся при оценке эффективности котельной по использованию топлива. Однако и этого недостаточно. Необходимо включить еще два показателя, а именно:

- Дополнительный расход топлива на производство электроэнергии, необходимой для нужд котельной. При этом электроэнергия должна рассчитываться как производство по реальному конденсационному способу с КПД не выше 38...35% (323...350 кг/МВт·ч);

- Дополнительный, не учитываемый «формой 6-тп» расход топлива, необходимый на компенсацию потерь электроэнергии с транспортом электроэнергии в электрических сетях от ГРЭС до котельной, достигающих 12...15%. Дополнительный прирост в потребности топлива на 1 Гкал тепловой энергии составит порядка $\sim 0,035 \text{ МВт}/\text{Гкал} \times 323 \text{ кг}/\text{МВт}/0,88 = 12...14 \text{ кг}/\text{Гкал}$. В итоге реальный удельный расход топлива для получения тепла от котельной уже поднимается до 178...180 кг/Гкал, что соответствует КПИТ котельной 80...79%.

К сожалению, существующая «форма 6-тп» не отражает этих затрат, и подавляющее большинство менеджеров и экономистов от энергетики, ориентируясь на отчетные показатели по котельным (158 кг/Гкал), провозглашают необходимость раздельного производства тепловой и электрической энергии, отключаются от ТЭЦ, и строят собственные котельные.

Парадокс № 2. «Премировать непричастных, наказать невиновных»

Еще сложнее определить удельный расход топлива на электроэнергию и тепло в случае одновременного производства электрической и сопутствующей тепловой энергии в единой технологической установке по так называемому комбинированному способу производства в теплофикационном режиме. Спустя 50...70 лет после массового внедрения теплофикации в России, за рубежом режим совместного производства стали называть **когенерацией**. При теплофикации (когенерации) уже нельзя прямо и однозначно определять расход топлива только на электроэнергию или только на тепло.

Комбинированное потребление позволяет существенно, на 35...40%, снизить расход топлива на производство равного количества тепловой и электрической энергии. При комбинированном способе производства энергии, когда исключаются потери тепла от конденсаторов в окружающую среду, КПИТ ТЭЦ по своему значению становится равным КПИТ котельной и составляет 90...82%. Это означает, что для производства единицы электрической и единицы тепловой энергии затрачивается 1,12...1,25 единиц топлива (как вы помните, при раздельном производстве затраты на единицу электроэнергии в три раза больше). Наглядно видно, что экономичность комбинированного производства электрической энергии против раздельного производства увеличивается в 2,3...2,9 раза! Но заслуга в достижении такой разницы, целиком и полностью, на все 100%, относится только на потребителя комбинированной тепловой

энергии, но ни в какой мере не на потребителя электрической энергии. У нас же в официальной статистике наоборот 80...70% экономии топлива относится на электроэнергетику и только 20...30% экономии топлива на теплового потребителя. Это и есть самый главный парадокс менеджмента Российской теплоэнергетики! Премировать заниженным тарифом абсолютно непричастных потребителей электроэнергии, и наказать невиновных, тех, кто обеспечивает потребление отработанного тепла от ТЭЦ. Почему? Парадокс!

Парадокс № 3. Игра в нормирование. «Отмеряем микрометром, отмечаем мелом, отрубаем топором»

В настоящее время в электроэнергетике России осуществляется жесткое нормирование технико-экономических показателей работы ТЭЦ и котельных. В течение более, чем пятидесяти лет советской и российской энергетикой наработан огромный багаж нормативных характеристик. В Москве, на самом высоком уровне, разрабатываются и утверждаются целые тома нормативных характеристик, нормативных удельных расходов (НУР) для какой-нибудь маленькой ТЭЦ и котельной. Нормируется все, что можно, и даже чересчур много. Учитывается все: расход электроэнергии и тепла на собственные нужды, потери электроэнергии на «корону» в электрических сетях, на пуски и остановы оборудования, потери через тепловую изоляцию. Производство энергии обложено нормами настолько сильно, что приходится «играть в нормирование». Искусством начальника ПТО факт подгоняется под норматив и «форма 6-тп», как правило, получается благостной. Но при всем этом жестком нормировании суть теплофикации остается настолько искаженной, что даже не все начальники ПТО станций, применяя «отравленную политизированную инструкцию», могут четко и однозначно оценить размер экономического ущерба для региона при отказе от теплофикации.

Диапазон жесткого нормирования КПИТ составляет: для котельной $86 \pm 2\%$, для ГРЭС составляет $37 \pm 2\%$. Для ТЭЦ же уровень КПИТ изменяется от 86 до 25%! Такой огромный интервал определяется уже не производством, а именно потреблением! Вот тут-то и должны работать настоящие менеджеры энергетики и предложить на рынок энергетических товаров совершенно новый вид энергетического товара – «комбинированную энергию» с диапазоном нормирования КПИТ $84 \pm 2\%$.

Создалась парадоксальная ситуация: с одной стороны, государство, введя жесткое нормиро-

вание при производстве энергии, контролирует экономичность топливоиспользования с допустимым отклонением $\pm 2\%$; с другой стороны, государственные регулирующие органы остаются абсолютно безучастными при нормировании потребления от различных видов источников энергии, где диапазон регулирующего воздействия увеличивается в десятки раз, и КПИТ изменяется от 25% до 86%. Получается так, что тратим огромные силы на формальное нормирование на составление производством благостной отчетности – «отмеряем микрометром, отмечаем мелом», а по факту не обращаем никакого внимание на неэффективное потребление энергетического ресурса – «отрубаем топором».

Парадокс № 4. КПД производства энергии больше 100%

В таблице 1 приведены основные технико-экономические показатели по «форме 6-тп», характеризующие уровень экономичности топливоиспользования на ТЭЦ и котельных г. Омска. Проведя небольшой анализ и перерасчет показателей экономичности, можно с удивлением обнаружить, что на некоторых ТЭЦ фактические удельные расходы топлива даже ниже теоретически возможного эквивалента расхода топлива – 142,85 кг/Гкал. Соответственно, КПД производства тепла на некоторых ТЭЦ выше 100%. Так, например, официальные показатели статистической отчетности показывают:

- на ТЭЦ-3 при 139,4 кг/Гкал КПД производства тепла составляет 102,44%,
- на ТЭЦ-5 при 140,5 кг/Гкал КПД производства тепла составляет 101,84%.

Бред какой-то! О каком здравом смысле можно говорить при существующем нормировании технико-экономических показателей ТЭЦ! Как можно при такой статистике делать глобальные выводы о перспективах развития Российской энергетики, о программе ГОЭЛРО-2! Только очень опытные аналитики энергетики, уважающие собственные знания и имеющие принципы, могут позволить себе усомниться в адекватности существующего статистического анализа и нормирования технико-экономических показателей работы ТЭЦ!

Парадокс № 5. Работа котельной, это бездарная потеря ресурса в размерах до 82% от годового расхода топлива

На первый взгляд, котельные ТЭЦ-2, ТЭЦ-6 и остальные котельные города работают с достаточно высоким коэффициентом полезно-

го использования топлива (КПИТ) – порядка 85...88%. Однако, если производить это количество тепла по комбинированному способу, то выяснится, что именно высокозависимые котельные и высокозависимые ГРЭС являются основными центрами потерь технологического эффекта экономии топлива в регионе, в стране. Перерасход топлива при обеспечении региона теплом от котельных ТЭЦ-2 и ТЭЦ-6 составляет до 82...82,9% от расхода топлива этих котельных (табл. 1). С применением показателя удельной выработки электроэнергии $W=0,75 \text{ МВт}/\text{Гкал}$ («Третья реперная точка») можно оценить потенциал топливосбережения по городу. Так, несмотря на то, что в Омске работают три ТЭЦ и вырабатывается достаточно много электроэнергии на тепловом потреблении – 0,329 МВт/Гкал по ОЭГК, в целом по городу потенциал топливосбережения составляет 1650 тыс. тут/год, что соответствует экономии до 29% от потребности топлива для обеспечения тепловой и электрической энергией всего Омска!

Потенциал выработки электроэнергии на базе существующего теплового потребления жителями Омска настолько велик, что позволяет не только отказаться от импорта конденсационной электроэнергии с оптового рынка (ФОРЭМ) ~32% от потребления (3032 тыс. МВт·ч), но из энергозависимого региона превратиться в энергоизбыточный регион, производящий до 13300 тыс. МВт·ч, и экспортовать теплофикационную электроэнергию (до 42% от потребления, 3951 млн. МВт·ч/год) на оптовый рынок.

Именно благодаря особенностям климата, в Омске, как и в большинстве Российских городов, в отличие от западных стран, имеется уникальная возможность использовать холодный климат во благо жителей региона и получать теплофикационную электроэнергию с затратами топлива в 2,3...2,9 раза ниже, чем на любой самой современной пылеугольной конденсационной ГРЭС в странах с теплым климатом!

«Реперные точки теплофикации»

Однако для того чтобы увидеть первопричины перекрестного технологического субсидирования потребителей электрической энергии за счет потребителей тепловой энергии, необходимо уметь адекватно считать расходы топлива при потреблении, рассчитать потенциал экономии топлива по предприятию, городу, региону и включить его в форму статистической отчетности. Для оценки потенциала экономии топлива и разработки перспективных технических, технологических мероприятий по значительному

ПРОБЛЕМЫ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Таблица 1. Показатели экономичности работы тепловых электростанций и котельных города Омска

| | Выработка электро- энергии | Отпуск тепловой энергии | Удельный расход топлива на ЭЭ | КПД | | Удельная выработка ЭЭ | Удельная выработка ЭЭ в целом на ЭЭ и на тепло | W по турбинам | W в целом по ТЭЦ | Доля выработки ЭЭ на тепловом потреблении | Потенциал выработки ЭЭ на тепловом потреблении | Рост выработки электроэнергии | | | |
|-----------------------------------|----------------------------|---------------------------|-------------------------------|----------------------------------|--------------------|-----------------------|--|---------------|------------------|---|--|-------------------------------------|------------|-----------|---------|
| | | | | удельный расход топлива на тепло | по электрорознечии | | | | | | | % | тыс. МВт·ч | тыс. Гкал | кг/МВтч |
| Котельная ТЭЦ-2 | | | 839,6 | | 162,6 | 87,86% | 88,36% | | | 629,7 | | 112,6 | 82,9% | | |
| ТЭЦ-3 | 1407,8 | 3858,0 | 374,2 | 139,4 | 32,82% | 102,44% | 73,41% | 0,298 | 0,287 | 78,6% | 2893,5 | 206% | 319,3 | 32,4% | |
| ТЭЦ-4 | 1581,5 | 2013,5 | 401,4 | 159,6 | 30,59% | 89,47% | 55,78% | 0,393 | 0,367 | 46,8% | 1510,1 | 95% | 137,8 | 15,9% | |
| ТЭЦ-5 | 3141,7 | 4122,5 | 314,5 | 140,5 | 39,05% | 101,64% | 68,47% | 0,539 | 0,525 | 68,9% | 3091,9 | 98% | 166,0 | 11,7% | |
| Котельная ТЭЦ-6 | | 1338,7 | | 161,5 | | 88,42% | 88,45% | | | 1004,0 | | 179,5 | 83,0% | | |
| Итого по ОЭГК | 6130,9 | 12172,2 | 350,6 | 147,1 | 35,03% | 97,08% | 68,73% | 0,417 | 0,329 | 65,4% | 9129,1 | 149% | 915,2 | 25,2% | |
| Котельные и мини-ТЭЦ г. Омска | 198 | 5561,0 | | | | 85% | | | | 49,5% | 4170,8 | 2106% | 728 | 70,2 | |
| Импорт Экспорт электроизделий ГИИ | 3020 | Импорт конденсационной ЭЭ | 325 | | | 37,8% | | | | 0 | 3951 | Экспорт теплопроводка-охлаждения ЭЭ | | | |
| Всего по г. Омску | 9348,9 | потребление | 17733,2 | | | | | | | 43,9 | 13299,9 | 142% | 1643,2 | 29,1% | |

ПРОБЛЕМЫ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ



Рис. 1. 1-я и 2-я «Реперные точки теплофикации»

сокращению потребности топлива, необходимо задать «реперные точки», относительно которых и определяются основные технико-экономические показатели перспективного потребления и производства энергии.

«Первая реперная точка теплофикации» определяется нагрузкой горячего водоснабжения (ГВС). В нашем примере, для Омска, доля ГВС составляет 0,18. Такой относительно низкий процент характерен для сибирских регионов с резко континентальным климатом. Для южных регионов доля ГВС возрастает до 0,26. Для средней полосы России доля ГВС составляет около 0,22. Для стандартизации расчетов ТПК и обеспечения возможности сравнения экономичности регионов с различным климатом значение «первой реперной точки» принимается равным $a_{rep1} = 0,22$.

Этот показатель означает, что нагрузка горячего водоснабжения, составляющая всего 22% установленной мощности, обеспечивает производство 49% годовой энергии с максимально высокой выработкой электроэнергии на базе теплового потребления.

«Вторая реперная точка теплофикации» определяется значением оптимального коэффициента теплофикации. С ростом стоимости топлива оптимальный коэффициент теплофикации в России возрастает от 0,4 до 0,6. При

относительно дорогом топливе коэффициент теплофикации принимается равным 0,6. Это означает, что 60% расчетной мощности обеспечивается за счет теплофикационных отборов турбин, остальные 40% мощности – за счет водогрейных котлов или острого пара от котлов. В разрезе годового производства энергии это означает, что 60% мощности паровых турбин производят 91% энергии на базе теплового потребления, а оставшиеся 40% мощности (на водогрейных котлах) производят только 9% тепла без выработки электроэнергии на базе теплового потребления. Для стандартизации расчетов ТПК и обеспечения возможности сравнения экономичности регионов с различным климатом значение «второй реперной точки» принимается равным $a_{rep2} = 0,6$.

«Третья реперная точка теплофикации» определяет значение максимально возможного, технологически достижимого показателя нормы выработки электроэнергии на базе теплового потребления.

«Третья реперная точка» наглядно показывает экономическую эффективность теплоснабжения потребителей с минимально низкой температурой сетевой воды и максимально высоким значением удельной выработки на тепловом потреблении. Для нормирования потенциала экономии топлива значение «третей реперной

Таблица 2. Число часов использования электрических и тепловых мощностей ТЭЦ

| | Число часов использования максимума электрической мощности H_{max}^{33} | | | | Число часов использования максимума тепловой мощности H_{max}^{33} | | | |
|--|---|--------------|--|---------------------------|--|---|------|------|
| | норма по «реперной точке» | факт 2006 г. | неиспользуемый резерв электрической мощности | норма по «реперной точке» | факт 2006 г. | неиспользуемый резерв тепловой мощности | | |
| | час | час | час | % | | час | час | % |
| котельная ТЭЦ-2 | | | | | 3726 | 2015 | 1711 | 45,9 |
| ТЭЦ-3 | 6500 | 3693 | 2807 | 43,2 | 3726 | 2486 | 1240 | 33,3 |
| ТЭЦ-4 | 6500 | 2956 | 3544 | 54,5 | 3726 | 1560 | 2166 | 58,1 |
| ТЭЦ-5 | 6500 | 4500 | 2000 | 30,8 | 3726 | 3794 | -68 | -1,8 |
| котельная ТЭЦ-6 | | | | | 3726 | 2370 | 1356 | 36,3 |
| Итого по ОЭГК | 6500 | 3805 | 2695 | 41,5 | 3726 | 2520 | 1206 | 32,4 |
| теплотрасса ТЭЦ-5 «Октябрьская» Ду =1000 мм* | | | | | 3726 | 1321 | 2405 | 64,5 |

* В качестве «реперной точки» для теплотрасс принимается реальная пропускная способность трубопровода $D_u = 1000\text{мм}$ водяной сети работающего по температурному графику $150-70^\circ\text{C}$ с удельной потерей давления на трение $10 \text{ кгс}/\text{м}^2 \cdot \text{м}$ $Q_{max}=760\text{Гкал}/\text{час}$. (Николаев. «Справочник проектировщика тепловых сетей», Табл. 9.1).

точки» для пылеугольных ТЭЦ принимается $W_{rep3} = 0,75\text{МВт}/\text{Гкал}$. Для ТЭЦ сжижающих газ, $W_{rep3} = 1.5\text{МВт}/\text{Гкал}$. Для определения потенциала экономии топлива для котельной, осуществляющей раздельное теплоснабжение, КПИТ_{rep3} = 82%, для ГРЭС, осуществляющей раздельное электроснабжение, КПИТ_{rep3} = 35%

Число часов использования максимума нагрузок, H_{max}

Число часов использования максимума нагрузок H_{max} также является «реперной точкой», но не только в теплофикации, а в целом во всей энергетике. H_{max} – самый наглядный и самый эффективный показатель степени использования установленного энергетического оборудования ТЭЦ, ГРЭС, котельных, тепловых сетей, трансформаторов, электрических сетей и т. д.

Приняв в качестве «реперной точки» число часов использования максимума нагрузок по выработке электроэнергии $H_{max}^{33} = 6500$ час, можно видеть, что электрические мощности ТЭЦ используются крайне неэффективно. Резерв электрической мощности составляет не менее 2 695 часов, или 41,5%!

В соответствии с климатической характеристикой Омска, значение реперной точки для теплового потребления составляет конкретную величину $H_{max}^{33} = 3726$ часов. В таблице 2 также наглядно видно, что резерв неиспользованных тепловых мощностей по ОЭГК составляет 1206 часов, или 32,4%!

По использованию тепловых сетей также можно сделать вывод, какие теплотрассы загружены эффективно, а какие не используют

своего проектного потенциала. Так, в приведенном примере видно, что потенциал теплотрассы «Октябрьская» не используется на 64,5%. Однако с теплотрассами, как и с линиями электропередач, пользоваться показателем H_{max} надо не механически, а с умом, думать и дополнительно оценивать резерв экономии исходя из конкретного гидравлического и электрического режима работы сетей.

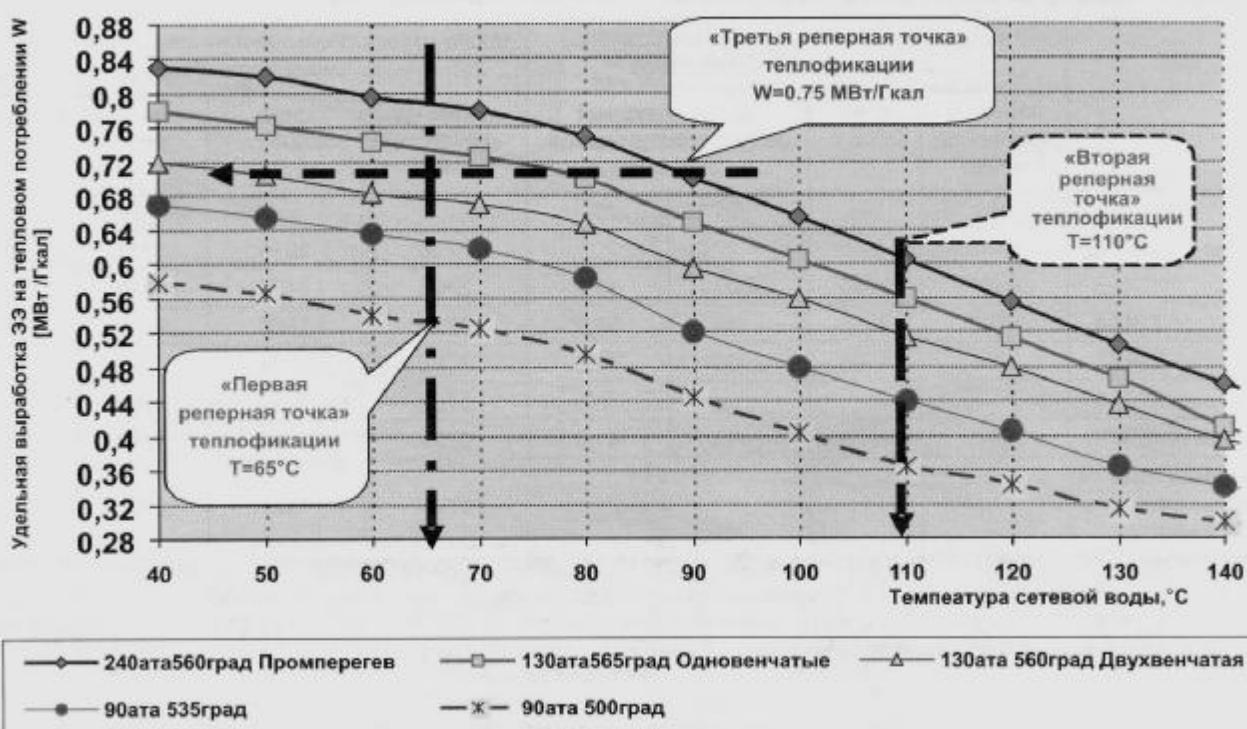
Недостатки, не решаемые «формой 6-тп»:

- ☒ Закладываются основы перекрестного субсидирования потребителей конденсационной электроэнергетики за счет потребителей комбинированной энергии от ТЭЦ.
- ☒ Не отражаются климатические особенности региона по возможности комбинированного потребления и производства комбинированной энергии на ТЭЦ, а именно, расчетное и фактическое число часов использования максимума отопительной нагрузки на предприятии, в городе, в регионе.
- ☒ Не выявляется и не определяется Потенциал Экономичности Топливоиспользования (ПЭТ) при потреблении и производстве тепловой и электрической энергии на ТЭЦ и котельных предприятий, города, региона.

Чем надо дополнить «форму 6-тп»:

- ☒ Ввести в экономическую деятельность и в статистическую отчетность понятие третьего вида энергии – «Комбинированная энергия».
- ☒ Ввести понятие «Потенциал Экономичности Топливоиспользования» (ПЭТ) в регионе.
- ☒ Включить расчетное число часов использования максимума электрической (6500 час) и отопительной нагрузки (3726 час) для кон-

ПРОБЛЕМЫ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Рис. 2. «Третья реперная точка теплофикации» $W=0,75 \text{ МВт/Гкал}$

крайнего региона, недоиспользование тепловых и электрических мощностей.

- Ввести понятие «Первая, Вторая и Третья реперные точки», относительно которых, оценивается потенциал экономичности топливоиспользования в городе, в регионе.
- Включить нормирование экономичности топливоиспользования региона по следующим базовым показателям:
 - удельное потребление комбинированной электроэнергии на предприятии, в городе, в регионе – $W_{\text{потреб}}$ [МВт/Гкал];
 - удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления для предприятия, города, региона $W_{\text{вып}}$ [МВт/Гкал];
 - коэффициент полезного использования топлива (КПИТ) при потреблении и при производстве комбинированной, электрической и тепловой энергии.

Социальная ответственность статистической отчетности по «форме 6-тп»

«...изменение отчетности!..» (из доклада главного разработчика плана электрификации России¹).

Стр. 128. «...Необходимо особо связать научный план электрификации с текущим практическим и их действительным осуществлением.

Это, разумеется, совершенно бесспорно. Как же именно связать? Чтобы знать это, надо, чтобы экономисты, литераторы, статистики не болтали о плане вообще, а детально изучали выполнение наших планов, наши ошибки в этом практическом деле, способы исправления этих ошибок. Без такого изучения мы слепые. При таком изучении, наряду с ними, при условии изучения практического опыта, остается совсем маленький вопрос административной техники. Плановых комиссий у нас хоть пруд пруди».

Стр. 129. «...Суть дела в том, что у нас не умеют ставить вопросы и живую работу заменяют интеллигентским и бюрократическим прожектерством. Дельный экономист, вместо пустяковых тезисов, засядет за изучение фактов, цифр, данных, проанализирует наш собственный практический опыт и скажет: ошибка там-то, исправлять ее надо так-то. Дельный администратор, на основании подобного изучения, предложит или сам проведет перемещение лиц, изменение отчетности (выделено, подчеркнуто мной. – Б. А.), перестройку аппарата и т. п. Ни того, ни другого делового и дельного подхода к единому хозяйственному плану у нас не видишь».

Стр. 130. «...Изучение – дело ученого, и тут, поскольку дело идет у нас давно не об общих принципах, а именно о практическом опыте, нам опять в десять раз ценнее хотя бы буржуазный «специалист науки и техники», чем чванный

¹ Ленин В. И. Об электрификации.– М.: Госэнергоиздат, 1958.

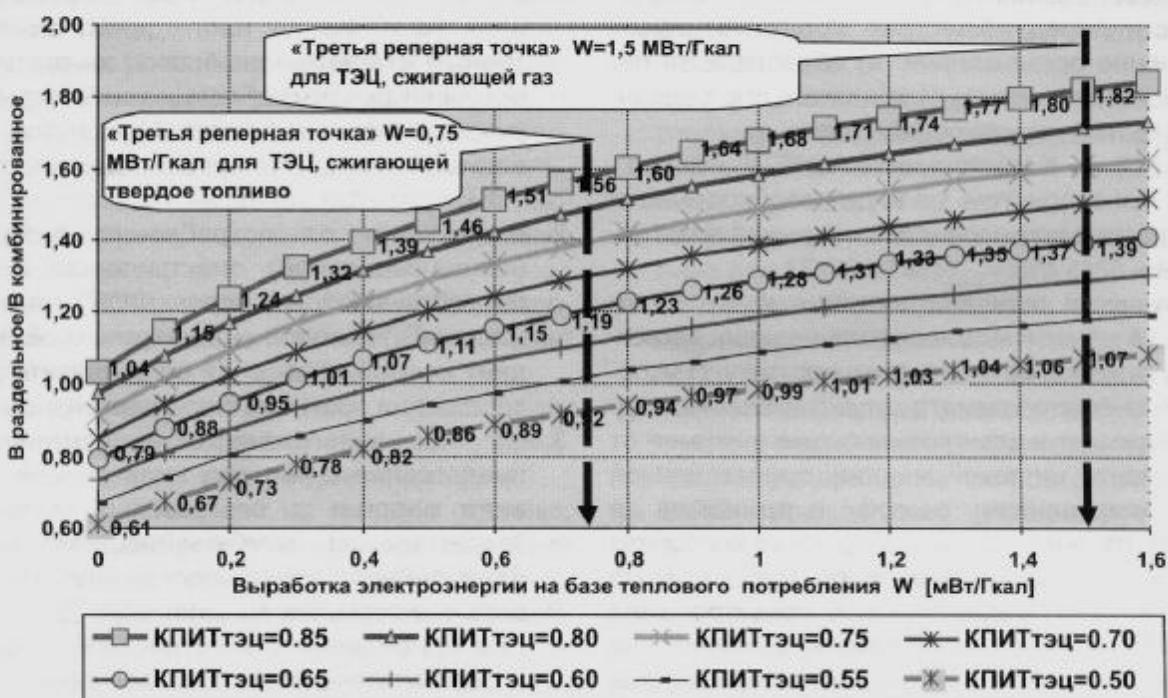


Рис. 3. Синергия топливосбережения при переходе от раздельного способа ГРЭС и котельных к комбинированному способу на ТЭЦ. Принято КПИТ котельной = 0,82 КПИТ ГРЭС=0,35

коммунист, готовый в любую минуту дня и ночи написать «тезисы», выдвинуть «лозунги», преподнести голые абстракции. Побольше знания фактов, поменьше претендующих на коммунистическую принципиальность словопрений».

Стр. 131. «...Мы должны научиться Россией управлять. Для этого надо научиться скромности и уважению к деловой работе «специалистов науки и техники», для этого надо научиться деловому и внимательному анализу наших многочисленных практических ошибок и исправлению их постепенному, но неуклонному». (В. И Ленин, т. 32, февраль 1921 года).

Из книги Эдварда Деминга² «Выход из кризиса»

Рассматривая семь смертельных болезней, которыми страдают многие компании, Эдвардс Деминг описал пятую болезнь как «управление компанией на основе легко доступных числовых (в основном финансовых) показателей».

Стр. 122. «...Нельзя добиться успеха, пользуясь только легкодоступными количественными показателями... Тот, кто управляет компанией только на основе доступных чисел, со временем потеряет и компанию и числа».

Стр.124. «...Может показаться, что дела компании не так уж плохи, если опираться на доступные числа, хотя на самом деле она катится в пропасть из-за неспособности менеджмента учесть неизвестные и неопределляемые количественные факторы».

Стр. 284. «...Правильное понимание концепции статистической управляемости важно для менеджмента, для инженерно-технических работников, для производственников, для тех, кто закупает материалы и занимается обслуживанием. Система – это результат последовательного, при помощи статистики, устранения особых причин, в которых остаются только случайные колебания стабильного процесса».

Из книги «Маркетинг»³:

Стр. 121. «С точки зрения социальной ответственности, перед коммерческим предприятием стоит одна-единственная задача – использовать отпущеные ей ресурсы и вести дело таким образом, чтобы увеличивать свои прибыли, соблюдая при этом установленные «правила игры», или, иными словами, вести открытую и честную конкурентную борьбу, не прибегая к обманным и мошенническим приемам» (лауреат Нобелевской премии Милтон Фридман).

² Деминг Э. Выход из кризиса. Новая парадигма управления людьми, системами и процессами: Пер. с англ.– М.: Альпина Бизнес Букс, 2007.

³ Руделлиус У. и др. Маркетинг. – М.: Де Ново, 2001. Первое российское издание.

Стр.122. «...Концепция социальной ответственности перед обществом предусматривает выполнение организацией: а) обязательств перед общественностью; б) обязательств, связанных с охраной окружающей среды».

Стр. 342. «...К сожалению, РАО "ЕЭС России", будучи монополистом, не видит необходимости в дополнительном исследовании рынка электроэнергии».

Практически полное отсутствие конкуренции привело в наркотическое состояние нашу естественную монополию – электроэнергетику. В условиях российского климата существующий сегодня менеджмент в электроэнергетике в отрыве от менеджмента тепловой энергии, произведенной по комбинированному способу, **в принципе не может быть эффективным!** Можно с восторгом говорить общими словами о прозрачности, об эффективности энергетических проектов типа ГОЭЛРО-2. Можно не обращать внимания на унизительные очереди потребителей при выдаче технических условий. Можно потребовать с нового собственника оплатить долги предыдущего собственника, можно не замечать потери рынка, можно обосновывать строительство новых котельных и конденсационных турбин в центре миллионного города. Рай, да и только! Все было бы хорошо в этой монопольной энергетике, если бы только потребители не мешали чувствовать свою гордость и незаменимость!

Социальная ответственность скорректированной статистической отчетности по «форме 6-тп» и заключается в том, чтобы:

1. В специфических условиях Российских холодов: а) обеспечить на федеральном уровне статистическую управляемость процесса топливосбережения; б) раскрыть огромные возможности комбинированного производства тепловой и электрической энергии; в) «высветить» резервы неиспользуемых энергетических мощностей; г) оценить достижимый потенциал топливосбережения на конкретном предприятии, в регионе, в целом по стране.

2. В электроэнергетике России «...вести дело таким образом, чтобы увеличивать свои прибыли, соблюдая при этом установленные «правила игры», вести открытую и честную конкурентную борьбу, не прибегая к обманным и мошенническим приемам..»

3. Обеспечить выполнение социальных обязательств перед общественностью, связанных с охраной окружающей среды

Выходы

1. Федеральный орган исполнительной власти по статистике не обеспечивает исполнения

федерального закона «Об энергосбережении» № 28-ФЗ по наблюдению за эффективным использованием энергетических ресурсов при потреблении комбинированной (электрической и тепловой) энергии, производимой по комбинированному способу на ТЭЦ.

2. В отличие от потребления раздельной (конденсационной) электрической энергии, потребление комбинированной (теплофикационной) тепловой и электрической энергии дает возможность в 2,5 раза снизить расход топлива на производство электроэнергии.
3. На рынок энергетической продукции от ТЭЦ представляется не два вида энергии, а три вида энергии с совершенно различными затратами а) комбинированная энергия, б) раздельная электрическая энергия, в) раздельная тепловая энергия.
4. Для приведения статистической отчетности в соответствие с технологией производства энергии на ТЭЦ, выявления и устранения скрытого перекрестного субсидирования необходимо ввести в статистическую отчетность по «форме 6-тп» три вида производимой и потребляемой энергии:
 - A. Комбинированная энергия, произведенная в едином технологическом цикле и состоящая из комбинированной электрической энергии и комбинированной тепловой энергии – $S_{\text{комб}} = N_{\text{комб}} + Q_{\text{комб}}$
 - B. Раздельная конденсационная энергия – $N_{\text{разд}}$.
 - C. Раздельная тепловая энергия – $Q_{\text{разд}}$.
5. В настоящее время в российской энергетике сформировались следующие показатели эффективности использования топлива:
 - A. При раздельном потреблении электрической энергии коэффициент полезного использования топлива: КПИТ_{ГРЭС} = 36±2%.
 - B. При раздельном потреблении тепловой энергии коэффициент полезного использования топлива: КПИТ_{котельной} = 86±2%.
 - C. При смешанном производстве ЭЭ на ТЭЦ КПИТ_{тэц} меняется от 86 до 25%.
 - D. При комбинированном потреблении комбинированной энергии, произведенной на ТЭЦ, КПИТ_{тэц} = 86±2%.
6. Для определения потенциала топливосбережения необходимо отказаться от существующей методики расчета удельного расхода топлива на электрическую и тепловую энергию на ТЭЦ. Расчеты экономичности производить с помощь следующих показателей: а) удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении W [МВт·ч/Гкал],

- б) коэффициента полезного использования топлива КПИТ.
7. В условиях российского климата потенциал экономии топливных ресурсов при переходе от раздельного потребления, к комбинированному составляет:
- для котельных – не менее 80% годового расхода топлива на раздельное теплоснабжение от котельных,
 - или для ГРЭС - не менее 200...250% раздельного электроснабжения от ГРЭС (снижение от 350 кг/МВтч до 146 кг/МВтч)
8. В качестве «реперной точки №3» для определения потенциала топливосбережения предлагается принять следующие показатели:
- для ТЭЦ, работающей на твердом топливе, удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления $W_{\text{ренз}} = 0,75 \text{ МВт}/\text{Гкал}$;
 - для ТЭЦ, работающей на жидким и газооб-
- разном топливе, удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления 1,5 МВт/Гкал;
- коэффициент полезного использования топлива котельной, работающей в режиме раздельного теплоснабжения потребителей, КПИТ_{ренз} = 82% (174,2 кг/Гкал);
 - коэффициент полезного использования топлива для ГРЭС КПИТ_{ренз} = 35% (350 кг/МВтч).
9. После квалифицированного пересчета и корректировки форм статистической отчетности по «форме 6-тп» наглядно видно, что в России необходимо разрабатывать не региональные программы строительства котельных, не федеральные проекты строительства ГРЭС, а прежде всего – Программу государственной теплофикации России (ГОТФРО), и только потом – программу масштабной электрификации России ГОЭЛРО-2.

СОКРАШАТЬ ПОТРЕБЛЕНИЕ ГАЗА В ЦЕНТРАЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ БЕЗ УШЕРБА ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛА МОЖНО ПРЯМО СЕЙЧАС

В. Ф. Гершкович (Центр энергосбережения, КиевВНИИЭП)

В наследство от социалистической индустриализации нам достались мощные системы централизованного теплоснабжения. Это, по большому счету, хорошее наследство, избавляющее жителей городов от серьезных проблем, непосредственно связанных с получением и сжиганием топлива в котлах. Жители многих крупных европейских городов хотели бы иметь у себя такую удобную и экологически чистую систему теплоснабжения, но лишь немногие муниципалитеты сумели преодолеть трудности выкупа земель под теплотрассы. У нас этих трудностей не было, и в большинстве наших городов централизованное теплоснабжение, несмотря на значительные потери последних лет, является основным способом обеспечения теплом жителей городов.

Осталось лишь привести его к современному техническому уровню.

Решающим шагом на этом пути является модернизация тепловых пунктов.

1. От модернизации ИТП пока один только вред

Потенциал экономии природного газа, достижимой в процессе модернизации тепловых пунктов

зданий, оценивается для Украины примерно в 3 млрд. м³ в год. Здесь и затраты^{*} относительно невелики, и срок окупаемости затрат – в пределах года, да только дело не идет. Реконструкция отдельных индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) – не в счет, потому что от нее, как ни странно это может показаться, пока один только вред.

Поясним на примере.

Представим себе систему теплоснабжения, которая подает тепло в 100 домов от одной котельной. Сетевые насосы котельной подают в систему 1000 т/ч теплоносителя по 10 т/ч в каждый дом. В двадцати домах тепловые пункты оборудованы приборами учета и автоматикой, которая в теплые дни зимы (например, когда на улице +10°C) сокращает расход теплоносителя до 5 т/ч. Теплосчетчики этих двадцати домов фиксируют снижение теплопотребления, и жители, там живущие, платят меньше. Но сетевые

* В статье «Пять шагов на пути к избавлению от метановой зависимости», напечатанной в «Энергосбережение в зданиях» № 1(№ 28) за 2006 год, стоимость модернизации всех имеющихся в Украине ИТП зданий проверенными на практике средствами отечественной техники оценена в 2,5 млрд. грн.