



ЧВЭ И ЧНЭР В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ КОМПЛЕКСЕ РОССИИ

А. Б. БОГДАНОВ

Главный специалист отдела энергоресурсосбережения и энергоэффективности «МРСК Сибири»

В продолжении темы развития энергосберегающих технологий в энергетике России¹, предлагается к рассмотрению влияние перекрестного субсидирования на энергоемкость для «чисто» электроэнергетической отрасли, а именно для магистральных распределительных сетевых комплексов МРСК, МЭС, ФСК. Особенность проблемы энергоресурсосбережения в электроэнергетическом комплексе заключается в том, что игнорируя негласный, но главнейший закон энергетике – «закон неразрывности производства и потребления» электрической, тепловой энергии государственный регулятор на рынке энергии сформировал принципиально противоречивые и недостижимые условия по снижению энергоемкости энергетического товара: мощности, энергии и резерва мощности.

Что такое энергоемкость транспорта энергии?

В практической работе сетевой комплекс пользуется понятием энергоэффективности, но это совершенно не отвечает понятию энергоемкости. Чем отличается энергоемкость от энергоэффективности объяснено во вставке № 1. МРСК по своей сути являются крупнейшим потребителем самой затратной, **самой энергоемкой конденсационной** электрической энергии класса «F» (рис 1) на свои нужды, уступая по объемам потребления, гигантам таким, как например алюминиевой промышленности. Объем потреб-

ления энергии на нужды сетевого комплекса, составляющий порядка **13+15 %** (и даже 3+30 % см. таблицу 1) от объема пропускаемой энергии и по своему значению **настолько велик**, что он равен потреблению электрической энергии целых областей. Так, к примеру, в ОАО «МРСК Сибири» уровень потребления

электрической энергии для своих нужд составляет порядка 8,1 млрд. кВтч/год, что эквивалентно заявленной электрической мощности более 1200+1400МВт. В существующих экономических условиях, вся система экономического управления в основном строится только на оценке и анализе пропуска энергии.

Серия: «Настольные статьи для ЧНЭР»

Вопрос всезнайке Яндекс – «Чем отличается энергоемкость от энергоэффективности?»

ЭНЕРГОЕМКОСТЬ ПРОДУКЦИИ (валового внутреннего продукта ВВП) – показатель, характеризующий расход энергии на единицу продукции или валового внутреннего продукта. В целом рассчитывается как отношение затрат (обычно за год) **первичных** топливно-энергетических ресурсов к объему валового общественного продукта, а по предприятиям – по отношению к объему товарной продукции. В расчет включаются все **виды топлива и энергии**, потребленных на производственно эксплуатационные нужды, – электрической, тепловой энергии, израсходованной на технологические нужды, **в виде потребности первичной энергии в виде тонн условного топлива** [т. у. т.]. При определении энергоемкости учитывается потребление всех видов топлива и энергии по всем направлениям расхода, включая отопление, вентиляцию, водоснабжение, потери в сетях, **независимо от источников энергоснабжения**.

Энергоэффективность, как правило, отражает степень снижения (повышения) использования **вторичных ресурсов** в виде снижения (повышения): – электрической или тепловой энергии [кВтч, Гкал]. *Энергоэффективность и Энергоемкость это совершенно разные понятия! Главное что надо понять что Энергоемкость – это топливо [т. у. т.] первичного источника энергии, а Энергоэффективность это показатель уже преобразованной энергии в виде электрической энергии [кВтч], или же тепловой энергии [Гкал]. Простыми переводными коэффициентами здесь не обойдешься! Диплома «топ-менеджера» заморской престижной школы тут недостаточно! Надо «ножками потопать»-«котел-турбину просчитать», что бы понимать технологию превращения энергии топлива в энергию электричества и тепла. Топливо считать намного сложнее. Ошибка в расчетах энергоэффективности и энергоемкости может различаться более чем в 3+4 раза а в некоторых случаях в электроэнергетике вплоть до 38раз! (об этом читайте статьи в серии «Качества энергии» на сайте Богданова www.exergy.narod.ru)*

¹ А. Б. Богданов «О принципах анализа маржинальных издержек» Энергорынок; №62009, стр. 47 – 52, начало статьи <http://exergy.narod.ru/er2009-06.pdf>

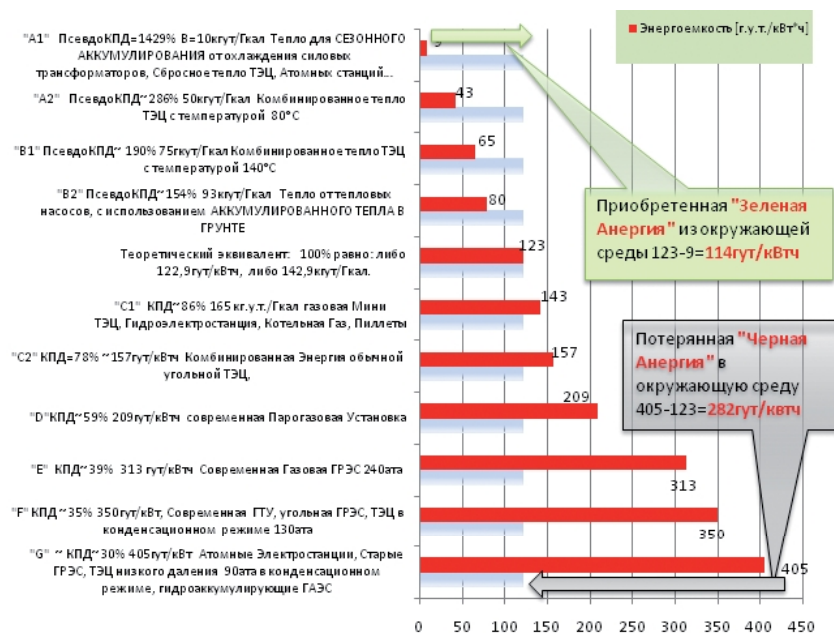


Рис.1 Классификация энергоёмкости производства электрической и тепловой энергии [т.у.т./кВтч]

Однако, как ни удивительно, экономического механизма анализа и управления заявленной и потребляемой мощности на собственные и хозяйственные нужды именно в электросетевом сетевом комплексе до настоящего времени нет! Именно отсутствие расчетов за заявленную мощность на технические потери и собственные нужды породило систему неэффективного управления и снижения энергоёмкости электросетевого комплекса.

Основными потребителями электрической энергии и мощности на нужды электросетевого комплекса, определяющих энергоёмкость валового продукта МРСК являются: а) энергия и мощность для компенсации технических потерь, б) энергия и мощность на собственные нужды, в) энергия и мощность на производственные нужды, г) энергия и мощность на хозяйственные нужды сетевого комплекса.

До 90+92 % потребляемой энергии (суммарной мощностью более 1100+1300 МВт) это энергетические нужды для компенсации технических потерь, которые неразрывно участвуют в технологии преобразования и транспорта электрической энергии. Это нагрузочные потери в линиях электропередач, на холос-

той ход и нагрузочные потери силовых трансформаторов и реакторов, и т.д. Уровень технических потерь определяются техническими решениями, которые были приняты при принятии проектных решений учитывающих: проектную и фактическую мощность транспортных сетей, уровень напряжений, степень надежности и резервирования, протяженность электрических сетей, топологию электрической схемы, суточный, сезонный график потребления активной и реактивной энергии, наличие компенсирующих устройств в сети и т.д.

Оставшиеся 10+8 % потребляемой энергии, (суммарной мощностью более 110+160 МВт) это потери электрической энергии на производственные, собственные и хозяйственные нужды. Основную долю этих потерь до ~ 65 %, составляют тепловые потребности: обогрев помещений распределительных устройств, обогрев баков масляных выключателей, обогрев приводов выключателей и т.д.; до ~20 % этих потерь это – потребление для освещения помещений, территории; и относительно небольшую величину до 15 % составляет расход электроэнергии на лаборатории, механические мастерские, гаражи

и т.д. В отличие от технических потерь, эти нужды не являются неразрывной частью процесса преобразования и транспорта электроэнергии, проявляют себя как сопровождающие затраты и зависят только: а) от вторичных технических показателей таких как: температура наружного воздуха, объем зданий и помещений, сезонное суточное потребление, б) от третичных показателей таких как: наличие автомобильного гаража, складских помещений, сервисных служб, объемов постоянного или периодического обслуживания и т.д. и т.п.

С точки зрения снижения энергоёмкости внутреннего валового продукта МРСК главной отличительной чертой этих потерь, являются то, что часть потерь может быть заменена товаром заменителем с энергоёмкостью в 38 раз ниже! Так например, самый затратный энергетический товар класса «F» – конденсационная электрическая энергия ГРЭС используемая для электрического обогрева, с затратами первичного топлива более чем 270 %, можно заменить на товар класса «B1» с большей энергетической эффективностью: тепло от котельной с затратами первичного топлива 120 %, либо на товар от тепловых насосов «B1» с затратами первичного топлива 65 %, либо на сбросное тепло от отборов турбин «A2» с затратами первичного топлива не более чем 35 %, либо, наконец на сбросное тепло собственных силовых трансформаторов «A1» с затратами первичного топлива не более 7 % (рис. 1) Однако возможность замены энергоёмкой конденсационной электроэнергии на товар с энергоёмкостью в 38 раз ниже ($270/7=38$ раз) **регулирующими органами не рассматривается и не по сути не приветствуется!** Как было отмечено в предыдущей части этой статьи, органы регулирования остались «... вне компетенции...» (смотри начало статьи «ЧВЭ и ЧНЭР Российской энергетики – часть 2»)

В цикле статей «Шесть новейших технологий энергоресурсосбережения в электросетевом комплексе



се²» освещались проблемы снижения энергоемкости в сетевом комплексе. Существующая тарифная политика на энергию и отсутствие тарифной политики на мощность, де факто привела к тому, что сетевому комплексу нет экономической целесообразности заниматься вопросами снижения энергоемкости. Вопросы экономии первичного топлива у производителя энергии, а также вопроса снижения энергоемкости за счет высвобождения заявленной мощности сетевого комплекса являются неизученными, из-за отсутствия нормативных документов регламентирующих вопросы использования сетевым комплексом высвободившихся мощностей энергетических активов.

Нет показателя энергоемкости – значит нет проблем с отчетностью!

Действительно, как видно из текста Закона № 261-ФЗ и Указа Президента № 889, законодатель не привел прямого описания показателя, что такое энергоемкость ВВП, энергоемкость валового продукта сетевого распределительного комплекса. Однако, исходя из показателей «Государственной программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности на период до 2020 года» видно, что **энергоемкость ВВП России, определяется затратами первичного источника энергии – суммарного расхода условного топлива необходимого для производства валового внутреннего продукта.** Именно «первичной» энергии в виде топлива, а не вторичной энергии в виде электрической энергии, как это видят большинство менеджеров и регуляторов электроэнергетики. Как видно на (рис.1) именно такой подход позволяет выявить и разра-

Потери 33 в сетях 110-0,4 кВ за 9 месяцев 2010 года

	млн. кВтч	%
Тюменская область*	1273,4*	2,38
Томская область	388,7	7,91 %
Красноярский край	1729,5	12,65 %
Иркутская область	869,4	6,94 %
Забайкальский край	544,3	21,38 %
Республика Бурятия	500,4	19 %
Республика Тыва	136,3	29,67 %
Республика Хакасия	327,2	3,51 %
Республика Алтай	76,1	19,88 %
Алтайский край	601,7	9,77 %
Кемеровская область	825,9	4,69 %
Новосибирская область	1215	12,66 %
Омская область	516,9	7,86 %
*данные с учетом ВЛ-220кВ		

ботать энергоэффективные мероприятия в электроэнергетике.

В качестве примера неэффективности существующего метода анализа и нормирования энергоемкости рассмотрим показатели потерь электроэнергии в сетях 110 – 0,4 кВ сибирских регионов по итогам 9 месяцев 2010 года⁸. Как видно из таблицы [1] процент потерь изменяется более чем в 10 раз от 2,38% для Тюменской области до 29,67% для республики Тыва! Какой же вывод можно сделать по показателю потерь электроэнергии в сетях! Да, ничего сказать невозможно! Можно отметить, что сетевому комплексу Республике Хакасии повезло, алюминиевые заводы находятся рядом с источниками энергии, и им с показателями 3,51% уже сейчас можно отчитаться о выполнении показателей Программы Правительства России по снижению энергоемкости до 8,7% по распоряжению от 27.12.2010 года № 2446-р, в 2020 году и не заниматься вопросами снижения энергоемкости транспорта электроэнергии. А вот республике Тыва круто не повезло! На территории Тывы нет маломальского серьезного источника электрической энергии, но есть очень длинные линии. Поэтому говорить о снижении потерь до 8,7% не приходится! Остается «испытанный» и надеж-

ный способ улучшения показателей в целом сетевому комплексу за счет **технологического перекрестного субсидирования** электрических сетей Республики Тыва, Республики Бурятии, республики Алтай, Красноярского края, Забайкальского края за счет электрических сетей республики Хакасии. Пока **чрезвычайно неэффективного энергетического регулятора (ЧНЭР)** это устраивает, и он дает прекрасные комментарии (см. вставку № 2)

Семь предложений по снижению чрезвычайно высокой энергоемкости транспорта электрической энергии!

Первое, самое главное предложение – отказаться от «последней мили»

Существующая отчетность по потерям имеет две скрытые ошибки, значительно искажающую фактические показатели потерь в 1,83 раза с 13,9% до 7,6%. Согласно п. 16 «Инструкции от 30 декабря 2008г № 326» норматив технологических потерь при ее передаче по электрическим сетям определяется в процентах: а) для территориальной сетевой организации ТСО «для отпус-

² А. Б. Богданов «Обзор новейших технологий энергосбережения с электросетевым комплексом» журнал «Энергосбережение» № 4/2010 год, стр. 60 – 66. <http://www.exergy.narod.ru/es2010-04.pdf>; «Шесть технологий энергосбережения» Журнал ЭнергоРынок № 11/2010г стр. 15 – 23, Электронный журнал «Энергосовет» № 7/2010 стр. 48 – 53; № 8 стр. 60 – 64

⁸ Показатели потерь электроэнергии в сибирских регионах в сетях 110 – 0,4кВ по итогам 9 месяцев 2010 года Журнал «Энергосбережение в Сибири» № 2/2010 год стр. 1 – 2



Серия: «Настольные статьи для ЧНЭР»

Брать пример с «Хакассэнерго» или же учиться?

21 июня 2011 года, десять изданий средств массовой информации обрадовали читателей сообщением регулятора энергетики примером высочайшей энергетической эффективности электрических сетей.

«Хакасия регионом с низким уровнем потерь электроэнергии»

Хакасия остается одним из регионов России с самым низким уровнем потерь электроэнергии в сетях. Если средний уровень потерь электроэнергии в России в 2009 – 2010 годах составил 10%, то в Хакасии средний процент электропотерь по данным Госкоматрифеэнерго Хакасии составляет 4%.

«Одним из основных показателей энергетической эффективности электрических сетей являются потери электроэнергии при ее передаче и распределении. В каждой сетевой организации данный уровень потерь, в том числе и нормативных, различен.

К примеру, по филиалу ОАО «МРСК Сибири – «Хакассэнерго» фактические потери в 2010 году составили 3,8%. Плановые потери в 2011 году у этой сетевой компании – 3,92% и каждый год этот процент снижается», – отмечает первый заместитель председателя Государственного комитета по тарифам и энергетике Республики Хакасия Владимир Шафорост.

В муниципальном предприятии «Абаканские электрические сети» данный показатель несколько выше – потери составляют порядка 15%. Еще большие потери – 25% у МП «Абазинские электрические сети». В разных предприятиях этот процент потерь электроэнергии варьируется в зависимости от того, что различен состав сетей. Так, к примеру, филиал ОАО «МРСК Сибири – «Хакассэнерго» обслуживает сети высокого напряжения – 220;110;35/10/6 – 0,4 кВ, где процент потерь электроэнергии намного ниже, чем в сетях низкого напряжения, соответственно и уровень потерь ниже, чем в сетях низкого напряжения.

Как отмечает Владимир Шафорост, стоимость потерь – это часть затрат на передачу и распределение электроэнергии по электрическим сетям. Чем больше потери, тем выше эти затраты и соответственно тарифы на электроэнергию для конечных потребителей. Потери, обусловленные неоптимальными режимами работы электрической сети, погрешностями системы учета электроэнергии, недостатками в энергосбытовой деятельности, являются прямыми убытками энергоснабжающих организаций и, безусловно, должны снижаться.

Перечень изданий опубликовавших этот материал. <http://www.19rus.ru/more.php?UID=35044>; RusCable. Ru, Москва, 21 июля 2011; ИА ЭнергоНьюс (energo-news.ru), Екатеринбург, 21 июля 2011; Сибирское агентство новостей-Хакасия (abakan.sibnovosti.ru), Абакан, 21 июля 2011; Энергетика и промышленность России. ru (eprussia.ru), Санкт-Петербург, 21 июля 2011; Energyland.info, Екатеринбург, 21 июля 2011; Взгляд # Абакан, Абакан, 21 июля 2011; ЭлектроЭнергетика (electroenergetika.ru), Москва, 21 июля 2011; InterEnergoPortal.ru, Москва, 21 июля 2011; Энергосовет. Портал по энергосбережению

Комментарий Богданова

Данный пример, с потерями в «Хакассэнерго», является ярчайшим примером поверхностного и формального регулирования энергетикой, без понимания физических основ энергетик и экономики регулируемой энергетик в целом. Набор «правильных» слов и только. Игра под названием энергоэффективность! Разница в анализе главного регулируемого показателя составляет более чем в 4,7 раза! Или 4% с перекрестным субсидированием регулированием, на базе «последней мили», или 18,9% без «последней мили» (смотри рис. 2). Так какой же вывод из сенсационного заявления? Всем брать пример с «Хакассэнерго» и приписывать «последнюю милю», не имеющую абсолютно никакого влияния на величину снижения технических потерь, но зато красиво предоставляющую статистическую отчетность? Или же, наконец заставить регулятора жить и работать по совести, учить суть предмета регулирования – учить экономике энергетике?

ка в сеть», б) а для ФСК и МСК «к отпуску из сети своей компании». Для ОАО «МРСК-Сибири» эти показатели значительно отличаются. и составляют 12,2% от энергии поступающей в сеть, или 13,9% от энергии отпускаемой из сети! Однако этого мало! Существует легальный способ метод позволяющий значительно «улучшающий» общую картину по потерям с учетом «последней мили» до значения 7,6% (см. рис.1):

✓ Метод расчета к ТСО «с последней милей» – 7,6% – завуалированный, абсолютно неправильный, но красивый отчет!

✓ Метод расчета к ТСО «к отпуску в сеть» – 12,2% Недостоверный отчет!

✓ Метод расчета для ФСК и МСК «к отпуску из сети» – 13,9% Правильный, официальный отчет, но, с некрасивыми показателями.

Именно отчетность потерь «к отпуску из сети» является достоверной и раскрывающую суть энергетических затрат при транспорте электрической энергии. Именно показатель «процент к отпуску из сети» потерь наглядно оценить сколько процентов дополнительной электроэнергии надо затратить, что бы потребителю доставить 100% энергии. Из рис.2 наглядно видно, что для того чтобы доставить 100% в «Кузбассэнерго» требуется дополнительно 5,9% энергии, а для того, чтобы доставить тоже 100% в «Тываэнерго» требуется уже 55,5%, в десять раз больше!

Для сравнения потери электроэнергии в электрических сетях промышленно развитых стран: Германия 5,0%, США-5,4%, Италия 6,4%, Канада 8,4%, Англия 8,8%, Япония снизила с 11,3% до 5,5%. В России с 1994 по 2003 год потери поднялась с 10,5% до 13,2% «от отпуска в сеть» или с 11,7% до 15,2% «к отпуску из сети».

Выводы. Существующий на сегодняшний день, годами сложившийся метод отчетности «к полезному отпуску в сеть» и особенно «с последней милей» скрывает глубинные проблемы развития энергетик в России, дезорганизовал работу электросетевого комплекса, за-



вуализировали крайне негативные показатели работы электрических сетей! Имея недостоверные показатели услужливой PR-статистики, руководители электросетевого комплекса и филиалов, руководители чрезвычайно неэффективных органов регулирования энергетики искренне полагают, что являются образцами эффективного управления и регулирования в стране.

- **15%+55% потерь на транспорт в сетях это источник чрезвычайно высокой энергоемкости (ЧВЭ) валового внутреннего продукта, коллективная технологическая и политическая безответственность перед обществом!**

- Для организации адекватного управления издержками, определения показателей энергоемкости валового внутреннего продукта в электросетевом комплексе произвести перерасчет отчетных показателей за последние 4 года (2007+2010) расчет отчетных показателей только по методу «к отпуску из сети» с полным отказом в отчетности метода «к поступлению с сеть» и тем более от политизированного метода «последней мили».

- Вместо строительства линий электропередач, в центре электрических и тепловых нагрузок необходимо **строить тепловые электрические станции ТЭЦ!**

Второе предложение – внедрить в практику анализ Нэл (нормативная электрическая линия)

Существующая система анализа и нормирования энергоемкости работы активов электросетевого комплекса основанная на нормировании процента потерь абсолютно не эффективна и с точки зрения выявления «центров прибыли» и «центров убытка». В качестве наглядного примера можно отметить, что насколько несовершенно и недопустимо оценивать работу системы здравоохранения по «средней температуре по больнице», также в электросетевом комплексе совершенно недопустимо оценивать энергоемкость только по «процентам потерь» в се-



Рис 2 Процент потерь электроэнергии в сети в 2009г [%]

Серия: «Настольные статьи для ЧНЭР»

Нормативная электрическая линия – Нэл

Шевкоплясов П. М. «Определение количества активов и показателей надежности при регулировании деятельности электросетевых предприятий» Энергорынок № 12011 стр. 40 – 45

...Сети нового поколения должны объединять конечных потребителей и производителей в общую автоматизированную систему, отвечающую принципу неразрывности производства и потребления электрической энергии и обеспечивающей возможность контролировать состояние и управлять режимами энергообъектов всех действительных (без посредников) участников процесса производства, передачи и потребления электрической энергии. Это является обязательным условием создания и функционирования интеллектуальных сетей – Smart Grid.

В настоящее время объемы эксплуатационных работ и реального капитала определяют по условным (потолочным) единицам, которые ни технически, ни экономически не обоснованы, объективно не характеризуют то, для чего они предназначены и используются. Требуется другой нормативный показатель.

Вопрос состоит в том, как объективно определить, то есть установить, измерить и учесть объем реального капитала на стадии эксплуатационного обслуживания. Поскольку главным элементом на стадии эксплуатации является токоведущая часть сети (провод, кабель, обмотки трансформатора) то именно по ней и следует определять количество активов в натуральной форме (в кВа).

Установленная и рабочая мощность электрических линий измеряется в кВа, через механизм использования единичного нормирующего множителя, учитывающего экономическое распределение напряжения (кВ/км) и экономическую плотность тока (А/мм²)... Физический объем линий электропередач (установленная мощность, количество активов) определяется не по «условным единицам», а произведением длины линий, L (км) на сечение проводов S (мм²). Умножив это произведение на единичный нормирующий множитель, характеризующий электрические показатели линии, получим формулу нормированной линии электропередач.

За нормативную электрическую линию (Нэл) принимается один километр трехпроводной линии электропередач с сечением одного алюминиевого провода 95мм².

Работу и нормирование энергоемкости активов электросетевого комплекса необходимо оценивать и нормировать по 4 факторам определяющих эффективность потерь

в сетях, а именно: по трем «собственным» физическим объемам ВЛ: а) длина; б) сечение; в) число часов использования – рабочей мощности линии, и по двум «внешним» по-

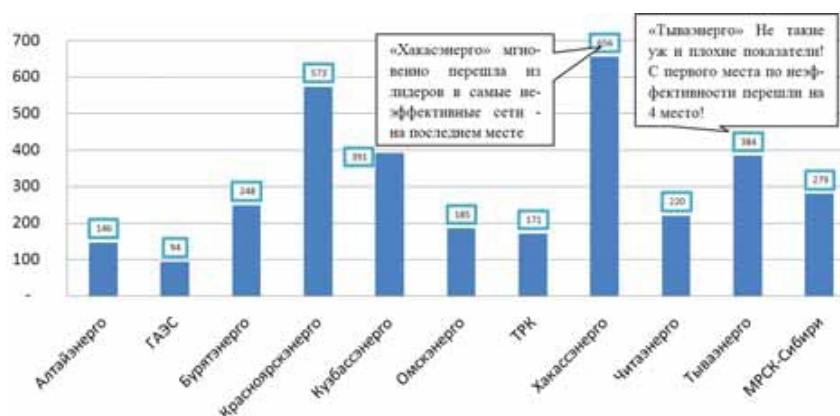


Рис 3 Удельные потери 33 приведенные к длине линий на 1 км ВЛ-110кВ [мВт·ч/год] 2009г (Оценочно! Требуется уточнение исходных данных)

казателям: д) $\cos(\phi)$ потребителя; и е) $\cos(\phi)$ собственно линий электропередач и трансформаторов электросетевого комплекса.

Так, применение анализа показателей потерь с учетом «длины и сечения сетей» мгновенно восстанавливает логический смысл и картину по эффективности транспорта электрической энергии в сетях. Так, в сравнительном анализе по степени неэффективности «Тываэнерго» с первого места по неэффективности снижается на 4-е место, а «Хакасэнерго» и «Красноярскэнерго» с 3-го и 6-го места поднимаются на 1 и 2 место! (см. рис. 2 и рис. 3)

В отличие от существующего в электросетевом комплексе метода анализа по условным единицам, не отвечающим условиям рыночной энергетики профессором Шевколясовым П. М. предлагается применение в практике анализа и управления деятельностью электросетевых предприятий в условиях рыночной экономики на основе применения так называемой «Нормативной электрической линии» – Нэл.

Электросетевому комплексу необходимо отказаться от нормирования энергоемкости по только по одному косвенному показателю по «проценту потерь в сетях». Необходимо дополнить показатели и пе-

рейти на методы прямого анализа и нормирования энергоемкости (т. у. т./кВтч) на основе:

- нормирование энергоемкости Нормативной электрической линии (Нэл) – пропорционально физической мощности линий электропередач: длина линий помноженное на сечение проводов (см. рис. 6, 7)
- по числу часов использования установленной мощности **линии (именно линии, а не потребителей)** при нормированном проценте потерь энергии в сети: 1%+4% от отпускаемой энергии из сети, в зависимости от класса напряжения.

Например: суммарно до конечного потребителя не более 20,67 т. у. т./кВтч (6%) в т.ч.:

- ✓ сети 220 кВ – не более 1,72 т. у. т./кВтч (0,5%),
- ✓ сети 110 кВ – не более 3,45 т. у. т./кВтч (1,0%),
- ✓ сети 0,4 кВ – не более 10,34 т. у. т./кВтч (3%).
- по нормированному значению реактивной мощности $\tan(\phi)=0,0$ (не только $\tan(\phi)=0,35-0,5$ в зависимости от класса напряжения)

Третье предложение: внедрить анализ – «Энергоемкости от «реактивки» потребителей».

Огромное влияние на величину технологических потерь оказывают полное игнорирование регулятором энергетики, роли некомпенсированного потребления реактивной энергии со стороны «недобросовестного» потребителя активной энергии.

До отмены «Правил пользования электрической и тепловой энергией» компенсация реактивной мощности в электрических сетях составляла 0,6 квар на 1 кВт суммарной активной нагрузки, а реальные значения коэффициента мощности составляли 0,4. В современных же условиях, из-за изменения структуры потребления общее потребление реактив-

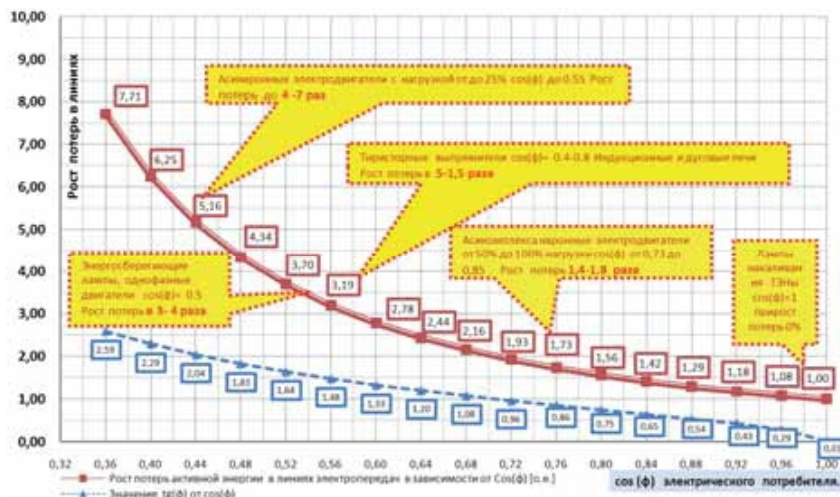


Рис 4. Рост потерь в сетях МРСК в зависимости от $\cos(\phi)$ «недобросовестного» потребителя энергии.

⁴ Шевколясов П. М. «Ценообразование на рынках энергии» Глобальные проблемы. Реальные решения. Учебное пособие 2-е издание, переработанное и дополненное – 2008г СПб.: ПЭИПК 396с.



ной мощности приближенно оценивается в размере 1квар на 1кВт суммарного потребления (нагрузки) активной мощности. Именно многолетнее, более 10 лет непринятие регулятором решения по согласованию министерству промышленности и энергетики пункта 4 постановления Правительства РФ от 31 августа 2006 № 530 и приказа Минпромэнерго РФ № 49 от 22.02.07 до настоящего времени является одной из главных причин приводящей к росту энергоемкости валового продукта сетевого комплекса при транспорте электрической энергии.

Как ни парадоксально, но именно «недобросовестный» потребитель, не желающий устанавливать компенсирующие устройства, конденсаторы является одним из основных центров формирования огромных, сверхнормативных потерь в электрических сетях сетевого комплекса. На рис.4 приведены зависимость **потерь в сетях электросетевого комплекса в зависимости от потребления реактивной энергии «недобросовестным» потребителем.**

Потребители электрической энергии очень сильно отличаются друг от друга качеством своего потребления активной энергии. Так традиционные электрические лампы накаливания с $\cos(\phi)=1,0$ являются самыми качественными потребителями с самыми минимальными потерями электрической энергии при транспорте по электрическим сетям. А вот широко рекламируемые энергосберегающие и светодиодные лампы работают всего с $\cos(\phi)=0,6$ (рис. 5) являются одними из самыми некачественными потребителями. При равной величине оплаты за равную потребленную активную энергию и рост потерь от «недобросовестных» потребителей энергосберегающих ламп в **электрических сетях МРСК** возрастает в 2,8 раза.

Примеры

«недобросовестных» потребителей энергии:

- Китайские и различные «энергосберегающие» светодиодные лампы без компенсации – главный враг

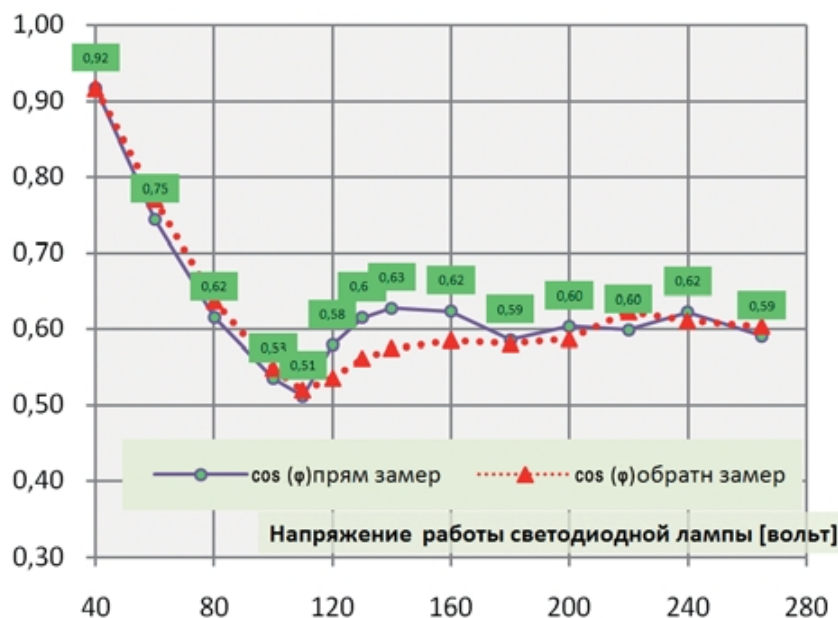


Рис.5 $\cos(\phi)$ светодиодных ламп в зависимости от напряжения

Серия: «Настольные статьи для ЧНЭР»

Авария на подстанции «Чагино» и неэффективный регулятор

В заключении Главного технического инспектора ОАО РАО «ЕЭС России» д. т. н., к. э. н., профессора В. К. Паули о причинах аварии на подстанции «Чагино» в мае 2005г отмечена негативная роль регулятора по не привлечению недобросовестных потребителей к работе по обеспечению качества потребления:

«Безусловно, будь скомпенсирована реактивная мощность у потребителей Московской энергосистемы, майской аварии 2005 года могло не быть. Скорее всего, ее и не было бы, потому, что не было бы такой загрузки реактивной мощностью и соответственного дополнительного провиса отключившегося линий электропередачи, напряжение в узлах было бы выше, генераторы бы не перегружались из-за форсировки возбуждения с целью увеличения выдачи реактивной мощности, так как она не потребовалась бы, хватило бы времени на загрузку пускаемого оборудования и т.д.»

Комментарий Богданова. Это заключение «специалиста – станционника», работавшего на ТЭС, понимающего технологию производства, транспорта и потребления электрической энергии. Однако, ЧНЭР не несущий никакой ответственности за надежность, за энергоемкость российской энергетики до настоящего времени своим бездействием не считает нужным отказываться от перекрестного субсидирования в виде «котлового метода» регулирования и в течении многих лет отрешается от применения маржинальных тарифов отражающих качество потребления энергии.

Безусловно, если бы ЧНЭР нес хотя бы какую-то ответственность за причины системной аварии в Чагино, и за конкретные показатели снижения энергоемкости энергетики России, выраженное в [т. у. т.] то они бы решили вопрос по «определению компетенции». Но, пока нет ответственности по численным показателям, можно годами клятвенно заверять власть и общество о своей эффективности и пользе.

электросетевого комплекса вызывающий 2ч3 кратный рост энергоемкости в электросетевом комплексе **МРСК**.

- Один из крупнейших потребителей- Кузнецкий ферросплавный завод потребляющий электроэнергию $\lg(\phi)=0,72$ вызывает рост по-

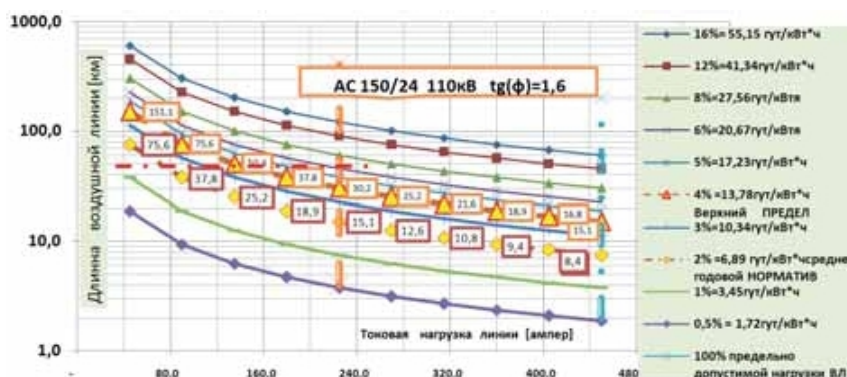


Рис 6 Энергоемкость [т.у.т./квт.ч], потери % от длины линий [км], токовой нагрузки [ампер]

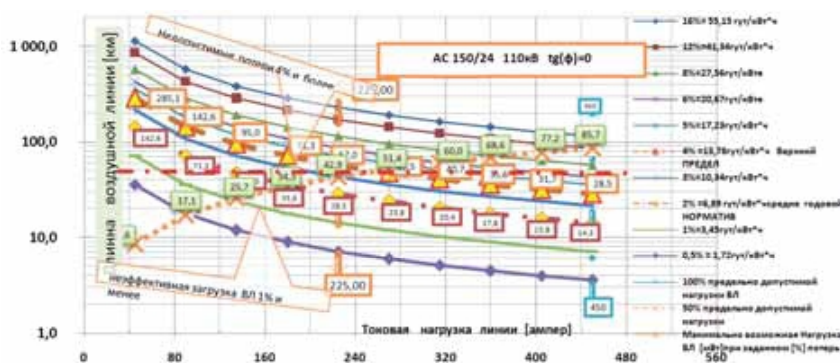


Рис 7 Энергоемкость [т.у.т./квт.ч], потери % при $\text{tg}(\phi)=0$

тер в электрических сетях МРСК в 1,6 раза. Если бы он восстановил ранее, в советское время установленные, компенсирующие устройства, то снизил бы потери в электрических сетях коллективного пользования. Однако чрезвычайно неэффективный энергетический регулятор (ЧНЭР) применяя «котловый метод», отстаивает позиции разнесения ущерба от наносимого ферросплавным заводом на всех потребителей области.

- Обычный потребитель «Евроазэнерго-транспорт» $\text{tg}(\phi) = 1,47$ вызывает рост потерь в сетях МРСК в 3,2 раза.

- Рядовой потребитель «Шахтостроитель» потребляющий электроэнергию с $\text{tg}(\phi) = 3,9$ вызывает рост энергоемкости потерь в электрических сетях МРСК более чем в 25 раз!

И вся эта технологическая несправедливость вызвана нежеланием (незнанием) ЧНЭР принимать и отвечать за эффективные энергосберегающие решения! Решения которые должен решать именно регу-

лятор энергетики, а не какой либо еще дополнительный орган, с дополнительно определенной «компетенцией».

Вот же почти более 10 лет, ЧНЭР «в пределах компетенции..» всякими отписками не решает вопрос по утверждению «Методических указаний по применению повышающих, и понижающих коэффициентов в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности» (Смотри ответ ФСТ от 23.11.2010 № ЕП 9410/12 на запрос ОАО «МРСК-Сибири»). Нежелание (незнание) регулирующих органов понять смысл и необходимость несения потребителями бремени финансовой ответственности за некачественное потребление электрической энергии, еще глубже развило существующую систему перекрестного субсидирования в электроэнергетике. Именно безответственность за скрытое перекрестное субсидирование, разрушавшее годами сформировавшуюся систему целенаправленной работы с потребителями, по обеспечению качества потребления,

по компенсации реактивной мощности, явилось одной из основных причин крупнейшей аварии на подстанции «Чагино» в мае 2005 года.

Для снижения энергоемкости от влияния «реактивки» необходимо:

1. Создать программу «Управление реактивной энергией потребителей»

2. Произвести инвентаризацию договорной работы с выделением 3 групп потребителей:

- а. потребители с $\text{tg}(\phi)$ более 0,5 – первоочередные мероприятия
- б. потребители с $\text{tg}(\phi)$ от 0,3 до 0,5 – текущие мероприятия
- в. потребители с $\text{tg}(\phi)$ менее 0,3 – не требующие включения в программы

3. Внедрить статистическую отчетность по анализу и нормированию $\text{tg}(\phi)$ потребителей

4. Подготовить обращение Министерства энергетики в регулирующие органы: ФСТ, в Минэкономразвития с внедрением договора по многоставочным (маржинальным) тарифам учитывающим: потребление активной энергии, использование заявленного резерва мощности, потребление реактивной энергии, суточные (сезонные) графики нагрузок, и т. д. и т. п.

Четвертое предложение: внедрить анализ – «Энергоемкость ЛЭП и трансформаторов»

В настоящее время в сетевом комплексе существует программы автоматизированного расчета технологических потерь (РТП-3) в электрических сетях. Безусловно, эти программы автоматизированного расчета потерь позволяют производить квалифицированный расчет потерь во всех режимах работы электрических сетей! Но, на практике считать на этой программе могут считать только подготовленные специалисты, имеющие опыт расчетов, однозначность исходных данных, заполненную базу данных. Практически получается так, что существующий программный продукт просто не применяют для снижения энергоемкости электросетевого ком-



плекса, и им пользуется только увлеченный пользователь для повышения эрудиции, или же для написания кандидатских статей. Реально – же на рабочих местах этот инструмент не востребован.

Наглядно почувствовать влияние главных характеристик линии электропередач: а) длины линии, б) сечения провода, с) токовой нагрузки, д) $\lg(\phi)$ транспортируемой энергии, е) степени загрузки силовых трансформаторов на величину энергоемкости можно сделать упрощенным и универсальным графикам энергоемкости линий электропередач (рис № 6, 7) и трансформаторов (рис. 8).

На графиках наглядно видно при каких токовых нагрузках для конкретных сечений и длины ВЛ, $\lg(\phi)$, наступают режимы работы с недопустимой энергоемкостью, (потерей энергии) Имея на рабочем месте инженера по энергоэффективности, комплект графиков для каждого напряжения, каждого сечения провода можно без труда определить центры затрат энергоемкости. Особенно эти графики становится эффективным инструментом для сетей низкого напряжения 0,4 кВ

Разработанные графики энергоемкости (потерь энергии) позволяют мгновенно и однозначно производить достоверный анализ и нормирование энергоемкости конкретно для каждой линии в зависимости от а) длины линии, б) сечения провода, с) нормативной и фактической активной нагрузки, д) нормативного и фактического значения $\lg(\phi)$.

Пример 1 Для линии длиной 50 км при неизменной токовой нагрузке 225 ампер рост потерь активной энергии, только за счет роста реактивной энергии от $\lg(\phi) = 0$ до $\lg(\phi) = 1,6$ вызывает рост энергоемкости транспорта энергии в 1,85 раза с 12,04 т.у.т./кВтч до 22,4 т.у.т./кВтч (с 3,5 % до 6,5 % рис. 6, 7)

Пример 2 Передача нагрузки с двух трансформаторов 2,5 мВа загруженных по 25 % на один трансформатор с нагрузкой 50 % вызывает снижение энергоемкости с 4,5 т.у.т./кВт до 3 т.у.т./кВтч. И наоборот, передача нагрузки с двух трансфор-

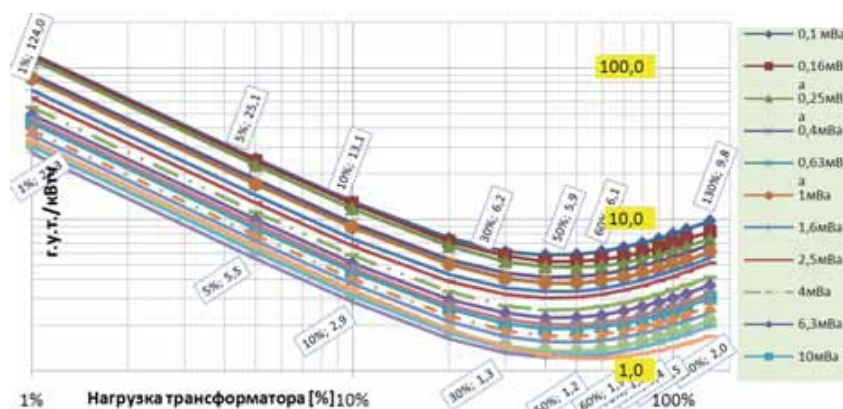


Рис. 8. Энергоемкость трансформации энергии [т.у.т./кВтч] при $\lg(\phi) = 0$

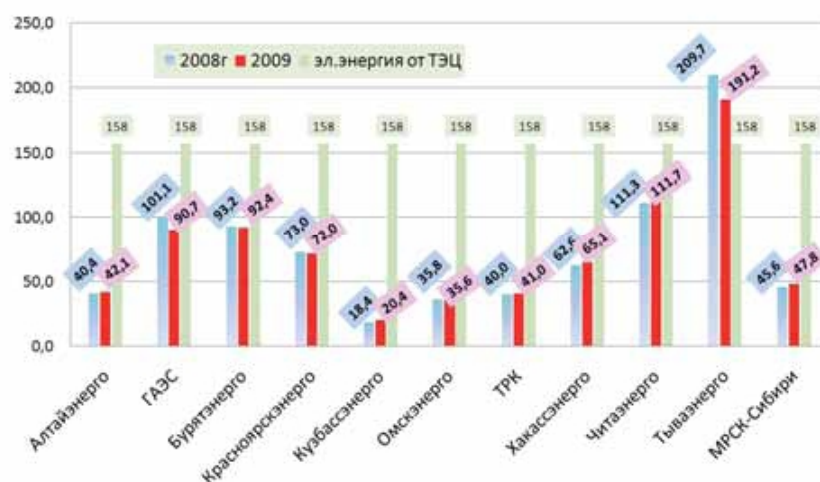


Рис. 9. Сравнение энергоемкости транспорта электрической энергии по сетям МРСК-Сибири, с энергоемкостью производства комбинированной ЭЭ на ТЭС [т.у.т./кВтч]

маторов по 50 % на один трансформатор с нагрузкой 100 % вызывает рост энергоемкости с 3 т.у.т./кВтч до 4,2 т.у.т./кВтч (рис. 8)

Для практической реализации метода «Энергоемкость ЛЭП и трансформаторов» необходимо:

1. Произвести инвентаризацию линий электропередач и силовых трансформаторов с разделением на 3 группы:

✓ Линии и трансформаторы с $\lg(\phi)$ более 0,5 – первоочередные мероприятия

✓ Линии и трансформаторы с $\lg(\phi)$ от 0,3 до 0,5 – текущие мероприятия

✓ Линии и трансформаторы с $\lg(\phi)$ менее 0,3-не требующие включения в программы

2. Внедрить статистическую отчетность по анализу и нормированию $\lg(\phi)$ линий и трансформаторов

3. Создать программу «Управление реактивной энергией **линий и трансформаторов** в сетевом комплексе.

Пятое предложение – регулировать тарифы по классу энергоемкости.

Внедрение в отчетность показателя «Энергоемкость транспорта электрической энергии в электросетевом комплексе» позволяет наглядно сравнить технологическую эффективность и целесообразность транспорта электрической энергии по длинным линиям в сравнении с другими технологиями.

Анализ «Энергоемкость транспорта электрической энергии» наглядно показывает об огромном потенциале снижения энергоемкости



Таблица 2
Прогноз тарифов на потери энергии в электросетевом комплексе руб./кВтч

	2011г	2012	2013
Алтайэнерго	1,165	1,294	1,436
Бурятэнерго	0,507	1,327	1,47
Горный Алтай	1,582	1,6	1,65
Красноярскэнерго	0,840	0,936	1,03
Кузбасэнерго	0,935	1,048	1,165
Омскэнерго	1,039	1,165	1,292
Хакасэнерго	0,860	0,964	1,182
Читаэнерго	1,184	1,339	1,500
Тываэнерго	0,36	0,62	0,689

валового продукта региона, страны при замене неэффективных ЛЭП на строительство региональных ТЭЦ. Так, например:

✓ Отказ от транспорта электрической энергии по линиям электропередач «Тываэнерго» со строительством мощной ТЭЦ в городе Кызыле позволит снизить энергоёмкость энергообеспечения республики Ты-

ва в 2,2 раза (с 191,2+ 158= 349,2 до 158 т.у.т./кВтч).

✓ Отказ от транспорта электрической энергии со строительством собственной ТЭЦ в городе Улан-Уде позволит снизить энергоёмкость республики Бурятия в 1,58 раза (с 92,4 + 158=250,5 до 158 т.у.т./кВтч)

Оценивая эффективность транспорта электрической энергии по по-

казателю **затраты энергии** в виде «процент потерь» при транспорте электроэнергии составляющего **13,9% от объема поставляемой потребителям энергии** (рис 2) можно сказать: «Да, черт возьми! Это много, очень много! Каждый 7 кВтч бездарно теряется на потери в сетях!» Но и этого мало! Если – же оценивать эффективность транспорта электрической энергии по показателю **затраты топлива на транспорт** в виде «энергоёмкости» при транспорте электроэнергии наглядно видно, что затраты топлива на транспорт составляют уже **47,8/158= 30% от расхода топлива для производства этой энергии на ТЭЦ!** (рис. 9). Можно спросить «Да неужели это так? Где же наша экономика энергетики регионов? Где же наши «эффективные» государственные регуляторы? Считают по подъездам энергоэффективные лампочки? Ужас! От молчаливого бездействия государственного регулятора, каждая 3-я тонна топлива, бездарно теряется на потери в электрических сетях!»

Транспорт электрической энергии это очень дорогое и затратное техническое решение и оно соответственно должно дорого оцениваться. Наш же регулятор, не имея фундаментальных знаний теории и практики энергетического баланса, принимает совершенно противоположные решения и снижает тариф на электроэнергию для компенсации технологических потерь при транспорте по электрическим сетям. Для сравнения привожу прогноз тарифов на потери в электросетевом комплексе (табл.1). Каждый из читателей может сравнить со своей стоимостью электрической энергии в 2-2,5 раза выше.

Переход с электроотопления с тарифами 36 коп/кВтч на тепловые насосы позволяет снизить энергоёмкость собственных нужд обогреть баков масляных выключателей, обогреть помещений, зданий ОРУ в **45+39 раз** (с 405+350 т.у.т./кВтч до 9 т.у.т./кВтч) за счет сбросного тепла трансформаторов (рис.1) Применение тепловых насосов и аккумуляции

Серия: Настольные статьи для ЧНЭР

Руководители петербургских компаний не хотят проводить энергоаудит 08.06.11 Энергосовет. Портал по энергосбережению

Петербургские предприятия не мотивированы проводить энергоаудит. Об этом корреспонденту ИА REGNUM сообщил генеральный директор Ассоциации Энергетических предприятий Северо-Западного федерального округа Андрей Алтухов после прошедшего заседания Союза промышленников и предпринимателей Санкт-Петербурга, где обсуждался этот вопрос. По его словам, у руководства компании нет серьёзной мотивации, поскольку они не видят выгоды от энергоаудита, а штрафы за его непроведение их не пугают. «На рынке еще не сложилось чёткой стоимости за проведение энергоаудита. Однако практика показала, что обычно стоимость составляет от 3% до 6% от суммарного энергопотребления компанией за год. А штрафы за то, что компания его не провела, составляют от 50 до 250 тыс. рублей, что не является существенной суммой для бюджета любого предприятия», – рассказал Алтухов.

Он отметил, что **мотивация компании должна быть чисто экономической**, то есть, чтобы они понимали, что благодаря результатам энергоаудита они смогут спланировать свой бюджет с большей экономией денежных средств. «Энергоаудит проводится раз в пять лет для тех предприятий, годовые затраты которых превышают 10 млн рублей. По результатам энергоаудита руководству выдаются рекомендации по повышению энергоэффективности предприятия. Желательно на основе этих рекомендаций разработать программу по энергосбережению и повышению энергетической эффективности», – подчеркнул Андрей Алтухов.

Однако руководители жалеют средства на это либо сетуют на то, что лишних денег в компании нет. Так, о последнем сегодня в ходе заседания Союза заявил директор ОАО «Ленполиграфмаш» Александр Соловейчик, который также усомнился в **необходимости энергоаудита вообще**. На это Алтухов отвечает тем, что «сегодня в России проблема в **головах, в менталитете**», но он уверен, что хозяйственный руководитель поймет необходимость в энергоаудите. Кроме того, он подчеркнул, что многие компании охотнее прошли бы эту процедуру, если бы государство давало привилегии предприятиям, прошедшим энергоаудит: «Например, предоставление государственных гарантий под кредиты».



в грунте сбросного тепла трансформаторов, тепла от солнечных коллекторов, тепловых труб позволит снизить энергоемкость в 9+8 раз (с 405+350 т.у.т./кВтч до 43 т.у.т./кВтч.) Однако это регулятору энергетики ничего не нужно! Чем выше энергоемкость, тем ниже тарифы на потери в электросетевом комплексе и никакие технологии снижения энергоемкости никогда не окупятся!

Выводы:

1. Регулятор электроэнергетического комплекса (ФСТ, РЭК) исключен из практического участия в программах снижения энергоемкости электросетевого комплекса и абсолютно не заинтересован в реализации программ реального сниже-

ния энергоемкости в 1,5+2,5 а в некоторых случаях вплоть до 38 раз.

2. Регулятор энергетического комплекса (ФСТ, РЭК) не имея принципов формирования затрат, отражающих технологию топливного энергетического баланса, принимает совершенно противоположные политизированные решения, пропагандирует «последнюю милю», внедряет систему скрытого и явного перекрестного субсидирования в электросетевом комплексе.

3. Заниженный в 3+4 раз тариф на электроэнергию для компенсации технологических потерь при транспорте по электрическим сетям создал условия для роста энергоемкости транспорта электрической энергии до уровня 30 % от уровня производства комбинированной энергии на ТЭЦ.

4. Для создания инвестиционно привлекательных энергоресурсосберегающих технологий необходимо внедрять систему «Классификация энергоемкости производства и потребления электрической и тепловой энергии»

5. Применение расчетов энергоемкости транспорта электрической энергии [т. у. т./кВтч] вместо процентов потерь [%], позволяет наглядно и однозначно оценивать альтернативные варианты энергоснабжения.

6. Компенсация потерь реактивной энергии В МРСК-Сибири является самой эффективной программой снижения энергоемкости. Для этого необходимо разработать три конкретные программы по доведению $\text{tg}(\phi)$ до номинального значения менее 0,3+0,5

РЕКОМЕНДАЦИИ ИНДИВИДУАЛЬНЫМ ЗАСТРОЙЩИКАМ

Индивидуальное жилищное строительство в России за последние годы стало считаться приоритетным направлением. Развитие малоэтажного домостроения сегодня рассматривается в качестве основного механизма реализации федеральной целевой программы «Жилище» на 2011 – 2015 гг.

Но на пути ускоренного развития индивидуального жилищного строительства по-прежнему стоит немало проблем. Значительная часть из них связана с российской спецификой. Но целый ряд проблем являются общими для самых различных стран, в том числе, для экономически разви-

тых европейских государств, имеющих давние традиции малоэтажного домостроения. Таких, например, как Германия.

Об этом – статья, предлагаемая здесь Вашему вниманию.

СТРОЙКА КАК БОРЬБА ЗА СВОИ ПРАВА

Артур ГУТМАН,
Neue Zeiten

Каждае занятие на свете имеет свою философию. Своя философия у застройщика и своя – у строительной фирмы. Цель застройщика проста: построить свой дом и рассчитывать со стройфирмой, банком и другими кредиторами. Цели строительной фирмы куда более разнообразны и, к тому же, могут меняться в зависимости от ситуации.

Застройщик и стройфирма

Далеко не всегда целью фирмы становится лучше, быстрее и качественнее выполнить свою работу. Фирма может стремиться к завышенной прибыли, быстрой в ущерб качеству, к затягиванию стройки, чтобы успеть сделать работы на другом объекте. Конечно, для решения спор-

ных ситуаций есть суд. Но не стоит заказчику надеяться, что суд будет обязательно на его стороне. Любой процесс можно как выиграть, так и проиграть. Поэтому страховать от действий строительной фирмы надо не с помощью суда, а с помощью грамотно оформленного договора, консультантов Союза застройщиков (Bauherren – Schutzbund) или обще-