

Что потеряла Омская энергетика от игнорирования теплофикации! в «Схемах теплоснабжения г. Омска»

Богданов А.Б. – аналитик технолог теплофикации России, «ТехноСканер»

Богданова О.А – ГИП ГК "ИНТЕХ"

*«..Я согласен, то, что это происходит, это недопустимо, это неправильно, надо признать, что это – результат **неточного, мягко говоря регули-**рования которое было введено в последнее время сфере энергетике и энергоресурсов ...»*

О рост цен на бензин Путин 7 июня 2018г .

Что же конкретно «недопустимо и неправильно **происходит** в сфере регулирования теплофикации российской энергетике?»

1. Нет никакой ответственности экономистов-регуляторов за законодательное и нормативное сопровождение и **развитие теплофикации** в Российской энергетической и тарифной политике (Минэкономразвития, ФАС, Минэнерго, Минстрой, РЭК и т.д.),
2. Современные регуляторы энергетической и тарифной политики РФ:
 - 2.1 Полностью игнорируют **теплофикацию**, как целевую программу развития, как продолжение развития величайшего достижения советской энергетике.
 - 2.2 Не имеют понятия, что такое анализ и нормирование **маржинальных издержек**, в российской энергетике (min/max 1 к 10÷20) с целью обеспечения **«коллективного оптимума» [л-9]** для коммунального монополиста: производителей, транспортировщика, распределителей тепловой и электрической энергии ТЭЦ.
 - 2.3 Погрязли в болоте 10 видов скрытого и явного перекрестного субсидирования в российской теплофикации: -«мощности» за счет «энергии», «электроэнергии» за счет «тепла», «зимы» за счет «лета», «избирателей» за счет «не избирателей», «дальних» за счет «ближних» и т.д. [л-15]

Как пример, подробно рассмотрим, что же конкретно потерял город Омска от полного игнорирования эффекта теплофикации в «Схеме теплоснабжения г. Омска» и применения «физического метода» (1950г) и «альтернативной котельной 2017г».

Анализ технико-экономических показателей работы АК «Омскэнерго» за период 1990÷2005-2017 и на дальнюю перспективу до 2033гг годов показывает, что применение именно «физического» метода для расчетов тарифов на тепло привело: а) к снижению электрической и тепловой загрузки ТЭЦ города Омска, б) к массовому отключению тепловых потребителей от ТЭЦ и строительство энергетически неэффективных квартальных и крышных котельных.

Применение «методики ОРГРЭС», основанный на «физическом» методе, значительное упрощение и сокращение информации статистической отчетности форма 6-тп, разработка правил конкурсного отбора мощности (КОМ) позволили обеспечить формальность, «научность» и обоснованность.

Теплофикация России – это величайшее достижение советской плановой системы технологических, экономических и социальных решений в экономике энергетике страны, имеющих цель снижения до 35÷40% энергоемкости производства и потребления, тепловой электрической энергии и холода, отражающих влияние Климата и Просторов, социальные и общественные ценности России.

Дата рождение теплофикации в СССР - 25 ноября 1924 года с запуском системы водяного отопления дома № 96 на Фонтанке от Ленинградской ГЭС (ТЭЦ).

Дата отказа от теплофикации РФ - 29 июля 2017 с принятием федерального закона ФЗ-279, когда », вопреки физическим законам и здравой логики, весь эффект 35÷40% экономии топлива, методикой **«альтернативная котельная»** стали законодательно относить только в пользу потребителям электрической энергии.

ванность перераспределение электрических нагрузок с региональных, якобы «неэкономичных конденсационных ТЭЦ» на федеральные ГРЭС.

Это позволило обманным путем обеспечить постоянную загрузку для федеральных электростанций ГРЭС с КПИТ=35÷38% за счет необоснованного присвоения **экономии топлива** от потребителей отработанного тепла ТЭЦ с КПИТ=85% в пользу некоторых элитарных потребителей электроэнергии (алюминиевый, электросетевой комплекс).

Игнорирование в существующей статистической отчетности (6-тп, формах 15506, 5-э), в «Схемах теплоснабжения городов ...» таких показателей теплофикации как: а) число часов использования максимума тепловой мощности котлов ЧЧИМ_{котлов}; б) удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении [W мВт/Гкал]; с) экономия топлива при комбинированном производстве на ТЭЦ- U [%]; д) **КПД брутто турбин [ζбр. турб%]** и т.д. привело российскую теплоэнергетику к системному кризису и 2-х кратному .



Примеры экономического ущерба по ТГК-11:

на ТЭЦ-3 к 2033 по сравнению с 2017 годом. При неизменном составе оборудования 445,2 мВт, 2,4кратном запасе тепловой энергии котлов (ЧЧИМ_{котлов} ~6500/2685=2,5) росте отпуска тепла с 3370,89 до 3759,13 9 (+11%) и небольшом снижении отпуска электроэнергии с 1439,03 до 1425,87 (-0,9%) закладывается **снижение выработки комбинированной электроэнергии на тепловом потреблении на ~12%**.

на ТЭЦ-4 в 2033 по сравнению с 2017 годом. При неизменном составе оборудования 385 мВт, 2,5 кратном запасе тепловой энергии (ЧЧИМ_{котлов} ~6500/2548=2,5) закладывается снижение выработки **комбинированной электроэнергии на тепловом потреблении на ~42%**. При росте отпуска тепла с 17779,31 до 2936,06тыс Гкал/год (~35%) одновременно **снижается отпуск ЭЭ со 1310,35 до 1220.63 млн кВтч. (~6,8%)**

на ТЭЦ-5 в 2033 по сравнению с 2017 годом. При неизменном составе оборудования 735 мВт, 1,8 кратном запасе тепловой энергии (ЧЧИМ_{котлов} ~6500/3540=1,8) **закладывается снижение выработки комбинированной электроэнергии на тепловом потреблении на ~21%**. При росте отпуска тепла с 3403,02 до 3924,81тыс Гкал/год (~15%) одновременно **снижается отпуск ЭЭ со 3055,19 до 2880,23 млн кВтч. (~6,0%)**

По РТС:

на ТЭЦ-2 в 2033 по сравнению с 2017 годом. При неизменном составе оборудования 378Гкал.ч 1,6 кратном запасе тепловой энергии (ЧЧИМкотлов ~3350/2009 =1,67) закладывается небольшой рост отпуска тепловой энергии 788,43 до 801,23тыс Гкал/год (~1,6%). При этом абсолютно игнорируется тот факт, что на базе 801тыс Гкал/час **можно и нужно вырабатывать комбинированную электрическую энергию в количестве до 520млн.кВтч в год**, с потенциалом экономией топлива до 107,5тыс.тут/год!

на КРК в 2033 по сравнению с 2017 годом. При неизменном составе оборудования 585Гкал.ч 1,7 кратном запасе тепловой энергии (ЧЧИМкотлов ~3350/1981 =1,67) закладывается снижение отпуска тепловой энергии с 1200,61 до 1161,97тыс Гкал/год (~3,3%). При этом абсолютно игнорируется тот факт, что на базе 1161тыс Гкал/час **можно и нужно вырабатывать комбинированную электрическую энергию в количестве до 755млн.кВтч в год** с потенциалом экономией топлива до 156, тыс.тут/год!

«Замороженный» запас пропускной способности **головных участков тепловых сетей**, из за массового невыполнения «Потребителями» температурного графика 150/70°С

1) отчет теплосети за 2002г, 2) статистическая отчетность форма 5Э за 2002г	Ед. изм.	ТЭЦ 2	ТЭЦ3	ТЭЦ4	ТЭЦ-5	ТЭЦ6	Сумма
Фактический максимум тепловых нагрузок тепловых сетей. (стр.8 отчета)	Гкал/час	317.6	702	174	1011	401	2605.6
Фактическая максимальная циркуляция сетевой воды. стр 129. макет 52351	Тн/час	5650	10138	2809	17305	6495	42397
Пропускная способность тепловых сетей форма №5э.	Гкал/час	670	1347	608	1896	520	5041
«Замороженный» запас теплосетей	Гкал/час	352	645	434	885	119	2435
Степень использования фактической пропускной способности головных участков тепловых сетей	%	47.4	52.1	18.6	53.3	77.1	51.6

Упущенный потенциал от неиспользования тепловых и электрических мощностей :

	Ед. изм.	ТЭЦ2	ТЭЦ3	ТЭЦ4	ТЭЦ5	ТЭЦ6	Сумма
Удельная выработка электроэнергии на ТЭЦ по турбинам в целом по ТЭЦ (при достижимом уровне 0,65)	мВт/Гкал.ч	-	0,427	0,376	0,601	-	0,489
		-	0,362	0,324	0,546	-	0,347
Потерянный потенциал по выработке электроэнергии на существующих ТЭЦ-3,4,5 ТГК-11	Млн. кВт.ч/год	-	1232	975	1223	-	3429
Упущенный потенциал по выработке ЭЭ на базе тепловых нагрузок котельных РТС	Млн. кВт.ч/год	520,8				755,3	1276,1
Потерянный потенциал по выработке тепловой энергии ТГК-11 и РТС	Тыс. Гкал	478	3171	4071	7874	759	17083

Последствия необоснованного присвоения **экономии топлива** для экономики энергетики Омской области от «физического1950г » метода и его аналогов - «метода ОРГРЭС 1996г», «метода альтернативной котельной 2017», «теплого метода2015г»:

1. Именно из-за правил необоснованного конкурентного отбора мощности (КОМ) «Омскэнерго» **резко снизило в 2 раза, степень использования электрических мощностей Омских ТЭЦ – с 9940 млн кВт*ч в 1990 году до уровня 5951 млн кВт*ч в 2005 году (около 59%)**;
2. Несмотря на значительную, 2-х кратную недозагрузку собственных Омских ТЭЦ, переток электроэнергии с федерального оптового рынка энергии и мощности (ФОРЭМ) **возрос на 158% - с 1900 до 3020 тыс. мВт*ч**;
3. При имеющемся резерве неиспользованных тепловых мощностей (порядка 2531 Гкал/ч из установленной мощности 5831 Гкал/час) у АК «Омскэнерго» - Омские теплоэлектроцентрали только в 2005÷2006 годы потеряли порядка 562 Гкал/ч «живых» тепловых потребителей;

4. В городе Омске, в зоне действия тепловых сетей акционерной компании «Омскэнерго» было построено порядка 18 примитивных водогрейных котельных типа «Октан», часть которых волевым решением губернатора области была отключена от действующих ТЭЦ АК «Омскэнерго» (к примеру, котельная областной больницы);
5. Были демонтированы и мгновенно распроданы следующие магистральные теплотрассы Ду 500÷600 мм: «ТЭЦ-4-ТПК» (~166 Гкал/ч), «ТЭЦ-2-ТПК» (~96 Гкал/ч), а также «ТЭЦ-5 - птицефабрика - поселок «Ростовка» (~100 Гкал/ч);
6. Число часов использования топливных мощностей (ЧЧИМ) ТЭЦ «Омскэнерго» составило всего **2700÷2900 час/год при реальном значении ~6500 ч/год (75%)**. Особенно показателен пример чрезвычайно низкой загрузки генерирующих мощностей: Омской ТЭЦ-5 при годовой загрузке всего на **44,38%**; ТЭЦ-4, загруженной на **46,91%**; ТЭЦ-3, загруженной на **41,09%**;
7. Омские ТЭЦ при существующем составе оборудовании могли бы вырабатывать в 2,5 раза больше электроэнергии и быть конкурентноспособными на рынке конденсационной электроэнергии, вплоть до **5951*(6500/2847) = 13500 млн кВт*ч/год**;
8. Наглядно виден пример чисто монопольного давления федеральной электроэнергетики. С помощью «физического метода» федеральный регулятор обеспечил более чем 1,5 кратный рост закупок конденсационной электроэнергии с оптового рынка энергии (3020 млн кВт*ч в 2005 году против 1901 млн кВт*ч. в 1990-м).
9. Вместо того, чтобы покрывать только пиковые части графика (перетоки в пиковые часы не более $\frac{N_{\text{пик}}=1500\div 2000 \text{ ч/год}}$), регулятор оптового рынка забрал 99 % базовой части графика нагрузки $\frac{N_{\text{баз}}=6480 \text{ ч/год}}$.

Потерянный эффект топливосбережения для Омска с 10 января 1950 года до настоящего времени.

10. Королева Дании Маргарита Вторая, «Законом о теплоснабжении» №382 от 13 июня 1990г пунктом постановила: « **6.1.4 что любое предприятие свыше 1МВт будет преобразовано для комбинированного производства тепловой и электрической энергии**».
11. Согласно нормативным методикам Дании, Финляндии, страт Евросоюза США весь эффект от теплофикации относится на снижение в 3÷4 раза топливной составляющей на сбросное тепло ТЭЦ.
12. Если бы политическим регулятором энергетической и тарифной политики РФ был осмыслен опыт теплофикации Дании, и не был навязан к применению «физический» метод и его клон «альтернативная котельная», то на базе отопительной нагрузки всех потребителей тепла города Омска (18,83 млн Гкал/год в 2005 году) и применения высоких параметров пара на городских ТЭЦ (240 ата, 560⁰С) потенциал выработки собственной комбинированной электроэнергии для Омска составил бы $\frac{11,8 \text{ млрд кВт.ч}}$
13. Это полностью обеспечило бы не только собственное потребление электроэнергии непосредственно всеми потребителями Омской области (9,1696 млрд кВт.ч.), но и даже позволило бы осуществить импорт электроэнергии в соседние области на уровне 3,8, млрд кВт.ч
14. Потерянный эффект топливосбережения для Омска составил не менее 35,9 %:
 $100 - 64,1\% = 35,9\%$, то есть $8,122 - 5,206 = 2,916 \text{ млн т у.т./год}$.
15. Потерянный эффект от снижения выбросов вредных веществ в окружающую среду от сжигания топлива на ГРЭС составил не менее 35,9 %:

О каких «справедливых» конкурентных условиях якобы рыночной энергетики можно говорить? Чистое монопольное право федеральной электроэнергетики, оформленное нормативными и законодательными решениями регулятора энергетической и тарифной политики России!

Наглядно видно, что при такой крайне низкой годовой загрузке оборудования Омских ТЭЦ на уровне 41÷44%, именно федеральный регулятор энергетики согласованными «физическим методом» и «методом альтернативной котельной» заставляет закупать от ТЭЦ теплофикационную электроэнергию с топливной составляющей «физического метода» с КПИТ=85% ($122,8/0,85=144,7 \text{ г.у.т/кВт*ч}$). И это делается скрыто и автоматически, ещё до выхода ТЭЦ на якобы конкурентный отбор мощности (КОМ).

Вывод :

1. Разработка «Схем теплоснабжения городов и поселений ...» предполагался как высоко эффективный инструмент обеспечения коллективного оптимума в стране за счет: а) снижения энергоемкости города, поселения; б) использования резервов тепловой и электрической мощности существующих ТЭЦ, с) снижения потребления топлива, д) снижения выбросов вредных веществ в атмосферу, и в конечном итоге к самому главному снижению тарифов на тепловую и электрическую энергию.

Однако:

2. Существующие правила организации «Оптового рынка», правила RAB² -регулирования (договора поставки мощностей - ДПМ) предназначенных для **вытеснения существующих 2-х кратных резервных энергетических мощностей ТЭЦ в пользу вновь освоенных инвестиций** привели полной дезорганизации энергетической и тарифной политики Российской теплофикации.
3. Ярким примером «Котельнизации России» вытеснения существующих мощностей ТЭЦ может быть то, что на самом современном энергоблоке Т-204 Красноярской ТЭЦ -3 начиная с 2012 года до настоящего времени, в течение отопительных сезонов, турбина вместо того, что бы нести **проектную тепловую мощность ~190Гкал/час, передает потребителем всего ~60Гкал/час, и до 100-130Гкал/час сбрасывает в Енисей!**
4. Безответственность отечественного регулирования ДПМ заключается в том, что вместо того, чтобы отапливать город отработанным паром турбины 100÷130Гкал/час, с расходом топлива не более ~40кг.у.т/Гкал, которое в любом случае будет сбрасываться в реку Енисей, регулятор закладывает для населения тарифы 4-хкратно завышенные топливные затраты, для оплаты работы водогрейных котлов, с расходом топлива альтернативной котельной ~165÷170кг.у.т/Гкал!
5. В условиях формального, безграмотного и безответственного регулирования, отсутствия целевых показателей теплофикации, отсутствия конкурентной борьбы за выполнение интересов конечных покупателей это фикция, «Схема теплоснабжения городов» это:
 - а. не ГОСПЛАН, и не РЫНОК, а «ИГРА в регулирование в энергетике»,
 - б. это способ манипулирования сознанием и интересами конечных потребителей,
 - с. кормушка для бесконечного множества регуляторов, инспекторов, инжиниринговых служб
6. В условиях формального и безответственного регулирования, отсутствия целевых показателей теплофикации, от отсутствия конкурентной борьбы за выполнение интересов конечных покупателей это фикция, «Схема теплоснабжения городов» это:
 - а. Игра в эффективное регулирование;
 - б. это способ манипулирования сознанием и интересами конечных потребителей,
 - с. кормушка для бесконечного множества регуляторов, инспекторов, инжиниринговых служб

7. Мероприятия. Что делать?

7.1 Научитесь считать топливо на Российских ТЭЦ так, как считается топливо от ТЭЦ за рубежом, по методу эквивалентной ГРЭС (метод Вагнера)

Регулятором стратегической энергетической и тарифной политики рассматривается глубоко ошибочное решение о том, что удельные расходы топлива на производство электроэнергии от ТЭЦ должны быть на уровне **показателей ПГУ ТЭС, то есть примерно 230 грамм на кВт*ч**. Эта позиция не отвечает технологии производства энергии. Электрические потребители не имеют никакого отношения к экономии топлива при теплофикации. Для обеспечения конкурентной способности ТЭЦ на оптовом рынке электроэнергии удельные расходы топлива на электроэнергию от ТЭЦ должны быть **не ниже, чем 95-97% от самой лучшей конденсационной электростанции (КЭС, ГРЭС)**, работающей на том же топливе и с теми же начальными параметрами пара (табл.3). Это давно известный «метод Вагнера» (метод эквивалентной

² RAB (Regulatory Asset Base – регулируемая база инвестированного капитала) – это система долгосрочного тарифообразования, основной целью которой является привлечение инвестиций в расширение и модернизацию инфраструктуры

КЭС), описанный еще в 1968 году [л-5 л-6]. «Руководство по расчету электричества ТЭЦ (Euroheat & Power CHP Manual 2003г)

Табл. 3 Факт удельного расхода топлива по ГРЭС и рекомендуемые значения для ТЭЦ [г.у.т/кВт*ч]

Отчет ОРГЭС по Минэнерго за 2007г	800 МВт	500 МВт	300 МВт	200 МВт 240ата	150 МВт 130ата
Конденсационная ГРЭС на угле	341,5	348,6	367	363	372
Конденсационная ГРЭС на газе	308	-	331	338	361
Регулятор предлагает вне зависимости от параметров ТЭЦ установить УРУТ на ЭЭ в 1,5 раз ниже!!	230				
Предлагается принять к регулированию удельного расхода топлива на ТЭЦ не более чем на 3-5% ниже					
ТЭЦ на угле - не более чем на 5% ниже ГРЭС	324	331	349	345	353
ТЭЦ на газе – не более чем на 5% ниже ГРЭС	293	-	314	321	343

Применение «метода Вагнера» Польша 1961г («метода эквивалентной ГРЭС», PURPA США ~78г), «Руководство по расчету электричества ТЭЦ (Euroheat & Power CHP Manual 2003г) раскрывает технологический смысл развития теплофикации со снижением расхода топлива в 3÷4 раза по сравнению с применением метода «альтернативной котельной».

7.2 Внести изменения в форму статистической отчетности 6-тп, показатели исключаящее скрытое перекрестное субсидирование монополии федеральной электроэнергетики, за счет потребителей отработанного тепла от паровых турбин ТЭЦ (см приложение)

7.3 Внедрять «Климатический стандарт»

Климатический стандарт (л-11) потребления энергии и мощности КСПэм и климатический шаблон (л-12) производства комбинированной энергии и мощности КШПэм – это основные документы, которые должны быть в основе таких документов, как:

- а) «Энергетические характеристики ТЭЦ»;
- б) «Схемы теплофикации и теплоснабжения городов, поселений»;
- с) «Комплексная программа региона снижения выбросов в окружающую среду»;
- д) «Схема топливных балансов региона»;
- е) «Схем электроснабжения региона», и т.д.

7.4 Внедрять «Климатический шаблон производства комбинированной энергии мощности»!

Климатический шаблон производства комбинированной энергии и конденсационной энергии на угольной ТЭЦ с давлением 130ата (табл. 2) однозначно показывает годовую экономию топлива в размере 40,3%. Наглядно видно, что угольная ТЭЦ с параметрами пара 130 ата может обеспечить круглогодичную выработку электроэнергии с ЧЧИМ **8445 час/год** (96,4%). При этом ТЭЦ всегда будет выгоднее на 5-8% производства и дальнего транспорта электроэнергии на самой современной ГРЭС (даже с давлением 240ата, и даже на газе).

Табл. 2. Климатический шаблон производства комбинированной энергии и мощности - КШПэм

КШПэм на примере угольных Омских ТЭЦ-4, ТЭЦ-5 (130 ата) ОВ= 1Гкал/час ГВС-0,179 W=0,652 МВт/Гкал	Единица измерения	"А" База	"Б" Полубаза	"С" Пик	А+Б+С	Д, Е Вне баланса	Ресурс утилиза-ции
		Турби-на ГВС	Турбина отопление	ПК отоплен	Сумма	Аккумуляция сбросного тепла турбин в грунте	
Тепловая Мощность отопления, вентиляции и ГВС региона	Гкал/час	0,179	0,439	0,561	1,179	0,443	
Тепловая энергия по балансу	о.е.	0,352	0,499	0,149	1,000		
Тепловая энергия по балансу	Гкал/год	1475	2088	624	4188	1941	6128
ЧЧИМ тепловой мощности	час/год	8241	4761	1112	3552	4377	6128
КЭччим климатическая эффективность	%	94,1%	54,4%	12,7%	40,5%	50,0%	70,0%

«Климатическая (маржинальная) цена» тепловой единицы мощности	о.е.	0,43	0,75	3,19	1,00	"0" затрат	
Климатическая (маржинальная) разность цены единицы мощности	о.е.	1,00	1,73	7,41	2,32		
		ЭЭ на тепловом потреблении				Конденс. ЭЭ	Сумма ΣЭЭ
Электрическая Мощность	МВт	0,427	0,429	0,380	0,427	0,424	0,429
Электрическая энергия	МВт*ч/год				2322	1298	3620
ЧЧИМ электрической мощности	час/год				5435	3059	8445
степень загрузки электрической мощностей в году	%				62,0%	34,9%	96,4%
Расход топлива при комбинированном производстве ЭЭ с $W=0,652$ МВт/Гкал	т.у.т/год	973,83		110,01	1083,8	При переходе от комбинированного на раздельное перерасход составляет 40,3% 436т.у.т можно дополнительно выработать до 1298 МВт*ч/год	
Расход топлива при раздельном (ГРЭС + Альткотельная) т.у.т/год					1520,5		
Экономия топлива ТЭЦ против (ГРЭС + Альткотельная) т.у.т/год $436/1083=40,3\%$					436,7		
КПИТ комбинированного цикла + ПК (уголь) %					81,48		
КПИТ ГРЭС + Альткотельная (уголь), %					58,10		
Энергоёмкость электроэнергии паровых турбин ТЭЦ г.у.т/кВт*ч					336,6 = 36,51%		
Энергоёмкость тепловой энергии только от паровых турбин ТЭЦ кг.у.т/Гкал					54,14		
Энергоёмкость тепловой энергии в целом от ТЭЦ (Турбины + ПК) кг.у.т/Гкал					72,26		

Коренная причина того, что эти показатели не обеспечиваются, кроется в **грабительском вооружении экономии топлива** путем применения методов «физического» и «альтернативной котельной», при которых комбинированная электроэнергия, выработанная в комбинированном цикле на ТЭЦ, покупается с топливной составляющей **не 336,6 г.у.т./кВт*ч**, а по цене метода «альтернативной котельной» с КПИТ 85%, т.е. заниженной в 2,37 раза ($122,8/0,85=144,5$ г у.т./кВт*ч)!

7.5 Конкретно для Омской энергетики

- 7.5.1 Разработать программу по обеспечению Омска и Омской области собственной электроэнергией на уровне 10млрд кВтч (1990г) и достижения выработки ЭЭ 12.1 млрд кВтч путем поэтапного сокращению закупки конденсационной электроэнергии на оптовом рынке, и возможного импорта
- 7.5.2 Разработать и реализовать инвестиционный проект по размораживанию 300МВт запертых мощностей, путем строительства теплотрассы Ду=800мм ТЭЦ-4 – Левый берег» с переводом тепловой нагрузки Левого берега на теплофикационные отборы ТЭЦ-4 и переводом КРК в пиковый режим.
- 7.5.3 Реализовывать предложения 2007г по реконструкции внутростанционной схемы сетевой воды Омской ТЭЦ-5 и доведении тепловой мощности до 2100Гкал/час
- 7.5.4 Внедрять предложения 2007года «Система оценки качества рабы теплоэнергетической системы города Омска»
- 7.5.5 Внести в «Схему теплоснабжения г. Омска раздел «Теплофикация г. Омска» с использованием показателей теплофикации; - удельная экономия комбинированного производства U %; удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления (УВЭтп)- W [мВт.ч/Гкал]; КПДбрутто турбины, ХОПээ; ХОПте и т.д.
- 7.5.6 .

10. Возможные новейшие топливосберегающие технологии тарифной политики РФ.

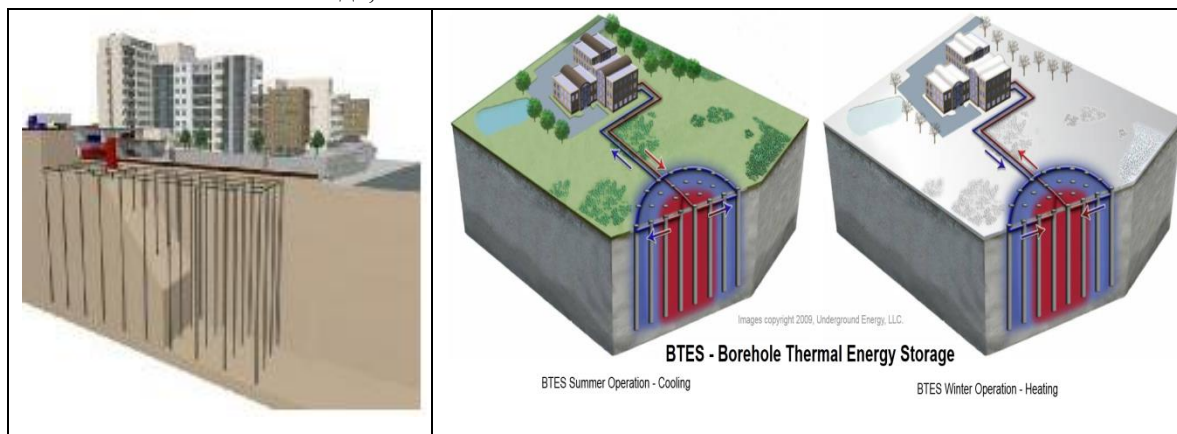
Неведомые, недоступные топливосберегающие технологии для российской энергетики, из за «разноподъездной» политики различных видов регуляторов, отсутствия единой технической, экономической и тарифной политики экономики энергетики России!

10.1 Недоступные технологии для электротехнической практики:

- Допуск любого (частного, коммунального) потребителя – производителя альтернативной электроэнергии для подключения к электрическим сетям для работы по реверсивной схеме;

10.2 Недоступные для России технологии термодинамической и теплотехнической практики:

1. Включение в «Схемы теплоснабжения городов, поселков» следующих показателей теплофикации: а) удельная выработка электроэнергии на базе теплового потребления, W [мВт/Гкал/ч]; б) относительное снижение энергоемкости комбинированной энергии, против отдельной энергии U [%]; в) доля комбинированной электроэнергии из суммарного баланса электроэнергии d [%], г) доля комбинированной тепловой энергии из суммарного баланса тепловой энергии $[\bar{\phi}]$;
2. Запрет монополистов производителей тепла, на подключение к тепловым сетям монополии, сторонних, независимых производителей тепловой энергии, тепловых насосов, аккумуляторов тепловой энергии;
3. Новейшие технологии топливосбережения
 - а. тригенерация – одновременное производство электроэнергии, тепла и холода, позволяющее 2÷4 раза снизить расходы первичного топлива против отдельного их производства. Финляндия с 2005г внедряет «ЦТХС Централизованное Тепло Холодоснабжение»
 - б. низкотемпературное отопление по температурному графику 55-30°C позволяющая 2÷3 раза снизить энергоемкость отопления путем использования низкотемпературного тепла окружающей среды, тепло канализационных стоков, водоемов и т.д.;
 - в. высокотемпературный дальний транспорт сетевой воды по температурному графику 180-20°C позволяющий в 2÷4 раза снизить металлоемкость магистральных теплотрасс;
 - г. тепловые насосы позволяющие отказаться от пиковых внутриквартальных котельных с заменой на сезонные аккумуляторы тепловой энергии в грунте путем:
 - ✓ а) снижения температуры обратной сетевой воды до 20°C,
 - ✓ б) использования сезонные аккумуляторы тепла в грунте,
 - ✓ в) применять комбинированные схемы сезонные аккумуляции холода;



10.3 Недоступные теплоэнергетические стандарты крупных **энергетических систем** в «Схемах теплоснабжения городов и поселков», «Схемах электроснабжения регионов», «Схемах топливоснабжения городов и регионов»:

- «Климатический стандарт потребления» тепловой энергии теплоэнергетической системы, города, региона;
- «Климатический шаблон производства» комбинированной энергии, отдельной электрической и отдельной тепловой энергии энергетической системы города, региона;
- «Стандарт качества энергоёмкости производства энергии» комбинированной, отдельной электрической, отдельной тепловой энергии и холода с тепловыми насосами;
- технология «Безреагентной, малосточной ТЭЦ и котельной» с полным сокращением потребления реагентов, и сокращением стоков в 3÷5раз

10.4 Недоступные - не востребовавшиеся экономические решения организации работы крупных энергетических систем России:

- организация тарифного и нагрузочного менеджмента, с применением различных видов много ставочных тарифов на основе маржинальных издержек min/max как 1 к 8÷40;
- отказ от применения двойной системы статистической отчетности энергетики:
 - ✓ а) одна система для обслуживания потребителей по условиям международной практики,
 - ✓ б) вторая система для обслуживания «федерального потребителя» электроэнергетики а также для обслуживания естественного монополиста-«оптового рынка электроэнергии и мощности»;
- непринятие трех западных и 5 отечественных принципов формирования коллективного оптимума, коммунального монополиста;
- молчаливое согласование 10 видов скрытого перекрестного субсидирования для различных, 39 видов энергии и мощности

10.5 Недоступные - не востребовавшиеся регулирующие решения Минэкономразвития, ФАС:

- Не создаются экономические условия для выполнения «**первого принципа**» обеспечения коллективного оптимума для монополистов: **обеспечения доступа** к энергетическим сетям **любого производителя** тепловой, электрической и комбинированной энергии: производителей нетрадиционной, альтернативной энергетики, микроэнергетики;
- Не создаются экономические условия выполнения «**третьего принципа**» обеспечения коллективного оптимума для монополистов: обеспечения доступа к энергетическим сетям на основе тарифообразования по **маржинальным издержкам min/max как 1 к 8÷40**
- Антимонопольный регулятор принципиально **не должен согласовывать конкретные тарифы**, а обязан проверять и подтверждать выполнение «**трех западных и пяти отечественных принципов**» формирования коллективного оптимума.
- Исключение из практики регулирования экономического понятия: **«теплофикация России»**

Мгновенно доступные электронные источники информации по теме:

1. Вопросы определения КПД теплоэлектроцентралей: Сб. статей / Под общ.ред. А.В. Винтера.- М.: Госэнергоиздат, 1953.118с. Интернет-ресурс: http://exergy.narod.ru/resh_kom_500110-500111.pdf
2. Богданов А.Б. История взлетов и падений теплофикации России // Энергосбережение, 2009, №3, с.42-47. Интернет-ресурс: <http://exergy.narod.ru/es2009-04.pdf> , <http://exergy.narod.ru/vzl.pdf>
3. Бродянский В.М. Письмо в редакцию. <http://exergy.narod.ru/Brodyanski-pismo.pdf> // Теплоэнергетика, 1992, №9, с.62-63
4. Богданов А.Б. Котельнизация России – беда национального масштаба // Новости теплоснабжения, 2006, №№10-11 // Энергорынок, 2006, №№3-6, с.46-50. Интернет-ресурс: <http://exergy.narod.ru/articles-themes.html#6>
5. Шаргут Я.Я., Петелла Р. Эксергия: Перевод. с польского / Под ред. В.М.Бродянского. Перераб. и доп.изд.-М.: Энергия, 1968, 280 с. Интернет-ресурс: <http://exergy.narod.ru/shargyt-petela.pdf>
6. Шаргут Я.Я. Распределение затрат на производство тепла и электроэнергии на ТЭЦ // Теплоэнергетика, 1994, №12, с.63
7. Кудрявый В.В. Германия реформирует энергетику по уму / Промышленные ведомости, 2001.№7-8
8. Богданов А. Б. Энергоёмкость ТЭЦ с применением эксергии и анергии. Журнал «Новости теплоснабжения», 2016, №1, с. 13÷19. Интернет-ресурс: <http://exergy.narod.ru/nt2010-09.pdf>
9. В. Lescoeur, J.B. Callaand. Tariffs and load management: the french experience. Electricite de France 2, rue Louis Murat PARIS – FRANCE/ IEEE Transactions on Power Systems, Vol.PWRS-2, No.2 May 1987, p. 458-464.; Управление нагрузкой и тарифами. Французский опыт (перевод на русский). Интернет-ресурс: <http://exergy.narod.ru/books.html>. [Тепловая энергетика, 2014, № 06 \(15\) декабрь](http://www.eprussia.ru/teploenergetika/15/168.htm) Интернет-ресурс: <http://www.eprussia.ru/teploenergetika/15/168.htm>
10. Минэнерго СССР. Техническое управление по эксплуатации энергосистем «Инструкция и методические указания по нормированию удельных расходов топлива на тепловых электростанциях» Астахов Н.Л. и др. - М.: БТИ ОРГРЭС, 1966
11. Богданов А.Б. Влияние климата на формирование топливосберегающей политики в России. Журнал «Теплоэнергоэффективные технологии», 2007, №3/4, с. 26-34 <http://exergy.narod.ru/tt2007-03-04.pdf>
12. Богданов А.Б. "Мутные НУР ТЭЦ", альтернативная котельная и тепловые насосы. Журнал "С.О.К.", 2017, №1, с.96-104 <http://exergy.narod.ru/cok2017-01.pdf>
13. Астахов Н.Л. Некоторые методы распределения расхода топлива энергетических котлов ТЭС между электроэнергией и теплом. Доклады юбилейной научно-практической конференции, посвященной 50-летию ИПК госслужбы Т.З.-М.: ОАО «Фирма ОГРЭС», 2002, с.90÷97. Интернет-ресурс: <http://exergy.narod.ru/Astakhov.pdf>
14. Богданов А.Б. Богданова О.А. Энергоемкость высший показатель нравственного состояния общества. ЭнергоРынок № 6 2012г и №4 2013г <http://exergy.narod.ru/er2012-06.pdf> а так же журнал <http://exergy.narod.ru/SSK-OD-2012-04.pdf>
15. Богданов А.Б. Богданова О.А. Исследования о природе низкой эффективности российских ТЭЦ Журнал "С.О.К.", 2018, №4, с.62-64. <http://exergy.narod.ru/cok2018-04.pdf>
http://exergy.narod.ru/Priroda_nizkoi_effekt_Ross_TEC.docx
16. .