

СОДЕРЖАНИЕ

Александров Я.О., Челинцев С.Н. О возможности применения тепловых насосов в трубопроводном транспорте высоковязких и высокозастывающих нефтей.....	3
Головачев А.О., Надыров Р.И., Потачин Р.Е., Калашников П.К. Реконструкция морских нефтегазодобывающих платформ в центры возобновляемых источников энергии	15
Долгих Е.В. Формирование цены в нефтегазовом секторе	21
Карпук И.А., Мухопадов С.И., Петрусев Р.С. Оценка энергетических показателей электропривода на базе каскадной схемы включения с регулируемым источником тока в роторной цепи	27
Клементьева А.А., Несмеянов Н.П., Матусов М.Т. Сравнительный анализ конструкции бетоно- и растворосмесителей .	35
Косухин М.М., Косухин А.М., Богачева М.А. Пути снижения энергоемкости жилищно-коммунального комплекса муниципальных образований.....	39
Косухин М.М., Семак А.В., Косухин А.М., Богачева М.А. Анализ внедрения технологий энергосбережения в странах Евросоюза	45
Косухин М.М., Семак А.В., Косухин А.М., Богачева М.А. О проблемах энергоаудита жилищно-коммунального комплекса	50
Косухин М.М., Шарапов О.Н., Косухин А.М., Богачева М.А., Шарапова Ю.А. Пути повышения энергоэффективности жилого фонда Белгородской области при проведении капитального ремонта	55
Назарова Ю.А., Горюнов О.А., Шульгина А.С. Социально-экономические эффекты развития возобновляемых источников энергии в России	63
Прасол Д.А. Анализ действующих районных понизительных подстанций с уровнем высшего напряжения 35 КВ в энергосистеме Белгородской области.....	74
Прасол Д.А. Экспериментальная оценка показателей несинусоидальности в высоковольтных рудничных сетях	79

Суслов Д.Ю., Седых П.С. Разработка экспериментального стенда для исследования процесса получения биогаза	86
Трубаев П.А., Гришко Б.М. О зависимости отопительной нагрузки здания от его энергоэффективности.....	90
Трубаев П.А., Гришко Б.М. Пересчет расхода теплоты для отопления на сопоставимые условия	97
Трубаев П.А., Корнилова Н.В., Щекин И.И., Гришко Б.М. Теплотехнические испытания отопительного котла при сжигании отходов.....	101
Трубаев П.А., Щекин И.И., Корнилова Н.В., Гришко Б.М. Особенности сжигания отходов с получением энергии	105
Ширриме К.Ж., Трубаев П.А. Обзор современных информационно-аналитических инструментов в области энергоэффективности и энергосбережения	110

О ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ВЫСОКОЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ

Александров Я.О., магистрант
Челинцев С.Н., д-р техн. наук, проф.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В настоящее время все большую популярность получает применение тепловых насосов в нефтегазовой промышленности. Тепловые насосы имеют широкий спектр применения на НПЗ и нефтехимических заводах, а в рамках Всероссийского конкурса молодежных разработок и образовательных инициатив в сфере энергетики IV Международного форума по энергоэффективности и развитию энергетики – «ENES 2015» молодые специалисты ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОИНЖИНИРИНГ» рассмотрели возможность применения теплонаносных установок (ТНУ) в целях утилизации сбросного тепла пластовых вод на установках подготовки нефти. В области трубопроводного транспорта газа возможно применение ТНУ в целях утилизации тепла уходящих газов газотурбинных установок на компрессорных станциях магистральных газопроводов. На компрессорных и нефтеперекачивающих станциях возможно организовать теплоснабжение за счет использования низкопотенциального тепла природных источников.

В данной статье предлагается рассмотреть на примере реального нефтепровода возможность применения ТНУ для нагрева нефти при «горячей перекачке» на магистральном нефтепроводе. Вопросы оптимального расположения таких ТНУ, их возможные технологические схемы и необходимые мощности при распределённом подогреве были рассмотрены А.А. Глушковым в диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. [2] В данной статье предлагается обратить внимание на практическую реализацию идеи применения тепловых насосов на существующем магистральном нефтепроводе, энергетическую эффективность и экономическую привлекательность теплонаносных пунктов подогрева.

Рассматриваемый технологический участок магистрального нефтепровода имеет следующие характеристики:

- Внешний диаметр (D_n) = 820 мм;
- Годовой грузооборот (G) – 18 млн. т.;

- Протяженность – 620 км;
- 4 промежуточных нефтеперекачивающих станции (НПС);
- Годовой объем сдачи нефти на НПС №4 в резервуарный парк (РП) потребителя – 0,7 млн. т.;
- Участок завершается пунктом сдачи нефти;
- Средняя температура грунта ($T_{гр}$): 1,5 °С в зимний период.

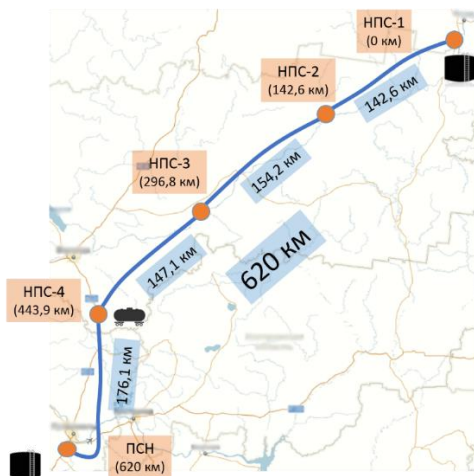


Рисунок 1 – Карта-схема технологического участка магистрального нефтепровода. Источник: автор статьи.

Планируется увеличение пропускной способности данного участка до 27 млн. т./год. Температура застывания нефти составляет 12 °С. При этом минимально допустимая температура нефти в трубопроводе при условии, что по истечении 72 часов после остановки нефтепровода нефть в нем не застынет составляет 18,1 °С в зимний период согласно расчетам автора. В исходном режиме эксплуатации (до увеличения пропускной способности) нефть обрабатывается депрессорной присадкой ДПН-1, снижающей температуру застывания нефти до минус 1°С, однако в дальнейшем предполагается отказ от депрессорной присадки в пользу перекачки нефти с подогревом.

Для исходного зимнего режима эксплуатации нефтепровода была построена эпюра рабочих давлений и график распределения

температуры нефти по длине участка (рис. 3). Как можно видеть на графике, при расходе в 18 млн.т./год температура нефти опускается до 6 °С, что допустимо за счет применения депрессорной присадки ДПН-1. [15]

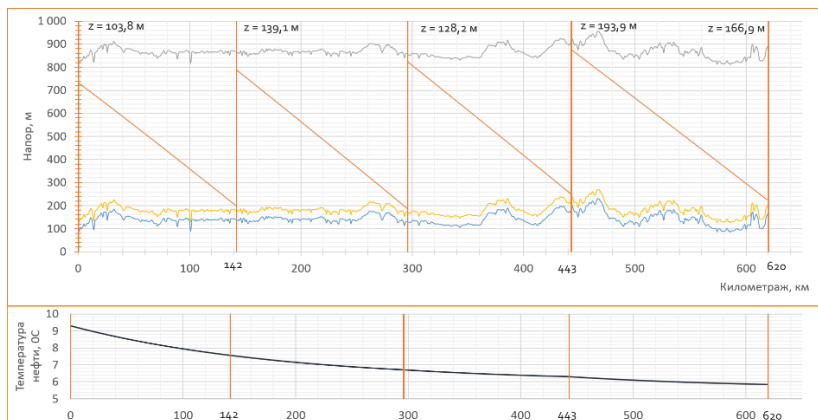


Рисунок 2 – Эпюра рабочих давлений технологического участка. Исходный режим эксплуатации (18 млн. т./год), зимний период. (z – геодезическая отметка, желтая линия – необходимый подпор на входе в магистральные насосы, синяя линия – геодезическая высота).

Затем было проведено сравнение различных вариантов увеличения пропускной способности с точки зрения экономической целесообразности, достижения заданной пропускной способности и поддержания температуры нефти в трубопроводе не ниже 18,1 °С в зимний период. Данные расчеты в статье не приводятся, они были выполнены в рамках бакалаврской квалификационной работы. Были рассмотрены варианты с осуществлением «горячей перекачки» с заменой участка линейной части и увеличением рабочих давлений, строительством лупингов и удвоением числа НПС. Наиболее экономически целесообразным оказалось удвоение числа НПС и строительство пункта подогрева на первой НПС технологического участка. При этом допустимая температура подогрева нефти составляет 40 °С и обусловлена допустимой рабочей температурой изоляционного покрытия трубопровода. Для данного варианта была также построена эпюра рабочих давлений и распределение температуры по длине участка (рис. 3). Как можно видеть из графика, температура нефти

между 7-й и 8-й НПС снижается ниже минимальной допустимой (18,1°С, так как нефть присадкой не обрабатывается), что требует строительства еще одного пункта подогрева. В качестве такого пункта был рассмотрен вариант со строительством теплонасосного пункта подогрева нефти с использованием низкопотенциального тепла природных источников (рек), так как значения удельной мощности грунтовых U-образных теплообменных зондов достигают лишь 60 Вт/м, в то время как теплообменные контуры, расположенные в водоемах позволяют получать до 300 Вт/м тепловой энергии при диаметре теплообменных трубок 120 мм.

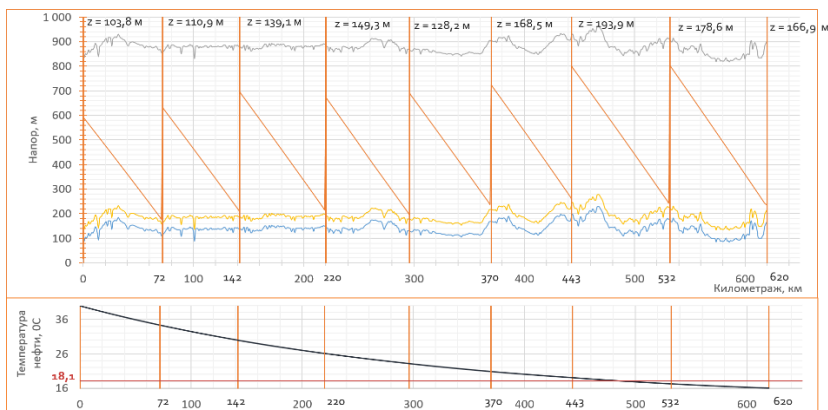


Рисунок 3 – Эпюра рабочих давлений технологического участка.

Удвоение числа НПС и подогрев нефти на НПС-1 до 40 °С, зимний период без теплонасосного пункта подогрева (27 млн. т./год).

Проанализировав вторую половину трассы технологического участка нефтепровода, был обнаружен подходящий по размеру водный переход на 340-м километре трассы (рис. 4). Ширина русла реки составляет более 200 м., что позволяет провести укладку теплообменного контура. С учетом обеспечения на конечном пункте трассы температуры нефти не ниже 18,1 °С была определена требуемая мощность ТНУ на нагрев нефти, которая составила 10,02 МВт (при расходе в 892,9 кг/с, температуре нефти на входе в установку – 21,7 °С при требуемой температуре нефти на выходе из ТНУ – 27,4 °С (согласно теплогидравлическим расчетам). Температура воды у дна реки в зимний период составляет 2 °С.



Рисунок 4 – Спутниковый снимок русла реки в районе перехода трассы магистрального нефтепровода через водную преграду (340-й км.).

В качестве теплоносителя для внешнего теплообменного контура был выбран 34 % водный раствор этиленгликоля с температурой замерзания минус 20 °С. Размеры русла реки накладывают определенные ограничения на геометрические размеры теплообменного контура, также в контуре и теплообменном аппарате должны соблюдаться определённые рекомендуемые скорости движения жидкости (от 0,5 до 3 м/с) и существовать температурный напор между жидкостью в трубках контура и окружающей средой. После итерационных расчетов в MS Excel были получены следующие параметры для внешнего теплообменного контура, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Параметры внешнего теплообменного контура

Параметр теплоносной установки	Значение
Т теплоносителя на входе во внешний контур	-14 °С
Температура теплоносителя на выходе из внешнего контура	-6 °С
Внешний d трубок контура	120 мм.
Длина трубок контура, м	1 100 м.
Кол-во трубок контура	26

На рисунке 5 представлена уточненная эюра рабочих давлений и новый график распределения температур по длине трассы нефтепровода с учетом установки ТНУ на 340-м км трассы.

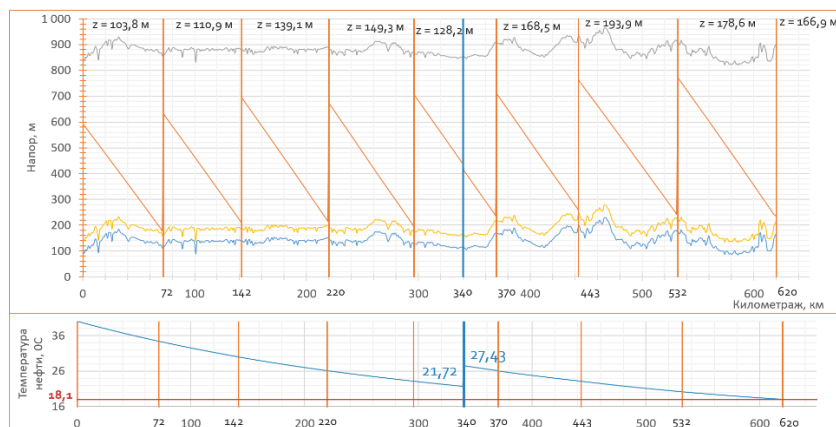


Рисунок 5 – Эюра рабочих давлений технологического участка.

Удвоение числа НПС и подогрев нефти на НПС-1 до 40 °С, зимний период с теплонасосным пунктом подогрева (340 км. страссы, нагрев от 21,7 до 27,4 °С) (27 млн. т./год).

В качестве хладагента для теплового насоса был выбран R-152a (1,1 дифторэтан), являющийся озонобезопасным хладагентом. Была определена необходимая температура высокопотенциального теплоносителя на выходе из теплового насоса (после расчета теплообменного аппарата (ТА), непосредственно осуществляющего нагрев перекачиваемой нефти), которая составила 44 °С. Также был задан перепад температур на выходе из испарителя, конденсатора и переохладителя теплового насоса, равный 5 °С, а также температура перегрева пара в промежуточном теплообменнике равная 20 °С. С учетом имеющихся значений температуры низкопотенциального и высокопотенциального теплоносителя, а также заданных перепадов на выходе ТА были определены температуры испарения и конденсации хладагента и построен термодинамический цикл (рис. 6).

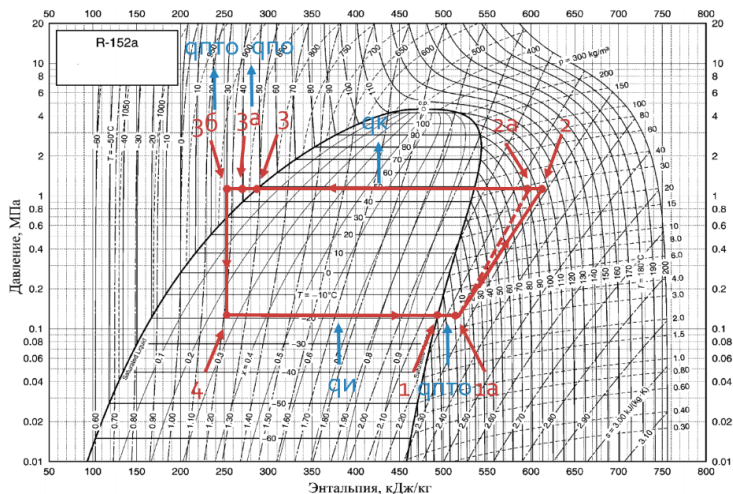


Рисунок 6 – Термодинамический цикл работы теплового насоса на Р-*h* диаграмме

Термодинамический цикл состоит из следующих процессов: 1-1а – перегрев хладагента в промежуточном теплообменнике, 1а-2 – сжатие хладагента в компрессоре, 2-3 – конденсация хладагента в конденсаторе, 3-3а – переохлаждение хладагента в переохладителе, 3а-3б – переохлаждение хладагента в промежуточном теплообменнике, 3б-4 – дросселирование хладагента, 4-1 испарение хладагента в испарителе. Параметры цикла представлены в таблице 2. Параметры работы теплообменного оборудования представлены в таблице 3.

Таблица 2 – Параметры термодинамического цикла теплового насоса.

Параметр	Значение
Т испарения хладагента, t_i	-19 °С
Давление хладагента в испарителе, p_i	0,125 МПа
Т конденсации хладагента, t_k	49,2 °С
Давление конденсации хладагента, p_k	1,25 МПа
Температура хладагента на входе в компрессор, t_{1a}	1 °С
Адиабатный КПД компрессора η_a	0,846
Температура в точке 2, t_2	104 °С
Т высокопотенциального теплоносителя на входе в тепловой насос, $t_{в1}$	35 °С
Т хладагента после конденсатора и переохладителя, t_{3a}	40,47 °С
Т горячего хладагента на выходе из промежуточного теплообменника, t_{3b}	30 °С
Удельная тепловая нагрузка испарителя, q_i	245 кДж/кг
Удельная тепловая нагрузка конденсатора, q_k	320,8 кДж/кг
Удельная тепловая нагрузка переохладителя, $q_{по}$	20 кДж/кг
Удельная тепловая нагрузка промежуточного теплообменника, $q_{пто}$	21 кДж/кг

Таблица 3 – Параметры работы теплообменного оборудования.

Название ТА	Кол-во	Горячий теплоноситель, кг/с	T _г , вх., °С	T _г , вых., °С	Холодный теплоноситель, кг/с	T _х , вх., °С	T _х , вых., °С	D кожуха ТА, мм.(n ходов)	L трубок ТА, м	d трубок, мм
Подогрев нефти	7	37,24	35	44,2	127,55	21,72	27,43	1 400 (2)	9,0	25,0
Конденсатор	3	10,16	49,2	49,2	89,54	35,47	44,2	1269 (3)	5,12	17,7
Переохладитель	1	30,48	49,2	40,47	268,05	35,0	35,47	1400 (4)	5,7	25,0
Промежуточный ТА	3	10,16	40,47	30	10,16	-19,0	1,0	1400 (2)	1,85	25,0
Испаритель	5	53,04	-6	-14	6,1	-19,0	-19,0	1492 (3)	7,35	17,7
Внешний контур	26	речная вода	2	2	10,2	-14	-6	-	1 100,0	120,0

Энергетическая эффективность теплового насоса характеризуется коэффициентом преобразования теплоты (англ. COP — сокращение от coefficient of performance), определяемым по следующей формуле:

$$COP = \frac{Q_{consumer}}{A} = \frac{340,79}{95,79} = 3,56, \quad (1.1)$$

где:

COP - безразмерный коэффициент;

A - работа, совершенная компрессором, Дж;

$Q_{consumer}$ - теплота, полученная потребителем, Дж.

Также важной характеристикой являются удельные затраты первичной энергии на производство теплоты (ПЭ). Чем больше величина ПЭ, тем система теплоснабжения менее эффективна. Для водогрейных котлов КПД не более 0,9 значит величина ПЭ – не менее 1,11. Для тепловых насосов с приводом в виде электродвигателя электроэнергия вырабатывается при сжигании топлива на электростанциях, поэтому для них ПЭ определяются по следующей формуле:

$$ПЭ = \frac{Q_{топл}}{q_{тн}} = \frac{W}{\eta_{э.м} \eta_{э}} \cdot \frac{1}{q_{тн}} = \frac{l_{сж}}{\eta_{э.м} \eta_{э}} \cdot \frac{1}{\eta_{э.м} \eta_{э}} \cdot \frac{1}{q_{тн}}, \quad (1.2)$$

где W - энергия, затрачиваемая на привод компрессора;

$Q_{топл}$ – энергия топлива, использованного для выработки теплоты;

$q_{тн}$ – количество полученной теплоты;

$l_{сж}$ – работа сжатия в компрессоре;

COP – коэффициент преобразования теплоты теплового насоса;

$\eta_{э.м}$ – электромеханический КПД компрессора;

$\eta_{э}$ – КПД электродвигателя;

$\eta_{эс}$ – КПД электростанции.

Рассчитаем ПЭ для рассматриваемой ТНУ:

$$\text{ПЭ} = \frac{1}{\eta_{эл} \cdot \eta_{э} \cdot \eta_{эс} \cdot \eta_{пер}} \cdot \frac{1}{COP} = \frac{1}{0,8 \cdot 0,95 \cdot 0,4 \cdot 0,95} \cdot \frac{1}{3,56} = 0,97$$

Значение ПЭ меньше 1, что говорит о том, что в данном случае применение ТНУ энергетически целесообразнее сжигания органического топлива в целях получения тепловой энергии даже при условии, что такая печь имела бы КПД равный 100%, что, разумеется, невозможно. В таблице 4 представлены энергетические характеристики ТНУ.

Таблица 4 – Энергетические характеристики ТНУ.

Параметр	Значение
Мощность компрессора	3 940 кВт
Мощность насоса внешнего контура	134 кВт
Мощность насоса контура подогрева нефти	67 кВт
Выдаваемая тепловая мощность	10 380 кВт
Потребляемая мощность	4 141кВт
Коэффициент преобразования энергии	2,51

В качестве основных преимуществ применения тепловых насосов следует отметить:

- Высокую энергетическую эффективность (использование низкопотенциальной энергии природных источников);
- Снижение средней температуры нефти в нефтепроводе (при полном переходе с газовых печей на распределённый подогрев с помощью тепловых насосов, что было показано в [2]);
- Возможность применения когенерационных установок (снижение внешнего электропотребления практически до нуля) или применение газопоршневых ДВС/газовых турбин в качестве привода компрессора (снижение эксплуатационных затрат);
- Снижение выбросов выхлопных газов в атмосферу.

Таблица 5 – Сравнение технико-экономических характеристик ТНУ и радиантно-конвективной газовой печи.

Сравнение ТНУ с газовыми печами (предполагаемое место установки - НПС-6)	ТНУ	ГП
Потребляемая мощность (кВт)	4 139 (электроэнергия)	13 740 (прир. газ)
Фактически производимая тепловая мощность (кВт)	10 380	6 870
Температура нефти на входе (°С)	21,7	19,1
Температура нефти на выходе (°С)	27,4	23,2
Величина нагрева нефти (°С)	5,7	4,1
Наработка за год (часов)	3 600	
Потребление электроэнергии (млн. кВт*ч/год) /топлива (млн. м3/год)/	14,9	5,3
Общее потребление энергии (млн. кВт*ч/год)	14,9 (электроэнергия)	49,5 (прир. газ)
Эксплуатационные затраты (млн. руб./год)	44,0	16,5
Удельные затраты на полезную тепловую энергию (руб./ кВт*ч) (2,95 – электроэнергия)	1,19	0,67
Экономия потребляемой энергии (млн. кВт*ч/год)	34,6 (в 3,3 раза)	
Увеличение эксплуатационных затрат (млн. руб./год)	27,5 (в 2,7 раза)	

Альтернативой строительства теплонасосной установки является расположение на НПС-6 пункта подогрева нефти с применением радиантно-конвективных печей, работающих на природном газе. В данном случае целесообразнее расположить данные печи на площадочном объекте (НПС) в целях сокращения капитальных затрат. Так как пункт подогрева будет находиться ниже по трассе нефтепровода то и требуемая на нагрев нефти мощность будет меньше, однако радиантно-конвективные печи имеют КПД порядка 50%, что в итоге приводит к значительному увеличению потребляемой мощности. Сравнивая технико-экономические показатели, сведенные в таблице 5 для приведенных вариантов можно сделать вывод об энергетической эффективности теплового насоса (потребление энергии в данном случае меньше в 3,3 раза), однако эксплуатационные затраты при этом возрастают в 2,7 раза, так как полезной энергии для теплового насоса необходимо в 1,5 раза больше, а стоимость ее при работе ТНУ от электропривода в 1,78 раза выше чем при использовании радиантно-конвективных печей, работающих на природном газе. Таким образом сложившееся на территории Российской Федерации на текущий момент соотношение цен на энергоносители делает экономически

нецелесообразным применение тепловых насосов с электроприводом в качестве источника энергии для компрессора. Однако ТНУ может быть спроектирован с приводом компрессора от газопоршневого ДВС или газовой турбины, что может сделать его эксплуатацию экономически привлекательной. Кроме того, в работе [2] показана технологическая схема возможного теплонасосного пункта подогрева, работающего по принципу когенерации и самостоятельно обеспечивающего себя необходимой электроэнергией, однако данная схема является намного более технически сложной и капиталоемкой.

Выводы:

- Показана техническая возможность применения тепловых насосов в целях подогрева нефти при «горячей» перекачке в магистральном нефтепроводе;
- Энергетическая эффективность технологии в сравнении с применением радиантно-конвективных печей, работающих на природном газе выше более чем в 3 раза за счет использования низкопотенциального тепла из природных источников;
- Текущее соотношение цен на природный газ и электроэнергию, а также значительные капитальные затраты, связанные с уникальностью технологических показателей проектируемого оборудования делают технологию экономически неэффективной в традиционном исполнении;
- Рассмотрены варианты развития теплонасосных установок с целью увеличения их экономической привлекательности.

Список литературы:

1. Галимова Л.В. Абсорбционные холодильные машины и тепловые насосы: Учеб. пособие для спец. "Техника и физика низких температур"/ Астрахан. гос. тех. ун-т. Астрахань: Изд-во АГТУ, 1997. 226 с.
2. Глушков А.А. Транспортировка высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с использованием тепловых насосов: дис.... на соискание ученой степени кандидата технических наук. Уфа. 2009. С. 112.
3. Калинин А.Ф. Расчет и выбор конструкции кожухотрубного теплообменного аппарата: Методические указания по курсовому проектированию. 2-е издание, переработанное и дополненное. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2002, 82 с.
4. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. М.: Нефть и газ, 2003. 335 с.

5. Марон В.И. Гидродинамика однофазных и многофазных потоков в трубопроводе: Учебное пособие. М.: Макс Пресс, 2009. 344 с.
6. Михельсон В.А. О динамическом отоплении // Журнал прикладной физики, 1926. Т. III. Вып. 3-4.
7. Морозюк Т.В. Теория холодильных машин и тепловых насосов. Одесса: Студия "Негоциант", 2006. 712 с.
8. Олейникова Е.Н. Исследование и оптимизация теплонасосных установок в структуре схем ПГУ-ТЭЦ; дис.... на соискание ученой степени кандидата технических наук. М., 2015. С. 164.
9. Поршаков Б.П., Калинин А.Ф., Купцов С.М., Лопатин А.С., Шотиди К.Х. Теоретические основы теплотехники. Часть II. Теплопередача в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности. М., 2006. 108 с.
10. Пшенин В.В. Обоснование оптимальных режимов перекачки высоковязких нефтей с предварительным подогревом с учетом характеристик центробежных насосов: дис.... на соискание ученой степени кандидата технических наук. ФГБОУ ВП «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». Санкт-Петербург. 2014 138 с.
11. Рейд Д., Макмайкл Д. Тепловые насосы: Пер. с англ. М.: Энергоиздат, 1982. 224 с.
12. Трошин А.К., Купцов С.М., Калинин А.Ф. Термодинамические и теплофизические свойства рабочих тел теплоэнергетических установок. Справ. пособие. М.: МПА-Пресс, 2006. 78 с. с илл.
13. Трубаев П.А. Тепловые насосы: Учеб. пособие / П.А. Трубаев, Б.М. Гришко. Белгород: Изд-во БГТУ им. В.Г. Шухова, 2009. 142 с.
14. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф.. Типовые расчет при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: Уч. Пособие для вузов. М.: Недра, 1981. 655 с.
15. Федоров П.В. Совершенствование методов планирования технологических режимов и контроля процесса транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам: дис.... на соискание ученой степени кандидата технических наук. ГОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет». Ухта. 2011. 130 с.
16. Янговский Е.И., Левин Л.А. Промышленные тепловые насосы. М.: Энергоатомиздат, 1989. 128 с.

РЕКОНСТРУКЦИЯ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПЛАТФОРМ В ЦЕНТРЫ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

**Головачев А.О., магистрант,
Надыров Р.И., магистрант,
Потачин Р.Е., магистрант,
Калашников П.К., канд. техн. наук, доцент**
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В научном исследовании рассмотрены морские нефтегазодобывающие платформы после исчерпания запасов углеводородов. Альтернативой демонтажу представлены возможности переоборудования сооружения в центр возобновляемых источников энергии.

Одним из актуальных вопросов исследуемых прикладной наукой является использование углеводородного сырья и возобновляемых источников энергии. В частности, очень важно понимать стратегию при освоении месторождений нефти и газа относительно пребывания морских платформ в акватории после окончания нефтегазодобычи. В среднем демонтаж морской платформы может стоить около 110-130% от стоимости ее возведения. Эти значительные средства могут быть сэкономлены при развитии морской инфраструктуры побережья в частности при переоборудовании этих объектов в центры возобновляемых источников энергии рассчитанных в первую очередь на энергию волн [1].

В связи с этим основными требованиями базируются на параметрах акватории, которые характеризуют: быстрое течение, высокие волны, приливные явления [2]. Для платформ близость к берегу, около 30-50 километров и относительно небольшая глубина от 50 до 110 метров. Таким образом, этот научно-технический проект можно считать прибрежным [3]. Наиболее подходящими акваториями по гидрологическим и экономическим условиям являются Мексиканский залив и Северное море. Тип платформы не так уж важен, но она должна определенно быть гравитационной (из-за требования к небольшой глубине). Ниже рассмотрены гидрологические характеристики акваторий.

Мексиканский залив, полузамкнутое море Атлантического океана у юго-восточных берегов Северной Америки, площадью 1543 тыс. кв. км и объемом воды 2332 тыс. куб. км. Температура воздуха летом около

28° С, зимой от 14—15° С. Осенью и летом случаются ураганные ветра. Температура воды на поверхности летом 29° С и от 18° С зимой.

Течения по поверхности направлены в основном по часовой стрелке. Юкатанское течение из Карибского моря в залив имеет скорость 0,5-2 м/сек. Флоридское течение обладает скоростью до 3 м/сек и расход 25 млн. м³/сек. Приливы Мексиканского залива почти все суточные, высотой 0,3—0,6 м, но бывают смешанные и полусуточные.

В северо-восточной части Атлантического океана расположено Северное море. Площадь его акватории составляет 565 тыс. кв. км, а средняя глубина 95 м. Имеются большие глубины (до 725 м) в Норвежском желобе, от пролива Скагеррак до Норвежского моря. Зимой температура поверхностных вод составляет от 2-7,5 °С. Соответственно летом температура меняется от 12,5 °С до 18 °С. В климате преобладают морские ветры западного румба, сочетающиеся с туманами, дождями и сильными волнами до 6—7 м, а иногда 11 метров. Приливы имеют высоту от 0,2 м до 7,6 м. Морские течения движутся со скоростью около 1 м/с против часовой стрелки.

Вышеперечисленные условия делают эти моря, имеющие обширные разработки нефти и газа наиболее перспективными для проведения проектного эксперимента по переоборудованию морских платформ [4]. Переоборудование включает в себя несколько шагов, которые позволяют регламентировать перепланировку платформа, а точнее изменение компоновки блока ее верхних строений.

Компоновка блока верхних строений может быть изменена незначительно. Во-первых, необходимо удалить буровую вышку и все буровое оборудование. Так же всевозможные установки промысловой подготовки нефти и газа и танки для их хранения больше не понадобятся. Демонтируется факел, складские помещения очищаются от обсадных колонн и расположенного там оборудования. В освобожденные помещения устанавливается новое электрооборудование, основным элементом которого будут являться повышающие трансформаторы и всевозможные преобразователи и электрооборудование необходимое для их оптимального функционирования. Вторым шагом будет система жизнеобеспечения, для этого есть существующий жилой блок с предыдущей нефтедобывающей платформы. Персонал центра возобновляемых источников энергии, который по сути является компактной электростанцией, будет составлять 50-60 человек обслуживающих и научных работников. Третьим шагом планируется создание на

платформе небольшого научного кластера, в рамках исследования и улучшения действующих экспериментальных установок, и возможностей дальнейшего эффективного использования энергии моря. На морской нефтегазодобывающей платформе используются генераторы, которые вырабатывают электричество из добываемого сырья. Они так же не понадобятся, так как наша конечная цель - это преобразование энергии океана в электричество. Таким образом, проблемы с энергообеспечением всего комплекса не возникают, так как часть полученного электричества будет выделяться для автономной работы всего комплекса. А вот с вопросом жизнеобеспечения комплекса возникает противоположная ситуация, так как целесообразно полностью сохранить старую систему, действующую на морской платформе до момента снятия с эксплуатации, вплоть до продления или заключения новых контрактов с компаниями которые занимаются доставкой на платформу оборудования и запасных частей для всех элементов жизнеобеспечения, общего снабжения персонала и его довольствие.

Сутью переоборудования платформы является размещение на ней электрооборудования и небольшой исследовательской лаборатории, также для размещения персонала необходим жилой блок. Электрооборудование установленное на платформе будет иметь два главных элемента:

1) Повышающие напряжение трансформатора (до 30-100 кВ). Это необходимо для транспортировки энергии на берег с минимальными потерями.

2) Система Smart Greed компании Alstom. Создана для синхронизации различных установок с различными характеристиками в единую сеть. Что очень важно для отобранных трех типов установок и ветропарка:

2.1) Проект Saab Minesto «Deep Green» - использование подводных гидротурбин, работающих на быстрых течениях, с выработкой около 18 ТВт, в зависимости от числа юнитов [1], рис. 1.

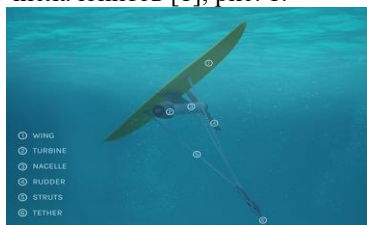


Рисунок 1 – Подводный электрогенератор на быстрых течениях Deep Green

2.2) Проект BLUEWAVE - кластер из шести колебательных столбов и трех турбин, предназначенных для масштабного производства энергии с предполагаемой мощностью одного юнита свыше 3 МВт, рис. 2.

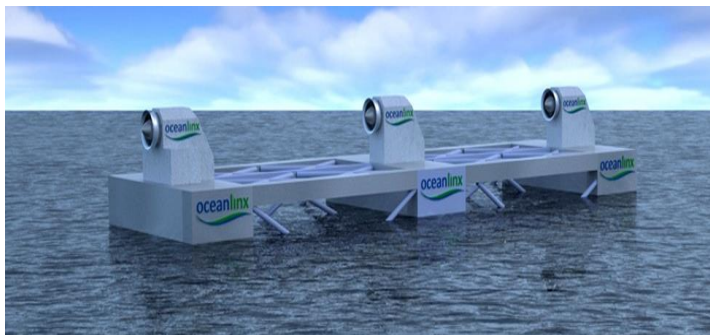


Рисунок 3 – Волновой электрогенератор BLUEWAVE

2.3) Проект компании Pelamis Wave Power Ltd – Электростанция «Электроугорь», преобразователь энергии волн на глубине более 50 метров с суммарной мощностью юнита около 2,25 МВт, рис. 3.



Рисунок 3 – Волновой электрогенератор Pelamis Wave

2.4) Проект компании Siemens – Электростанция на платформе Siemens G4 (11x450КВт), с суммарной мощностью юнита около 4,95 МВт.



Рисунок 4 – Ветропарк Siemens G4

Стратегия проектного эксперимента заключается в использовании нескольких типов электрогенерирующих устройств в исследовательских целях, а так же создания конкурентных условий для различных производителей.

Результаты расчета основаны на средних ценах на электричество в тех странах, где возможна реализация проекта, таблица 1.

Таблица 1 – Стоимость электроэнергии в различных странах

Страна	Стоимость руб/кВт*ч
Норвегия	7,8
США	4
Германия	9,9
Великобритания	5,9
Россия	4,5
Среднее значение	5,6

Стоимость электроэнергии напрямую зависит от типа применяемых юнитов электростанции. В проектом эксперименте на основе переоборудования морской платформы в центр возобновляемых источников энергии планируется использовать:

- 6 установок «Pelamis 2» (1 МВт – 3 млн \$)
- 5 установок «Bluewave» (3 МВт – 8 млн \$)
- 4 установки «DeepGreen» (1 МВт – 3 млн \$)
- 11 установок «Siemens G4» (5 МВт – 9 млн \$)

В заключении представлены суммарные показатели проектного эксперимента в Таблице 2.

Таблица 2 – Технико-экономические показатели проектного эксперимента

Наименование	Значение показателя
Номинальная мощность	30 МВт
Полезная мощность	16 МВт
Среднее КПД юнитов	50-60%
Затраты на сооружение самих установок ЦВИЭ	79 млн. \$
Расходы на переоборудование морской платформы и дополнительное оборудование ЦВИЭ	30 млн. \$
Полная стоимость проекта ЦВИЭ	109 млн. \$
Количество электроэнергии произведенной за 1 год	137 млн. кВт* ч
Выручка от продажи электроэнергии	22 млн. \$/год
Основные эксплуатационные затраты ЦВИЭ*	6,3 млн. \$/год
Доход от продажи электроэнергии	15,7 млн. \$/год
Срок полной окупаемости проекта ЦВИЭ	9 лет

* Число рабочего персонала и средняя зарплата равны аналогичным цифрам на наземных электростанциях с коэффициентом 1.2

Список литературы:

1. Soltanpour M., Shibayama T., Masuya Y., Sabzevari I. Wave Attenuation and Mud Mass Transport under Irregular Waves, Proc. 29th Coastal Eng. Conf., ASCE. 2004. P. 1851-1860.
2. Zhang Q.H., Zhao Z.D. Wave-Mud Interaction: Wave Attenuation and Mud Mass Transport, Coastal Sediments "99". 1999. P. 1867-1880.
3. Foda M. A., Hunt J. R., Chou H. T. A Nonlinear Model for The Fluidization of Marine Mud by Waves. American Geophysical Union // Journal of Geophysical Research. Vol., 1993. P. 78-85.
4. Mathew J., Wave-Mud Interaction in Mud banks, Ph.D. dissertation, Cochin University of Science and Technology, Cochin, Kerala, India. 1992. 128 p.

ФОРМИРОВАНИЕ ЦЕНЫ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ

Долгих Е.В., магистрант

Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова

Рыночные механизмы ценообразования

Коллапс системы нефтяного ценообразования под администрацией ОПЕК в 1986-1988 гг. явился переходом на новую ступень развития, в котором решающая роль в установлении цен на нефть перешла от ОПЕК к рыночным силам. Впервые использованный мексиканской национальной нефтяной компанией PEMEX в 1986 г., рыночный способ ценообразования широко распространился и в других нефтеэкспортирующих странах и до сих пор является основным методом ценообразования в мировой торговле сырой нефтью.

На мировом рынке нефти выделяют биржевое ценообразование и внебиржевой рынок.

Биржевое ценообразование.

Появление и развитие биржевой торговли нефтью во многом обусловило изменение принципов ценообразования. Впервые торговля фьючерсами на сырую нефть началась в 1986 г. на Нью-Йоркской товарной бирже (англ. NYMEX – New York Mercantile Exchange). Несколькими годами позднее контракты на сырую нефть начали торговаться на Межконтинентальной бирже (англ. ICE - Intercontinental Exchange) и на Международной денежной бирже Сингапура (англ. SIMEX- Singapore International Monetary Exchange). В апреле 2013 г. биржевые торги сырой нефтью также были запущены на Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой бирже (СПбМТСБ).

Крупнейшими нефтяными биржами являются ICE и NYMEX, на которых торгуются стандартизированные маркерные сорта нефти – добываемая в США Light Sweet, или West Texas Intermediate (WTI), и добываемая на шельфе Северного моря Brent. Данные сорта нефти обладают схожими характеристиками и считаются эталонными (табл. 1)

Таблица 1 – Маркерные сорта нефти и Российская Urals

	Плотность	Содержание серы
Light Sweet	40 API	0,4-0,5%
Brent	38,6-39 API	0,37%
Urals	31-32 API	1,20%

Источник: экспертный портал «Восточный нефтеперевод»

<http://www.vstoneft.ru/analit.php?number=197>

Внебиржевой рынок нефти.

На крупнейших биржах нефтяных контрактов в Лондоне и Нью-Йорке торгуются всего лишь два сорта нефти – WTI и Brent, а добываемых сортов несколько десятков. Все различия в характеристиках того или иного сорта (плотности, парафиновым добавкам и т.д.) учитываются в стоимости данного сорта. Ориентированием для определения цен служат котируемые на рынке маркерные сорта. На европейском внебиржевом рынке главным ориентиром является нефть сорта Brent, на американском – Light Sweet, в Азии – нефть из Дубаи (Dubai). Стандартом для стран-членов ОПЕК является так называемая «корзина» ОПЕК (OPEC Reference Basket of crudes), включающая в себя пропорционально объемам добычи основные сорта нефти, добываемые членами картеля. После вступления в силу последних изменений (январь 2009 г.) состав «корзины» представлен следующими сортами:

- Saharan Blend (Алжир);
- Girassol (Ангола);
- Oriente (Эквадор);
- Iran Heavy (Иран);
- Basra Light (Ирак);
- Kuwait Export (Кувейт);
- Es Sider (Ливия);
- Bonny Light (Нигерия);
- Qatar Marine (Катар);
- Arab Light (Саудовская Аравия);
- Murban (ОАЭ);
- Merey (Венесуэла).

Россия и ОПЕК.

С 1998 года Россия является наблюдателем в ОПЕК. Начиная с этого периода Россия участвует в сессиях Конференции ОПЕК, а также в совещаниях экспертов и других мероприятиях организации с представителями стран, не входящих в неё. Проходят регулярные встречи российских министров с руководителями ОПЕК и коллегами из стран ОПЕК. Россия выступила с инициативой организовать регулярный Энергодialog Россия-ОПЕК, заключить Соглашение (Меморандум) об Энергодialoge, уполномоченным представителем которого с российской стороны будет Министерство энергетики Российской Федерации.

Отношения с Россией оказывают значительное влияние на политику организации. Из опасения, что Россия увеличит свою долю на

рынке, ОПЕК отказывается снизить объемы добычи, если Россия не сделает того же. Эта ситуация является основным препятствием к восстановлению мировой цены на нефть.

В 2015 году ОПЕК предлагала России войти в её состав, однако страна решила остаться наблюдателем.

Факторы ценообразования на мировом рынке нефти

В условиях рыночной экономики модель ценообразования как во внешней торговле, так и на внутреннем рынке, является многофакторной, т.е. формирование цен происходит под воздействием целой совокупности разнообразных факторов. По характеру и сфере действия данные факторы могут быть разделены на 5 групп:

1) общеэкономические – действующие независимо от вида продукции и конкретных условий ее производства и/или реализации (цикл экономической активности, уровень инфляции; состояние совокупного спроса и предложения в экономике)

2) экономические – определяемые особенностями, условиями производства и реализации данной продукции (издержки, налоговые и иные сборы, наличие товара-заменителя, качество и потребительские свойства продукции);

3) специфические – влияющие только на некоторые товары и услуги (сезонность, комплектность, гарантийные условия обслуживания, эксплуатационные расходы);

4) специальные – связанные с действием особых экономических инструментов (государственное регулирование экономики, валютный курс);

5) внеэкономические – политические, военные.

Цена бензина в России, в США и в некоторых других странах

При многократно меньшей по сравнению с развитыми странами зарплате в РФ цены в государстве аналогичны ценам в западных странах. Сравним величины и динамику цен на бензин в РФ, и в США.

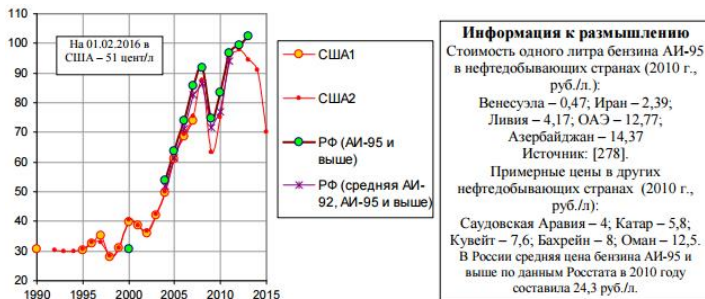


Рисунок 1 – Цена за 1 л бензина (unleaded regular) для конечного потребителя в США (линия США1), средняя розничная цена бензина всех марок в США (Gasoline All Grades Retail Price Including Taxes, U.S. Average, линия США 2) и средняя потребительская цена за 1 л. бензина в России, центы. Источник для России - [1.1]. Данные для США в долл./галлон пересчитаны в цент/литр, данные Росстата в рублях пересчитаны в центы США по среднегодовым курсам.

Средние потребительские цены на бензин в РФ, на конец года, руб./л

Марка	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Аи-80	9,06	12,46	14,32	15,75	17,01	17,41	19,16	20,09	24,65	26,56	27,91
Аи-92	11,29	14,41	16,79	18,68	20,31	20,11	21,84	23,42	26,49	28,06	29,58
Аи-95	12,49	15,54	18,02	20,15	21,9	22,84	23,67	25,29	28,45	30,69	32,66

Источник 1.1

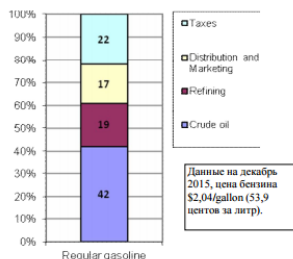


Рис. 2.1, а. Структура розничной цены бензина в США. Источник: EIA, www.eia.gov/petroleum/gasdiesel

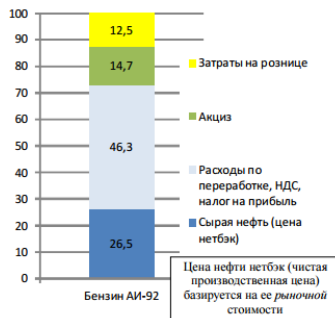


Рис. 2.2, б. Структура цены на бензин марки АИ-92 в России, июль 2014 г., проценты.

Причины роста цен на бензин в России.

Существуют три группы факторов, определяющих практически непрерывный рост цен на бензин и другие нефтепродукты в России. К первой относится привязка ценообразования и налогообложения нефтепродуктов к мировым ценам на нефть (при этом механизм снижения внутренних цен вслед за снижением мировых цен не работает), а также периодическое увеличение налогов на нефтепродукты. Это приводит к росту внутренних цен на топливо при росте мировых цен на нефть.

Ко второй группе факторов относится монополизация региональных рынков нефтепродуктов со стороны крупных вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК). Это касается сегментов НПЗ и нефтебаз. Они формируют в регионах базовый уровень цен, который сегмент АЗС, где конкуренция выше, лишь транслирует на потребительский рынок. К третьей группе причин относится неудачное географическое расположение крупных НПЗ (высокие транспортные издержки), которое не соответствует территориальному распределению спроса, а также низкий технологический уровень российских НПЗ и структура выпуска нефтепродуктов, не соответствующая спросу со стороны экономики. Важный фактором роста внутренних потребительских цен можно считать допущение, что производственные издержки нефтепереработки в большей степени будут отнесены на востребованные на внутреннем рынке авиационный керосин, бензин и часть ДТ, чем на менее востребованную экспортируемую часть нефтепродуктов, отправляемых на экспорт по ценам нефти (по данным Росстата средняя цена экспорта нефтепродуктов примерно равна цене нефти).

Названные группы факторов воздействуют совместно и параллельно, что определяет необходимость системного подхода к разработке мер по ограничению роста цен на нефтепродукты, т.к. исключение одного фактора может привести не к снижению конечных цен, а к перераспределению составляющих цены между их получателями. Например, без ограничения монополизации на региональных рынках снижение налогов может в большей степени привести к увеличению доли прибылей нефтяных компаний в конечной цене, а в меньшей степени - к снижению уровня цен.

Список литературы:

1. Интернет портал мировых статистических данных. <http://www.statista.com/statistics/209641/average-annual-spot-price-of-wti-and-brent-crude-oil/>
2. Официальный сайт «Организации стран – экспортёров нефти». http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm
3. Масленченков Ю.С., Тронин Ю.Н. Финансово-промышленная корпорация России. М.: Изд. Дека, 2003.
4. Джон Роберте. Экономические школы. С.- Петербург, 2002.
5. Ергин Д. Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть / перевод с англ. М.: Изд. Де Ново, 2001.
6. Муслимов Р.Х., Хайретдинов Ф.М. Труды научно-практической конференции. Нефть, газ. Казань: Изд. Экоцентр, 2004.
7. Финансовый менеджмент. М.: Изд. Перспектива, 2002.

ОЦЕНКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОПРИВОДА НА БАЗЕ КАСКАДНОЙ СХЕМЫ ВКЛЮЧЕНИЯ С РЕГУЛИРУЕМЫМ ИСТОЧНИКОМ ТОКА В РОТОРНОЙ ЦЕПИ

Карпук И.А., канд. техн. наук, доц.,
Мухопадов С.И.,
Петрусев Р.С.

Донбасский государственный технический университет

Мировые цены на энергоносители стремительно растут, поэтому проблема энергосбережения в современном электроприводе (ЭП) выходит на первый план.

В [1-3] авторами предложен вариант построения системы ЭП на базе асинхронно-вентильного каскада (АВК) с использованием регулируемого источника тока (РИТ) в роторной цепи. Такой подход к построению системы ЭП позволяет избавиться от известных недостатков традиционных ЭП на базе АВК - низкого $\cos \varphi$ при глубоком регулировании из-за применения фазового управления вентилями, наличия сглаживающего дросселя в цепи выпрямленного тока для обеспечения его непрерывности.

Целью статьи является оценка энергетических показателей системы ЭП на базе АВК с РИТ и сравнение с показателями уже существующих систем ЭП на базе АВК.

Для расчета энергетических показателей ЭП на базе каскадных схем включения АМ, а именно коэффициента полезного действия (к.п.д.) и коэффициента мощности, можно воспользоваться методикой приведенной в [4].

Вначале рассмотрим методику определения к.п.д. ЭП.

Наиболее простым и достаточно точным методом определения к.п.д. вентильного каскада является метод определения потерь. Сущность этого метода состоит в определении потерь в элементах привода и подсчете полных потерь в приводе ΔP .

Для двигательного режима:

$$\eta_k = \frac{P_{пол}}{P_{пол} + \Delta P} \quad (1)$$

где $P_{пол}$ - полезная мощность на валу АМ;

При построении системы ЭП на базе АВК потери мощности в приводе можно разделить на постоянные и переменные.

Постоянные потери асинхронного двигателя находятся из равенства:

$$\Delta P_{пост} = P_H \frac{1 - \eta_\delta}{\eta_\delta} - M_H \omega_{01} s_H \left(1 + \frac{r_1}{r'_2} \right) \quad (2)$$

где P_H - номинальная мощность АМ, Вт;

η_δ - номинальный к.п.д. АМ;

M_H - номинальный момент АМ, $H \cdot M$;

s_H - номинальное скольжение АМ;

r_1 - сопротивление статора, Ом;

r'_2 - сопротивление ротора, приведенное к статору.

Переменные потери удобно определять, приводя все потери к роторной цепи АМ:

$$\Delta P_{пер} = I_d^2 R_{экв} + I_d \Delta U, \quad (3)$$

Выпрямленный ток I_d определяется величиной момента нагрузки по формуле:

$$I_d = \frac{\sqrt{2} E_p^2}{2x_p} - \sqrt{\frac{E_p^2}{2x_p^2} - \frac{\sqrt{2} \omega_1 M}{k_1 x_p}} \quad (4)$$

x_p - индуктивное сопротивление обмотки ротора АМ, Ом;

$R_{экв}$ - эквивалентное сопротивление роторной цепи каскада, Ом.

Эквивалентное сопротивление в случае традиционного варианта построения системы ЭП на базе АВК определяется как:

$$R_{\text{экс}} = 2r_2 + 2r_1's + \frac{3s(x_1' + x_2)}{\pi} + 2r_T + \frac{3x_T}{\pi} + r_{\text{др}}, \quad (5)$$

а в случае использования варианта ЭП на базе АВК с РИТ:

$$R_{\text{экс}} = 2r_2 + 2r_1's + \frac{3s(x_1' + x_2)}{\pi}. \quad (6)$$

Авторами была написана программа определения к.п.д. ЭП в пакете математических вычислений MathCAD, использующая приведенную выше методику расчета. Результаты работы программы были обработаны табличным процессором MS Excel, с помощью которого были построены зависимости к.п.д. различных вариантов построения каскадных ЭП от скорости при различных уровнях момента (рис. 1) – традиционного (предложенного, например, в [4]) и системы с РИТ [1-3].

Анализируя полученные зависимости, отметим, что значения к.п.д. традиционного и базового вариантов построения коррелируются со значениями, приведенными в [4], а также что к.п.д. базового варианта на несколько процентов (2 - 5%) выше, чем традиционного. Также нужно отметить, что к.п.д. базового варианта построения ЭП близок к теоретически достижимому.

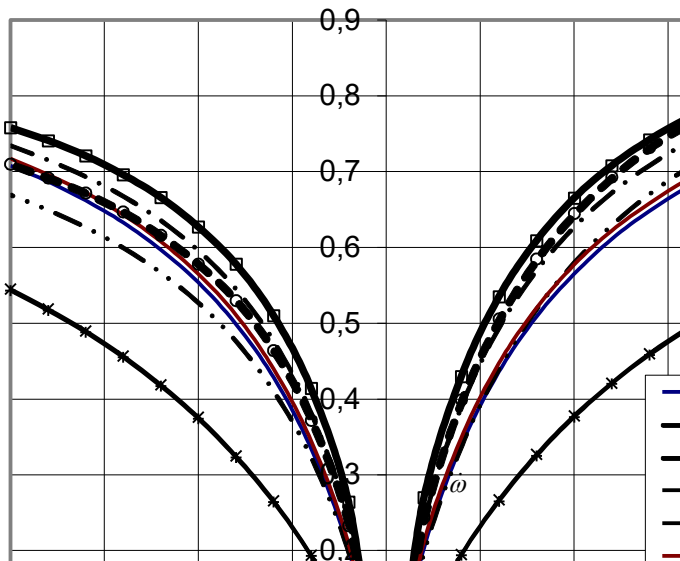


Рисунок 1 – Результаты расчета к.п.д. традиционного варианта ЭП на базе АВК и варианта с РИТ

Перейдем к определению коэффициента мощности ЭП на базе каскадных схем включения.

Традиционная схема вентильного каскада ухудшает коэффициент мощности асинхронного привода. Снижение коэффициента мощности асинхронного привода в схеме вентильного каскада происходит по двум причинам. Первой из них является увеличение потребления (циркуляции) реактивной мощности. Это вызвано тем, что реактивная мощность потребляется не только двигателем, но и инвертором (трансформатором), в то же время активные составляющие мощности двигателя и инвертора вычитаются (для двигательного режима ниже синхронной скорости). Вторая причина связана с появлением в рассматриваемой системе мощности искажений, обусловленных наличием высших гармонических в кривых тока двигателя и трансформатора.

Из векторной диаграммы, приведенной в [4], коэффициент мощности традиционного каскадного ЭП можно определить по формуле:

$$koeffm = \nu \frac{P_{\partial\delta} - P_{mp}}{\sqrt{(P_{\partial\delta} - P_{mp})^2 + (Q_{\partial\delta} + Q_{mp})^2}} \quad (7)$$

где $\nu = 0.995$ - коэффициент, учитывающий искажение формы кривых первичных токов двигателя и трансформатора;

$P_{\partial\delta}$ - активная мощность АМ, потребляемая со стороны статора:

$$P_{\partial\delta} = M\omega_0 + 3I_1^2 r_1 + \frac{P_H}{\eta_H} (1 - \eta_H) + M_H s_H \omega_0 \left(1 + \frac{r_1}{r_2'} \right) \quad (8)$$

$Q_{\partial\delta}$ - реактивная мощность двигателя, Вт:

$$Q_{\partial\delta} = P_{\partial\delta} \operatorname{tg} \varphi_{\partial\delta} \quad (9)$$

$$\cos \varphi_{\partial\delta} = \frac{0.815 I_d}{\sqrt{2} E_{pH}} \sqrt{\frac{2E_{pH} - \sqrt{2} x_p E_{pH} I_d}{(0.815 I_d)^2 + 0.35 I_{1H}^2 k_i^2}} \quad (10)$$

P_{mp} - активная мощность, передаваемая через трансформатор:

$$P_{mp} = M \left(\omega - \frac{\omega_0}{\eta_H} \right) + 3I_1^2 r_1 + \frac{P_H}{\eta_H} (1 - \eta_H) + M_H s_H \omega_0 \left(1 + \frac{r_1}{r_2'} \right) \quad (11)$$

Реактивная мощность, циркулирующая в цепи первичной обмотки трансформатора, может быть определена из следующих выражений:

$$Q_{mp} = \sqrt{S_{mp}^2 - P_{mp}^2} \quad (12)$$

$$S_{mp} = m_T E_{2T} I_d k_{iT} \quad (13)$$

Использование приведенных выражений авторам позволило написать программу для нахождения зависимостей коэффициента

мощности каскадного ЭП при традиционной схеме включения от скорости и момента на валу. Результаты работы программы приведены на рис. 2.

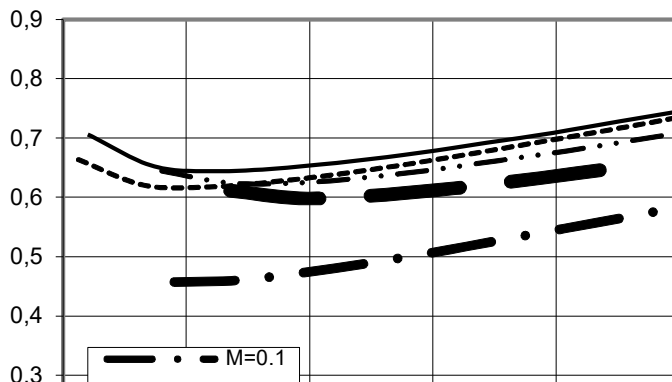


Рисунок 2 – Зависимость коэффициента мощности традиционного варианта построения ЭП на базе АВК от скорости ($\omega_H = 104.7 \text{ c}^{-1}$).

Для расчета коэффициента мощности базового варианта построения каскадного ЭП можно использовать следующее выражение [4]:

$$koeffm = v \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{I_0^2}{M}}} \quad \omega, \text{c}^{-1} \quad (14)$$

Отметим, что коэффициент мощности базового варианта построения каскада не зависит от скорости ЭП. Рассчитанная с помощью программы MathCAD зависимость коэффициента мощности базового варианта построения ЭП от M приведена на рис. 3. На рис. 4 для примера сведены значения коэффициентов мощности двух вариантов построения ЭП.

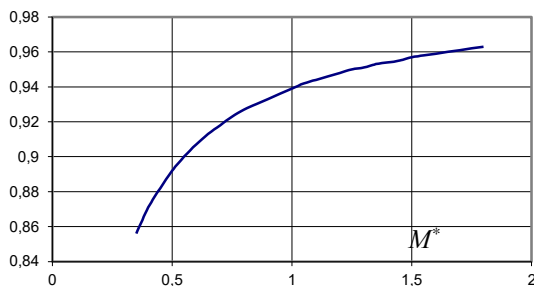


Рисунок 3 – Зависимость коэффициента мощности варианта ЭП на базе АВК с РИТ от момента на валу

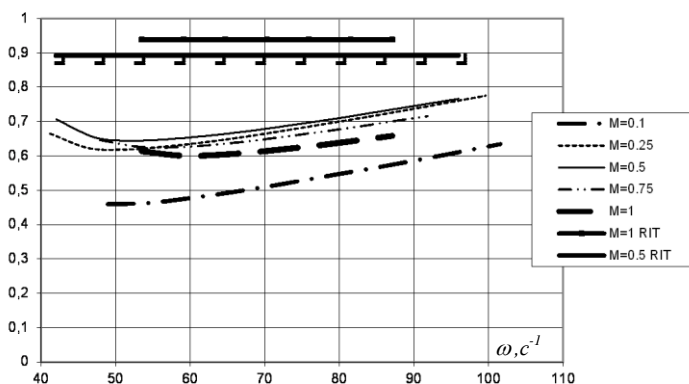


Рисунок 4 – Сравнение коэффициентов мощности традиционного варианта построения ЭП на базе АВК и варианта с РИТ ($\omega_H = 104.7 \text{ c}^{-1}$).

Результаты проведенного исследования подтверждают, что к.п.д. и коэффициент мощности предложенного авторами в [1-3] варианта построения ЭП с использованием РИТ выше, чем у существующих традиционных ЭП на базе АВК, что позволит при реконструкции ЭП средней и большой мощности получить существенный экономический эффект.

Список литературы:

1. Шевченко И.С., Карпук И.А., Самчелеев Ю.П., Скурятин Ю.В. Асинхронный вентиляльный каскад на базе регулируемого источника

- тока // Збірник наукових праць Східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля. Технічні науки. Луганськ: 2004. С. 143-149.
2. Шевченко И.С., Карпук И.А., Каложный В.В., Каложный С.В., Самчелев Ю.П. Регулируемый асинхронный электропривод с источником тока в роторной цепи // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету. Кременчук: КДПУ, 2005. Вип. 3/2005 (32). С. 197 - 200.
 3. Карпук. И.А., Щелоков А.Г. асинхронный вентильный каскад, управляемый по ротору, с повышенными динамическими и энергетическими показателями // Сборник научных трудов Добасского государственного технического университета. Алчевск: ДонГТУ, 2016. Вып. 3(46) 2016. С. 96-102.
 4. Онищенко Г.Б. Асинхронный вентильный каскад. М.: Энергия, 1967. 150 с.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИИ БЕТОНО- И РАСТВОРОСМЕСИТЕЛЕЙ

**Клементьева А.А., студент,
Несмеянов Н.П., канд. техн. наук, доц.,
Матусов М.Т., ассистент**

*Белгородский государственный технологический
университет им. В.Г. Шухова*

Основной целью при выборе наиболее эффективного смесительного оборудования для получения бетонов и строительных растворов является получение однородной смеси при наименьших удельных затратах электроэнергии.

В процессе смешивания можно выделить следующие основные составляющие: перенос объемов смешиваемых компонентов; деформирование (т.е. вытягивание этих объемов в зоне смешивания); микродеформирование смешиваемых масс внутри отдельных объемов и между ними. Наиболее эффективно смешивание будет осуществляться под воздействием внешних сил, интенсифицирующих процессы массообмена. Поэтому, при приготовлении различных строительных многокомпонентных смесей и растворов, обладающих высокой однородностью, наибольшее применение находит процесс механического смешивания.

В перемешиваемой смеси возможно бесконечное разнообразие взаимного расположения частиц компонентов, вследствие чего соотношение компонентов в произвольных точках является случайной величиной. Поэтому большинство современных оценок качества смеси основано на методах статистического анализа.

Для оценки однородности смеси предложены десятки критериев, отличающихся входящими в них параметрами. Однако в большинстве из них присутствует в той или иной интерпретации статистический результат отбора проб смеси: размах значений концентрации компонентов, дисперсии значений концентрации ключевого компонента, вероятность отклонения значений концентрации от среднего значения и др. Наиболее часто в качестве критерия оценки качества смеси применяется коэффициент неоднородности [1]:

$$V_c = \frac{100}{\pi} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - m)^2}{n-1}} \quad (1)$$

где x_i - значение случайной величины x в i -том опыте;

\bar{m} – среднеарифметическое содержание ключевого компонента во всех пробах;

n – общее число проб.

Существенным критерием рациональности конструкции смесителей является эффективность смешивания, определяемая количеством энергии, затрачиваемой на смешивание.

Сравнивая бетоносмесительное оборудование отечественных и зарубежных производителей, можно констатировать следующее. Прежде всего, известно, что все бетоносмесители по способу смешивания делятся на два класса: со свободным смешиванием материалов (гравитационные) и с принудительным (роторные). Известно, что гравитационные смесители наиболее целесообразно использовать для приготовления более пластичных смесей, т.е. смесей, имеющих меньшее удельное сопротивление при их смешивании; для приготовления же жестких бетонных смесей наиболее эффективны смесители с принудительным смешиванием материалов.

В целом же относительно этих двух классов смесителей следует отметить, что смесители с принудительным смешиванием материалов обеспечивают приготовление смесей более высокого качества по степени однородности. И это связано не только с тем, что в этих смесителях смешиваемые компоненты подвергаются механическому воздействию со стороны смешивающего устройства, а главное, с тем, какое количество этих воздействий в единицу времени обеспечивает смешивающее устройство.

Учитывая вышесказанное, была предложена классификация [11] бетоносмесителей в зависимости от количества, рода и характера изменения во времени составляющих движений компонентов смеси под воздействием смешивающего устройства.

Для определения количества составляющих движений компонентов составляется принципиальная схема смешивающего устройства и схема возможных движений компонентов при их смешивании. Схема устройства ориентируется в пространстве по координатным осям x , y , z , на которые проецируются возможные движения смешиваемых компонентов. При ориентации координатных осей принимается, что ось z совпадает с осью вращательного движения смешивающего устройства либо параллельна ей. При ориентации осей x и y следует по возможности стремиться совместить их направления с одним из направлений движения смешиваемых компонентов, исключая, таким образом,

появление новой составляющей движения, фиктивно повышающей класс способа смешивания.

Род составляющих движений компонентов смеси определяется тем, что эти движения могут быть либо только поступательными, либо только вращательными, либо смешанными.

По характеру изменения составляющих движения во времени по скорости и направлению они принимаются либо постоянными, либо периодически меняющимися, либо произвольно меняющимися.

Анализ существующих конструкций бетоносмесителей, согласно предложенной классификации, позволяет определить потенциальные возможности конструкции смешивающего устройства и в основном определить область применения.

Так, наименьший эффект при смешивании следует ожидать в бетоносмесителях со свободным смешиванием материалов, в которых смешиваемые компоненты имеют лишь две составляющие движения, а смешивание осуществляется только постоянными движениями – вращательными и поступательными.

Наибольший эффект можно ожидать при приготовлении различных смесей в вибросмесителях, где смешиваемые компоненты могут иметь до пяти составляющих движений, а смешивание осуществляется одновременно поступательными и вращательными, произвольно меняющимися во времени, движениями компонентов смеси. То есть, в данных смесителях смешиваемые компоненты получают наибольшее количество воздействий в единицу времени со стороны смешивающего механизма.

Однако в силу низкой надежности **вибросмесителей** они до настоящего времени не находят должного применения и не выпускаются в промышленности.

Учитывая последнее обстоятельство, следует отдать должное группе смесителей с принудительным смешиванием материалов, имеющих в качестве смешивающего устройства либо вертикально вращающийся лопастной ротор, или планетарный смешивающий механизм, или механизм в виде двух горизонтально установленных лопастных валов, вращающихся навстречу друг другу.

В смесителях этой группы смешиваемые компоненты имеют не менее четырех составляющих движений, а смешивание в них осуществляется, как правило, одновременно поступательными и вращательными движениями, носящими периодический характер изменения во времени по направлению.

Опыт отечественных и зарубежных производителей и потребителей доказывает на практике преимущественное применение указанной группы смесителей, причем не только на стационарных, но и на передвижных бетоносмесительных установках.

Приведенные данные анализа бетоносмесителей были подтверждены результатами экспериментальных исследований по определению степени сепарации смесей, приготовленных в различных конструкциях бетоносмесителей.

Список литературы:

1. Несмеянов Н.П., Дмитриенко В.Г., Матусов М.Г. Планирование экспериментальных исследований бетоносмесителя принудительного действия / Энергосберегающие технологические комплексы и оборудование для производства строительных материалов // Межвузовский сборник статей. Под ред. В.С. Богданова. Белгород, 2014. С. 180-184.
2. Несмеянов Н.П., Дмитриенко В.Г., Матусов М.Г. Разработка смешивающего механизма бетоносмесителя принудительного действия / Научные технологии и инновации: сб. материалов конф. Юбилейной международной научн.- практ. конф., посвященной 60-летию БГТУ им. В.Г. Шухова, XXI научные чтения, 2014. С. 88-90.

ПУТИ СНИЖЕНИЯ ЭНЕРГОЕМКОСТИ ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ*

Косухин М.М., канд. техн. наук, проф.,

Косухин А.М., аспирант,

Богачева М.А., магистрант

*Белгородский государственный технологический
университет им. В.Г. Шухова*

По данным экспертов в области энергосбережения, российский жилищный сектор занимает второе место после обрабатывающей промышленности по величине конечного потребления энергии. Специалисты группы Всемирного Банка провели сравнение характеристик энергоемкости России и стран с близкими среднегодовыми температурами. Оказалось, что в жилищном секторе России уровень энергоемкости в 2,3 раза выше. Показатель удельного энергопотребления зданий в государствах Европейского Союза в среднем составляет около 140 кВт·ч/м² в год, в то время как в России фактическая средняя энергоемкость систем отопления и горячего водоснабжения зданий – 229 кВт·ч/м² в год.

Основная причина этого заключается в том, что большая часть жилищного фонда России, проектировалась по старым строительным нормам и не отвечает современным требованиям по тепловой защите здания. В результате, ограждающие конструкции теряют до 40% тепла.

Новыми строительными нормами установлены две группы взаимосвязанных критериев тепловой защиты здания и два способа проверки на соответствие этим критериям, основанные на:

а) нормируемых значениях сопротивления теплопередаче для отдельных ограждающих конструкций тепловой защиты здания, рассчитанных на основе нормируемых значений удельного расхода тепловой энергии на отопление и сохраненных от прежнего СНиП II-3-79* «Строительная теплотехника» (отменен с 1 октября 2003 г.);

б) на нормируемом удельном расходе тепловой энергии на отопление здания позволяющем варьировать теплозащитные свойства ограждающих конструкций зданий (за исключением производственных зданий) с учетом выбора систем поддержания микроклимата и теплоснабжения для достижения нормируемого значения этого показателя.

Методы и пути достижения этих нормативов выбираются при проектировании. Выбор способа, по которому ведется проектирование здания, относится к компетенции проектной организации или заказчика. Требования данных норм будут выполнены, если при проектировании жилых и общественных зданий будут соблюдены нормативы «а» либо «б». Для производственных зданий требуется соблюдение только нормативов «а».

По мере изменения строительных норм теплозащиты зданий улучшались показатели энергетической эффективности строящихся многоквартирных домов. Согласно расчетам, в зависимости от года постройки средние показатели удельного энергопотребления на цели отопления изменяются следующим образом:

- здания, построенные до 1990 г. – 267,44 кВт·ч/(м²год)
- здания, построенные в 1991-2000 гг. и недавно отремонтированные – 151,16 кВт·ч/(м²год)
- здания, построенные после 2000 г. – 104 кВт·ч/(м²год)

Современным российским стандартам теплозащиты и требованиям к теплоизоляции и эффективности систем отопления отвечает лишь небольшая доля жилищного фонда: по данным Госстроя РФ на 2004 г. – 6% (170 млн. м) – это здания, построенные после 2000 г. Показатель энергоемкости систем отопления вновь построенных и реконструированных с начала 2000 года зданий на 35-45% ниже, чем в зданиях, построенных в соответствии со старыми нормами. Расчетные данные для характерных домов-представителей массовых серий в Белгороде, которые удовлетворяют требованиям территориальных строительных норм, показывают, что удельная потребность в тепловой энергии на отопление домов-новостроек составляет 95-122 кВт·ч/(м² год). Однако большинство существующих зданий имеет гораздо худшие показатели тепловой защиты.

Необходимо также отметить, что хотя современные российские строительные нормы тепловой защиты зданий – это большой прогресс в отношении повышения энергоэффективности жилищного фонда, но все же они значительно мягче, чем в европейских странах. Согласно СНиП 23-02.2004 «Тепловая защита зданий» требуемый удельный расход тепловой энергии на отопление за отопительный период для многоквартирных отдельно стоящих и блокированных домов этажностью от 1 до 4 этажей, а также многоэтажных зданий, должен составлять от 95 до 195 кВт·ч/(м² год). Для сравнения, эта норма в Германии сегодня – от 30 до 70 кВт·ч/(м² год).

Еще одна проблема, которую поднимают эксперты, насколько российские нормы обязательны для соблюдения? Этот вопрос связан с принятием в декабре 2002 года федерального закона № 184-ФЗ «О техническом регулировании», который установил, что обязательные для применения и исполнения требования «к продукции или к процессам проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации» устанавливаются техническими регламентами. Со дня вступления в силу закона «О техническом регулировании» и впредь до вступления в силу соответствующих технических регламентов требования к продукции или к связанным с ними процессам проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, установленные нормативными правовыми актами Российской Федерации и нормативными документами федеральных органов исполнительной власти, подлежат обязательному исполнению только в части, соответствующей целям:

- защиты жизни или здоровья граждан, имущества физических или юридических лиц, государственного или муниципального имущества;
- охраны окружающей среды, жизни или здоровья животных и растений;
- предупреждения действий, вводящих в заблуждение приобретателей.

На основании вышеизложенного ряд экспертов считает, что требования СНиП 23-02-2004 стали носить не обязательный, а рекомендательный характер, а это шаг назад в отношении повышения энергоэффективности жилищного сектора. Но в настоящее время есть основания полагать, что требования энергоэффективности зданий все же будут обязательными, поскольку будут включены в технический регламент. Об этом можно судить по проекту федерального закона «Технический регламент «О безопасности зданий и сооружений», в котором в качестве одной из целей технического регулирования указывается стимулирование энергосбережения и повышение энергоэффективности зданий и сооружений. Проект закона устанавливает минимально необходимые требования безопасности зданий и сооружений, в числе которых называются требования энергосбережения и безопасного уровня воздействий зданий и сооружений на окружающую среду в процессе строительства, использования по назначению и эксплуатации.

Итак, если принять во внимание, что современные российские нормы требуют чтобы удельный расход тепловой энергии на отопление

вновь строящихся многоэтажных зданий составлял от 95 до 195 кВт·ч/(м² год), и опыт нового строительства подтверждает технические возможности обеспечить 95-122 и даже до 77 кВт·ч/(м² год), а реальный расход тепловой энергии, особенно для старых зданий, больше этих показателей в несколько раз, то это означает, что в России огромный потенциал экономии энергии в жилищном фонде. Если существующий жилищный фонд будет модернизирован, энергоемкость систем отопления многоквартирных домов может быть снижена не менее чем до 150 кВт·ч/(м² год).

Кроме низких строительных стандартов, по которым построена большая часть многоквартирных домов в России, существует еще ряд существенных причин высокого потребления энергоресурсов в жилищном секторе. Среди них – плохое обслуживание и отсутствие ремонтов многоквартирных домов и их инженерного оборудования в течение длительного времени. В подавляющем большинстве домов нет технических возможностей регулировать теплотребление на уровне дома (нет индивидуальных тепловых узлов, открытая система отопления), поэтому массовым явлением является излишнее потребление тепла (перетопы) в весенний и осенний периоды. Внутридомовые системы отопления и горячего водоснабжения сильно изношены, оборудование физически и морально устарело. Плохая сбалансированность внутридомовой системы отопления, невозможность отрегулировать распределение теплоносителя по стоякам здания приводит к тому, что потребность в тепловой энергии рассчитывается для обеспечения требуемой правилами предоставления коммунальных услуг температуры в самом холодном помещении (в остальных помещениях излишнее тепло выбрасывается через форточки).

Проживающие в многоквартирных домах люди имеют достаточно расточительные привычки в отношении потребления коммунальных ресурсов, чему весьма способствует все еще низкая оснащенность квартир и многоквартирных домов приборами учета потребления ресурсов (за исключением электросчетчиков). Широко распространенная практика оплаты коммунальных услуг не по фактическому потреблению, а по нормативам (часто заниженным), не создает экономических стимулов для рационального расходования ресурсов конечными потребителями.

Собственники помещений в многоквартирных домах плохо осведомлены о важности и возможностях сбережения энергии (и других ресурсов), поскольку информационные кампании для просвещения

населения не проводятся, а уже появившиеся примеры проведения ресурсосберегающих мероприятий и достигнутых результатов по снижению энергопотребления и соответственно платежей за ресурсы не пропагандируются.

У организаций, управляющих многоквартирными домами, еще не выработаны профессиональные подходы, направленные на ресурсосбережение в интересах клиентов/потребителей. Управляющие организации пока не умеют предложить собственникам помещений привлекательные для них программы ресурсосбережения и варианты их финансирования, которые были бы доступны для собственников по уровню расходов. Энергосервисные организации только начинают проявлять интерес к жилищному сектору.

Внедрению ресурсосберегающих технологий в многоквартирных домах также не способствовали существовавшие и частично до сих пор существующие «политические», заниженные тарифы на коммунальные ресурсы и перекрестное субсидирование тарифов для населения, из-за чего ресурсосберегающие мероприятия имели незначительный экономический эффект или слишком долгий срок окупаемости. Существенный рост тарифов в последнее время и выравнивание тарифов для различных групп потребителей делают затраты на ресурсосбережение в жилищном секторе экономически оправданными и привлекательными для конечных потребителей.

Согласно оценке экспертов технический потенциал повышения энергоэффективности в жилищном секторе составляет 49%. Инвестиции в энергосбережение могли бы принести ежегодную экономию до 53,4 млн. тнэ (тонн нефтяного эквивалента) – больше, чем в производстве электроэнергии (44,4 млн. тнэ), обрабатывающей промышленности (41,5 млн. тнэ), на транспорте (38,3 млн. тнэ) и в системах теплоснабжения (31,2 млн. тнэ). Более 80% технического потенциала может быть реализовано через экономически целесообразные инвестиции и 46% – через финансово привлекательные инвестиции при существующих внутренних ценах на топливо. При оценке потенциала энергосбережения учитываются все способы потребления энергоресурсов в здании: как напрямую потребляемые объемы коммунальных ресурсов тепло-, электро-, газо-, водоснабжения, так и потери, связанные с неэффективностью теплозащиты зданий и инженерного оборудования.

** Статья подготовлена в рамках мероприятий Программы стратегического развития БГТУ им. В.Г. Шухова на 2012-2016 годы по*

проекту «Теплофизические аспекты расчетно-экспериментальной оценки энергетической эффективности ограждающих конструкций при эксплуатации и реконструкции гражданских зданий»

Список литературы:

1. Материалы и цифровые данные отчета «Энергоэффективность в России: скрытый резерв», 2007 г., http://www.cenef.ru/file/FINAL_EE_report_rus.pdf
2. Матросов Ю.А. Новые нормы теплозащиты зданий // Жилищное строительство. 2004. № 6.

АНАЛИЗ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В СТРАНАХ ЕВРОСОЮЗА*

Косухин М.М., канд. техн. наук, проф.,

Семак А.В., магистрант,

Косухин А.М., аспирант,

Богачева М.А., магистрант

*Белгородский государственный технологический
университет им. В.Г. Шухова*

Актуальность проблемы энергосбережения возрастает с каждым годом. Страны с целью укрепления своего финансового состояния на мировом рынке постепенно увеличивают производство энергии, не задумываясь над тем, что такое увеличение в скором будущем постепенно приведет к ограниченности энергетических ресурсов, их высокой стоимости, негативном воздействии на окружающую среду. На сегодня, в каждой стране проводится множество конференций, симпозиумов, семинаров с целью изучения возможных способов уменьшения потребления энергии. В большинстве таких случаев приходят к выводу о том, что существует необходимость в рациональном использовании электроэнергии.

Актуальность энергосбережения в строительстве возрасла в 70-х годах прошлого века в рамках общей идеи направленной на экономию энергоресурсов. Мировой энергетический кризис 1974 года поспособствовал появлению первых энергоэффективных зданий.

Появления таких зданий связано с критикой экспертов Международной энергетической конференции Организации Объединенных Наций (МИРЭК), которые после кризиса утверждали, что современные здания имеют огромные запасы для повышения их тепловой эффективности. Основной идеей экономии энергии стало то, что использование энергии может быть более эффективным, если механизмы внедрения с целью экономии энергии являются технически осуществимыми, экономически оправданными, с приемлемыми экологическими и социальными сторонами [1].

В 1972 году был осуществлен ввод в эксплуатацию первого проекта энергоэффективного здания в городе Манчестер (штат Нью-Гемпшир, США) архитекторами Николасом Исааком и Эндрю Исааком. Вторым проектом стало строительство энергоэффективных зданий Екопо-дом в Отаниеми, Финляндия. В течение 40 лет в обоих зданиях эффективно используется тепло солнечной радиации и компьютерная техника для

управления инженерным оборудованием. Использование солнечной радиации достигло успешного развития, даже в такой северной стране, как Финляндия. Примером тому является строительство экспериментального жилого района VIIKKI в Хельсинки. Использование компьютерной техники для управления инженерным оборудованием в так называемом «интеллектуальном здании» широко используется в зарубежных странах и сегодня.

После энергетического кризиса середины 70-х годов западным странам удалось стабилизировать и снизить рост потребления энергии в строительстве.

Энергосберегающие строительные нормы и стандарты были впервые приняты на государственном уровне в странах Северной Европы: в Дании (1977 г.) – «DanishBR77 standard» и в Швеции (1980 г.) – «SBN-80, Svensk Bygg Norm». Результатом было то, что в 1988 году Швеция сократила годовое потребление тепла жилых зданий на 28 ТВтч из 50 ТВтч в 1978 году. В Дании в 1985 году потребление составило на 28 % меньше тепловой энергии для отопления жилья, по сравнению с 1972 годом. Датские и шведские энергостандарты в строительстве являются одними из самых сложных в мире. Шведский «SBN-80» даже в начале XXI века по уровню своих требований превышал стандарты других европейских стран.

В 80-х годах актуальность приобрело развитие проектирования домов, которые полностью приспособлены к климатическим условиям Центральной Европы и которые используют для нагрева в основном внутренние тепловые ресурсы. Это так называемые сегодня «пассивные» дома, которые должны иметь минимальный обмен энергией с окружающей средой, которая связана с высоким качеством теплоизоляции и тепла, как можно больше утилизировать тепло всех выбросов. Первыми конструкторами этих зданий стали швед Бу Адомсон и немецкий архитектор Вольфганг Фейста. Первым реализованным по данной концепции дом был построен в 1991 году в немецком городе Дормштадт. Это был жилой дом из четырех квартир, построенный из силикатного кирпича с наружным изоляционным слоем из пенополистирола толщиной 40 см.

После окончательной проработки проектно-конструкторских решений и создания рабочей группы в 1996 году началось возведение «пассивных» зданий серийной стадии. К 1999 году в Германии было построено около 300 «пассивных» домов, к концу 2000 года их было более одной тысячи и уже к началу 2007 года их число превысило семи тысяч домов.

В 90-х годах основой строительства энергоэффективных зданий явилось исследование мер экономии энергии, в дальнейшем это было направлено на изучение проблем энергоэффективности и при этом приоритет отдавался энергоэффективным решениям, которые одновременно должны повышать качество микроклимата.

На сегодня, существуют методики сертификации зданий с точки зрения энергоэффективности. В Европе первым законом такого рода стала принятая в 1993 году Директива 93/76/ЕС по ограничению выделений двуокиси углерода путем улучшения энергетической эффективности SAVE (СЭЙФ). Закон предусматривает разработку энергетических паспортов зданий; определение фактических энергетических расходов на отопление, кондиционирование воздуха и горячее водоснабжение зданий; эффективную теплоизоляцию вновь возводимых зданий; регулярный осмотр и контроль отопительных котлов (мощностью более 15 кВт); регулярный анализ статей расхода энергии и повышение эффективности использования энергии; субсидирование на государственном уровне трети расходов, направленных на экономию энергии [1].

В 2002 году в странах – членах ЕС принята директива 2002/91/ЕС, которая вступила в силу в 2003 году, она устанавливает общие принципы энергетической эффективности зданий. В соответствии с этой директивой, энергоэффективностью зданий является фактическое потребление или расчетное количество энергии для различных целей, связанных с обычным использованием, в частности, отопления, нагрева воды, охлаждения, вентиляции и освещения. Количество энергии, в данном случае представлено одним или несколькими числовыми значениями. Они учитывают изоляцию, технические характеристики установки, ориентации относительно поступающей солнечной радиации, воздействие окружающих зданий, собственную выработку энергии. В данном случае принимается во внимание и такой фактор, как внутренний климат в помещении, который влияет на потребность в энергии.

Жилые дома в странах ЕС делятся на обычный дом (потребление энергии 400 кВтч на 1 м² в год), «пассивный дом» (потребление не более 15 кВтч), и «активный дом».

«Пассивный дом» излучает мало тепла из-за теплоизоляции, что обеспечивает эффект «термоса», обеспечивая тем самым комфортную температуру в доме в течение всего года. «Эффект термоса» представляет собой закрытую систему отопления и рекуперативную вентиляцию. Эти дома потребляют энергию на 80% меньше. Сегодня

«пассивный дом» является ведущим стандартом эффективности использования энергии в мире.

В 2000–2001 г.г. в пяти странах Западной Европы были построены пилотные объекты «пассивных» мало- и многоэтажных зданий и жилых поселков. Программа финансировалась в конце 90-х годов ЕС под названием «Gefeos». В Германии таких домов более шести тысяч. Эти дома также начали строить в Швеции, Австрии, Финляндии и Швейцарии. В Северной Америке в городе Урбана (штат Иллинойс, США) первый «пассивный дом» был построен в 2003 году. Такие дома по затратам обходятся на 10–25% дороже обычного дома, но они тратят энергию для обогрева на 90% меньше и дом в течение 7 – 10 лет полностью окупается [2].

«Активный дом» является следующим этапом в развитии «пассивного дома». Этот дом может производить все электричество и горячую воду. Горячую воду в этих домах получают за счет использования солнечных панелей, а также на крыше «активного» дома устанавливается солнечная электростанция и тепловой насос, преобразующий низко потенциальное тепло земли или бытовых сточных вод в горячую воду.

Таким образом, в настоящее время научно-исследовательские институты и промышленные производители предлагают широкий спектр технологических решений, которые обеспечивают жилые здания повышением энергоэффективности: различные строительные системы для утепления фасадов, особо легкий бетон, оконные конструкции, системы вентиляции с рекуперацией тепла, широко корпусные конструкции домов, система учета и терморегулирования и т.д. Все эти решения достаточно известны специалистам и при наличии достаточных стимулов могут быстро внедряться в строительство. Основным фактором, ограничивающим использование эффективных технологических решений для экономии энергии в строительной отрасли сегодня является отсутствие скоординированной и целенаправленной государственной политики. Самая важная задача состоит в том, чтобы сформировать основу для построения норм. Помимо мер принуждения, необходимо создание системы экономических стимулов для поощрения внедрения энергоэффективных технологий: налоговые льготы, субсидии, гранты для научных исследований и разработок и новой области энергоэффективности. Серьезные усилия необходимы от правительства для решения проблем формирования квалифицированных потребителей энергоэффективных решений для строительства домов. Во-первых, чтобы создать сегмент

частных жилых домов, владельцы которых имеют непосредственный интерес для того, чтобы снизить затраты на эксплуатацию и быть в состоянии функционировать в качестве равноправных партнеров в строительных компаниях. И, во-вторых, создание профессиональных управляющих компаний в жилищно-коммунальном хозяйстве, предоставляющих также услуги энергосервиса.

** Статья подготовлена в рамках мероприятий Программы стратегического развития БГТУ им. В.Г. Шухова на 2012-2016 годы по проекту «Теплофизические аспекты расчетно-экспериментальной оценки энергетической эффективности ограждающих конструкций при эксплуатации и реконструкции гражданских зданий»*

Список литературы:

1. Виньков А. Инновации в строительном кластере: барьеры и перспективы / А. Виньков, И. Имамудинов, Д. Медовников, Т. Оганесян, С. Розмирович, А. Хазбиев, А. Щукин [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.rusdr.ru
2. Кинчиков В. Энергосбережение в строительстве и ЖКХ // Строительство и недвижимость. 2000. №20.
3. Википедия. Свободная энциклопедия. Интернет-сайт ru.wikipedia.org.

О ПРОБЛЕМАХ ЭНЕРГОАУДИТА ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА*

Косухин М.М., канд. техн. наук, проф.,

Семак А.В., магистрант,

Косухин А.М., аспирант,

Богачева М.А., магистрант

*Белгородский государственный технологический
университет им. В.Г. Шухова*

Под энергетическим обследованием (энергоаудитом) понимается сбор, анализ и обработка данных о фактическом использовании энергоресурсов объектом, с целью выявления возможных путей устранения источников энергетических потерь и излишних затрат, с последующим повышением энергосбережения и энергетической эффективности.

В соответствии с Федеральным Законом «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации» № 261-ФЗ от 23.11.2009 г. энергетическое обследование, может быть проведено в отношении:

- зданий, строений и сооружений;
- энергопотребляющего оборудования;
- объектов электроэнергетики;
- источников тепловой энергии, тепловых сетей, систем централизованного теплоснабжения;
- центральных систем холодного водоснабжения и водоотведения;
- объектов системы коммунальной инфраструктуры;
- технологических процессов;
- а также в отношении юридических лиц, индивидуальных предпринимателей.

Одной из первоочередных проблем, с которой сталкиваются энергосберегающие компании при проведении энергоаудита является отсутствие первичных данных об организации или объекте.

Причины отсутствия могут быть разные: отсутствие бухгалтерии, приобретение объекта без каких-либо документов, отсутствие старых работников, которые знают и могут пояснить, что ранее проводилось на предприятии или объекте и т.п. В тоже время, такое отсутствие не является основанием для не проведения энергоаудита. В этом случае,

первичные данные, возможно, восстановить расчетным методом, о котором и говорится в работе.

Затраты электрической энергии являются основным фактором, который подлежит первоочередному исследованию и расчету при проведении энергоаудита. При отсутствии информации расчет использования электрической энергии осуществляется следующим образом.

Для примера представлен расчет потребления электроэнергии обычного административного здания.

В первую очередь, необходимо определить количество осветительных приборов и их мощность.

В последующем количество осветительных приборов умножается на мощность, количество рабочих дней в году (около 250) и на рабочие часы в сутки (обычно 8 часов).

В результате, получаем использование электроэнергии на цели освещения в год:

$$100 \text{ осв. приоб.} \times 60 \text{ Вт} \times 250 \text{ дней} \times 8 \text{ часов} = 12\,000 \text{ кВт}$$

На производственных предприятиях первичные данные возможно восстановить, привязавшись к объёму выпускаемой продукции.

Например, в 2015 году предприятие использовало 100 000 кВт электроэнергии и произвело 5 000 единиц продукции.

Исходные данные по потреблению электроэнергии за 2014 год отсутствуют.

Но, в тоже время, нам известно, что в 2014 году предприятие произвело 3 800 единиц продукции.

Внедрение энергосберегающих или модернизационных мероприятий в течение 2014-2015 г.г. не осуществлялось.

В этом случае, расчет осуществляется следующим образом:

$$3\,800 \text{ ед. продукции} \times 100\,000 \text{ кВт} / 5\,000 \text{ ед. продукции} = 76\,000 \text{ кВт}$$

При наличии внедрения в интересующий нас расчетный период энергосберегающих мероприятий, установление нового оборудования или осуществление модернизации, потребление электроэнергии необходимо считать следующим образом.

Например, если было установлено новое, более высокопроизводительное и менее энергопотребляемое оборудование (сокращение электропотребления на 20% в 2015 году по сравнению с 2014 годом) расчет потребления электроэнергии за 2014 год будет следующим:

$3\ 8000 \text{ ед. продукции} \times 100\ 000 \text{ кВт} / 5\ 000 \text{ ед. продукции} \times 120\ \% = 91\ 200 \text{ кВт}$

Под 20% мы скорректировали модернизацию, которая была осуществлена в 2014 году.

Таким образом, отсутствие бухгалтерии, сотрудников, работающих длительный период времени на предприятии, владеющие информацией о ранее проведенных на предприятии мероприятиях, не являются причинами для отказа в составлении энергопаспорта или прекращение работы по расчетам.

Расчеты должны осуществляться далее с подготовкой энергопаспорта, при этом в самом энергетическом паспорте необходимо отметить объяснение (комментарий) – «невозможно установить первичную информацию за отсутствием источников» или «отсутствуют первичные документы бухгалтерского учета, по которым возможно установить необходимую информацию» и проводить работы дальше.

Другим фактором, который должен быть учтен при проведении энергоаудита являются сезонные изменения, которые рассмотрены ниже.

Например, возьмем два предприятия, у которых потребление электроэнергии составляет 80 000 кВт в год.

При изучении ежемесячного потребления электроэнергии было установлено, что такое потребление отличается друг от друга и является следующим:

– предприятие 1 потребляет по 6 000 – 8 000 кВт ежемесячно в течение года;

– предприятие 2 потребляет по 10 000 кВт зимой и 2 000 – 3 000 кВт летом.

Причиной такого потребления являются сезонные изменения, которые играют важную роль в определении необходимых для проведения энергосберегающих мероприятий.

При проведении энергоаудита предприятий необходимо учесть, что у каждого предприятия есть базовое и сезонное энергопотребление.

Базовое энергопотребление не изменяется в течение года.

В расчет базового энергопотребления входит использование электроэнергии следующим оборудованием: офисная техника, компьютеры, оборудование для снабжения горячей водой, освещение, станки и технологические комплексы.

В случае если при расчетах установится что базовое потребление очень высокое, энергосберегающие мероприятия необходимо сконцентрировать именно в этой части:

- установить энергосберегающие осветительные приборы;
- выключать офисную технику когда работники не находятся на рабочих местах;

- установить регуляторы тепловой энергии на отопительные батареи;
- установить датчики движения в коридорах и на улице.

В случае если высоко сезонное энергопотребление, тогда необходимо работать именно с ним.

Сезонное энергопотребление зависит от наружной температуры и в основном влияет на системы отопления, вентиляции и кондиционирования.

В этом случае, необходимо осуществить следующие энергосберегающие мероприятия: (1) утепление фасада здания; (2) наладка работы котельной, (3) замена старых окон, (4) профилактика системы кондиционирования и вентиляции, (5) изучение возможности установления системы рекуперации воздуха и систем инфракрасного отопления помещений, которые являются менее затратными по отношению к другим приборам отопления, (6) установление на окнах светоотражающих жалюзей.

В случае, если, во время проведения энергоаудита предприятия выясняется, что электропотребление увеличивается, например, зимой, тогда необходимо установить причины – возможно часть объекта или отдельные помещения отапливаются электрическими приборами.

В этом случае необходимо:

- отрегулировать систему отопления;
- провести теплоизоляцию ограждающих конструкций;
- сделать все, что бы потребность в использовании электроприборов для отопления свелась к минимуму или вообще нивелировалась.

В административных объектах зачастую бывает, что электропотребление увеличивается летом, а не зимой. Первоочередная причина, на которую следует обратить внимание – безлимитное использование кондиционеров.

В этом случае, возможно осуществить следующие энергосберегающие мероприятия:

- установить автоматические датчики регулирования температуры воздуха в помещениях;
- обязать всех сотрудников выключать кондиционер на время, когда помещение не занято;
- провести профилактику кондиционеров с заменой или дозаправкой фреона;

– заменить старые, морально устаревшие кондиционеры на новые.

Таким образом, проведение энергоаудита является первоочередной стадией для установления возможности наиболее эффективного использования электроэнергии. Результаты энергоаудита являются отправной точкой для определения необходимых для проведения энергосберегающих мероприятий. На фоне разумного и экономного использования энергоресурсов потребность в проведении энергоаудита в современном обществе в последние годы значительно возрастает. Предполагаем, что указанные в данной статье проблемы энергоаудита, упростят начинающим его проведение как самостоятельно, так и с привлечением специализированных организаций.

** Статья подготовлена в рамках мероприятий Программы стратегического развития БГТУ им. В.Г. Шухова на 2012-2016 годы по проекту «Теплофизические аспекты расчетно-экспериментальной оценки энергетической эффективности ограждающих конструкций при эксплуатации и реконструкции гражданских зданий»*

Список литературы:

1. Федеральный закон «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации» № 261–ФЗ от 23.11.2009 г.
2. Информация, размещенная на сайте компании ООО «2К Инжиниринг» – www.energo-pasport.com.
3. Информация, размещенная на сайте Ведущей энергоаудиторской компании России «Экспертно-технического центра «Монолит» – etc-monolit.ru.
4. Информация, размещенная на сайте Википедия. Свободная энциклопедия – ru.wikipedia.org.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЖИЛОГО ФОНДА БЕЛГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА*

Косухин М.М., канд. техн. наук, проф.,

Шарапов О.Н., ст. преподаватель,

Косухин А.М., аспирант,

Богачева М.А., магистрант,

Шарапова Ю.А., инженер

*Белгородский государственный технологический
университет им. В.Г. Шухова*

Любое экономическое развитие во всех сферах жизнедеятельности связано с использованием материального топлива и вторичных энергоресурсов. По мере увеличения производства, проблемы взаимоотношений общества с окружающей средой и истощение природных ресурсов становятся все более актуальными. С каждым годом растет стоимость и объемы добываемого сырья и количество отходов, выбрасываемых в окружающую среду. В то же время, приостановить процесс развития производства и общества невозможно. Это и обуславливает необходимость проведения политики рационального энергопользования, реализуемой через систему правовых, организационных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование энергетических ресурсов во всех отраслях национальной экономики. Энергоресурсосбережение – крайне сложный и многоплановый вопрос, решение которого подразумевает рассмотрение целой системы правовых, организационных, научно-исследовательских, производственных, технических и экономических задач. Кроме того, многоплановость энергосбережения вызывает необходимость применения совокупности различных показателей, характеризующих степень экономии энергоресурсов в той или иной сфере деятельности.

Жилищный сектор занимает второе место в России по величине конечного потребления энергии после обрабатывающей промышленности. Добиться снижения количества ресурсов, идущих на эксплуатацию зданий, можно только при применении комплексного подхода к повышению энергоэффективности с учетом архитектурно-планировочных, организационно-технологических и конструктивных решений. Каждое из этих направлений и их совокупность имеют ряд преимуществ, эффективность которых зависит от множества факторов

(социальных, экономических, климатических и т.д.). Главной задачей в настоящее время является оптимизация этих решений. Глубокая проработка механизмов организационно-технологического обеспечения программ энергосбережения в жилищном фонде до настоящего времени не проводилась. Однако решение этого вопроса имеет важное значение как для практической реализации, так и для выполнения поставленных органами власти задач по повышению энергетической эффективности в субъектах РФ. Существенное снижение нерационального потребления энергии в жилищном фонде может быть обеспечено только при применении комплексного подхода, реализующего стратегическую цель – плановое доведение технического и энергетического состояния зданий до нормативного уровня. Для достижения этой цели необходимо создание методики организационно-технологического обеспечения восстановления жилищного фонда и повышения его энергетической эффективности. Повышение энергоэффективности жилых зданий требует разработки и последовательного выполнения мероприятий, имеющих наибольший социально-экономический эффект.

В федеральных и региональных законодательных актах, касающихся энергосбережения и энергоэффективности указано, что реализация мероприятий и проектов должна осуществляться только на базе разработанных программ, оценивающих экономический, социальный, экологический эффект и определяющих пути и способы их реализации. Программы энергосбережения и повышения энергоэффективности должны быть разработаны по регионам, муниципальным образованиям, поселениям, организациям и предприятиям и являться основой для оценки существующего положения в сфере эффективности производства, использования всех видов энергии и определения дальнейших путей снижения затрат.

Программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности разрабатывают на основании требований Федерального закона № 261-ФЗ от 23.11.2009 г. «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», постановления от 31.12.2009 г. № 1225 «О требованиях к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности» и приказа Минрегиона РФ от 07.06.2010 № 273 «Об утверждении Методики расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях», зарегистрированного в Минюсте РФ от 21.07.2010 № 17927 [1].

Закон Белгородской области от 12.07.2012 № 120 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности на территории Белгородской области» устанавливает правовые, экономические и организационные основы политики Белгородской области в обеспечении энергосбережения, эффективности использования топлива и энергии на ее территории [2]. Предусмотренные законом меры государственного регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, которые непосредственно направлены на обеспечение рационального использования энергетических ресурсов в жилищном фонде, можно условно разделить на несколько групп (табл. 1.7) [3]. Постановлением правительства Белгородской обл. от 30.10.2010 №364-пп (ред. от 18.04.2011) была утверждена долгосрочная целевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Белгородской области на 2010 - 2015 годы и целевые показатели на период до 2020 года» [4]. Всего на эту программу из областного бюджета было направлено 1,855 млрд руб. за 10 лет. В программе предусматривались следующие мероприятия:

- оснащение всех жилых зданий, присоединённых к системам централизованного энергообеспечения, общедомовыми и поквартирными коммерческими приборами учёта и регулирования потребления энергии;
- реализация типового проекта «Энергоэффективный квартал», включающего в себя мероприятия по реконструкции и модернизации жилых и общественных зданий с применением новейших технологий и снижению на этой основе затрат на оказание жилищно-коммунальных услуг населению;
- строительство новых жилых зданий по СНиП «Тепловая защита зданий»;
- увеличение доли многоквартирных жилых зданий, подлежащих ежегодно комплексному капитальному ремонту, до 2% к 2015 г. с введением требования уменьшения удельного расхода на отопление, горячее и холодное водоснабжение, электро- и газоснабжение по итогам ремонта более чем на 30%, предусматривается капитальный ремонт в 2011-2014 гг. жилых зданий площадью 1,5 млн м²;
- утепление не менее 11% квартир (2 млн м²) и площади мест общего пользования в многоквартирных домах, не подлежащих капитальному ремонту, к 2015 г. (установка пластиковых стеклопакетов, теплоотражающих пленок и прокладок для окон, теплоотражающих экранов за радиаторами, доводчиков дверей,

остекление лоджий, промывка систем отопления, установка современных радиаторов и термостатических вентилей и др.).

За счёт реализации этого комплекса мер в жилищном секторе планировалось, что годовая экономия первичной энергии достигнет к 2015 г. 89 тыс. т у.т., а суммарная экономия первичной энергии в 2010-2014 – 212 тыс. т у.т.

Управление энергосбережением как элементом стратегии развития жилищным фондом представляется одной из наиболее актуальных проблем.

Основным инструментом управления в сфере энергосбережения должны стать программы энергосбережения субъектов РФ, муниципальных образований и городов, самостоятельно формируемые регионами, с учетом установленных заданий, общих требований к их содержанию и порядку составления, определенных федеральным уровнем власти. С этой целью была поставлена задача – разработка комплексной программы восстановления жилищного фонда субъекта РФ и повышения его энергоэффективности.

В соответствии с пунктом 2 части 1 статьи 154 Жилищного кодекса Российской Федерации [5] капитальный ремонт общего имущества в многоквартирном доме проводят за счет собственников жилищного фонда.

Вопросы создания новой системы капитального ремонта многоквартирных домов урегулированы Федеральным законом от 25.12.2012 № 271-ФЗ «О внесении изменений в Жилищный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов Российской Федерации» [6]. В Белгородской области вопросы формирования региональной системы капитального ремонта урегулированы Законом Белгородской области от 31.01.2013 №173 «О создании системы финансирования капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Белгородской области» [7]. Главная особенность новой системы заключается в том, что финансирование капитального ремонта будет осуществляться за счет ежемесячных взносов на капитальный ремонт общего имущества в многоквартирных домах. Взносы будут уплачивать все собственники помещений в многоквартирных домах, за исключением домов, признанных аварийными. Жилищный кодекс Российской Федерации увязывает срок действия региональной программы с проведением капитального ремонта во всех многоквартирных домах на территории субъекта Российской Федерации.

Капитальный ремонт многоквартирных домов будут проводить в соответствии с региональной программой капитального ремонта,

утвержденной для каждого субъекта РФ. Региональная программа утверждена Постановлением Правительства Белгородской обл. от 19.08.2013 №345-пп «Об утверждении долгосрочной адресной программы проведения капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах в Белгородской области на 2014 - 2043 годы» [8]. Она включает в себя перечень всех многоквартирных домов, а также перечень услуг и работ по капитальному ремонту и плановый год проведения капитального ремонта в отношении каждого многоквартирного дома.

За счет средств фонда капитального ремонта, сформированного исходя из минимального размера взноса на капитальный ремонт, будет финансироваться проведение следующих работ по капитальному ремонту:

- ремонт внутридомовых инженерных систем электроснабжения, в том числе установка коллективных (общедомовых) приборов учета потребления электрической энергии, и узлов управления и регулирования потребления электрической энергии;

- ремонт внутридомовых инженерных систем газоснабжения, в том числе установка коллективных (общедомовых) приборов учета потребления газа, и узлов управления и регулирования потребления газа;

- ремонт внутридомовых инженерных систем теплоснабжения, водоснабжения, водоотведения, в том числе установка коллективных (общедомовых) приборов учета потребления тепловой энергии, горячей и холодной воды, и узлов управления и регулирования потребления этих ресурсов;

- ремонт или замена лифтового оборудования, признанного непригодным для эксплуатации, ремонт лифтовых шахт;

- ремонт крыши, в том числе переустройство невентилируемой крыши на вентилируемую крышу, устройство выходов на кровлю.

- ремонт фасада, подвальных помещений, относящихся к общему имуществу в многоквартирном доме и фундамента многоквартирного дома.

В законе Белгородской области от 31.01.2013 №173 «О создании системы финансирования капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Белгородской области» [7] установлены критерии определения очередности проведения капитального ремонта: год постройки, процент физического износа, дата последнего проведения капитального ремонта, комплексность проведения капитального ремонта, количество этажей, общая площадь.

Кроме того, предусматривается, что в первоочередном порядке капитальный ремонт будут проводить в многоквартирных домах, в которых требовалось проведение капитального ремонта на дату приватизации первого жилого помещения при условии, что такой капитальный ремонт не был проведен.

Анализ основных положений программы показал, что критерии очередности проведения капитального ремонта, предусмотренные частью 5 статьи 8 Областного закона, не учитывают результатов мониторинга технического состояния зданий (физического износа каждого конструктивного элемента и инженерного оборудования), величину износа элементов здания на момент проведения ремонтных работ и прогнозирования этих показателей на перспективу. Кроме того, региональной программой не предусматриваются расчет экономической целесообразности проведения ремонтных работ и оценка эффективности выполнения мероприятий на объектах жилищного фонда.

В связи с этим, созданная система не может способствовать значительному улучшению потребительских характеристик жилья, внедрению новых технологий, в том числе энергосберегающих. Проведение запланированных выборочных ремонтных работ без осуществления энергоэффективной комплексной модернизации всего жилищного фонда неэффективно. Одновременно с высокой степенью износа проблемой являются значительные непроизводительные потери энергоресурсов в зданиях.

Поскольку здание – это единая система, мероприятия должны проводиться в комплексе и обеспечивать выполнение положений Федерального закона №261-ФЗ.

Таким образом, необходима разработка комплексной программы, учитывающей следующие мероприятия:

- включение в региональную программу капитального ремонта сведений о строительном объеме многоквартирных домов и их энергетических паспортов;
- включение в состав видов работ и услуг, которые финансируются за счет средств фонда капитального ремонта, сформированного исходя из минимального размера взноса на капитальный ремонт общего имущества в многоквартирном доме, обязательных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;
- включение в отчет о реализации региональной программы капитального ремонта сведений о реализации положений Федерального закона №261-ФЗ.

Кроме того, в региональной программе предусмотрено лишь единовременное проведение капитального ремонта и не берется в расчет влияние проведенных работ на жизненный цикл здания. Не предусматривается оценка экономической целесообразности проведения ремонтных работ и эффективности выполнения мероприятий на объектах жилищного фонда, не учитывается также плановая периодичность выполнения комплексных капитальных ремонтов на протяжении жизненного цикла жилых зданий.

** Статья подготовлена в рамках мероприятий Программы стратегического развития БГТУ им. В.Г. Шухова на 2012-2016 годы по проекту «Теплофизические аспекты расчетно-экспериментальной оценки энергетической эффективности ограждающих конструкций при эксплуатации и реконструкции гражданских зданий»*

Список литературы:

1. Приказ Минрегиона РФ от 07.06.2010 №273 (ред. от 26.08.2011) «Об утверждении Методики расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях» Официальный сайт компании Консультант Плюс [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://base.consultant.ru> (дата обращения: 20.10.2013).
2. Закон Белгородской области от 12.07.2012 №120 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности на территории Белгородской области» (принят Белгородской областной Думой 05.07.2012).
3. Отчет «Методика вовлечения энергосервисных компаний в модернизацию регионального жилищного фонда в рамках энергосервисных договоров» / Дирекция по проблемам ЖКХ РФ. М.: Аналитический центр при Правительстве РФ, 2014. 36 с.
4. Постановление правительства Белгородской обл. от 30.10.2010 №364-пп (ред. от 18.04.2011) Об утверждении долгосрочной целевой программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Белгородской области на 2010 - 2015 годы и целевые показатели на период до 2020 года».
5. Жилищный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 №188-ФЗ (в ред. Федерального закона от 25.12.2012 № 271-ФЗ) (с изм. и доп., вступающими в силу с 01.01.2013).
6. Федеральный закон Российской Федерации от 25 декабря 2012 г. № 271-ФЗ «О внесении изменений в Жилищный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов Российской Федерации» // Официальный сайт компании

Консультант Плюс [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document /cons_doc_LAW_139776](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_139776) (дата обращения: 05.07.2013).

7. Закон Белгородской области от 31.01.2013 №173 «О создании системы финансирования капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Белгородской области» (принят Белгородской областной Думой 24.01.2013).
8. Постановление Правительства Белгородской обл. от 19.08.2013 №345-пп «Об утверждении долгосрочной адресной программы проведения капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах в Белгородской области на 2014 - 2043 годы».

СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ЭФФЕКТЫ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В РОССИИ

Назарова Ю.А., канд. экон. наук,
НП "Совет участников рынка ВИЭ
Горюнов О.А., канд. техн. наук, доц.,
Шульгина А.С., магистрант
Российский государственный университет
(национальный исследовательский университет)
нефти и газа имени И.М. Губкина

Развитие возобновляемой энергетики ведет к появлению не только экологических, но и социально-экономических эффектов, количественная оценка которых необходима при разработке механизмов государственной поддержки возобновляемой энергетики, при проведении технико-экономических расчетов по проектам и региональным программам в области возобновляемых ресурсов и источников энергии.

Основываясь на существующих работах по данной тематике таких экспертов, как Безруких П., Бучацкий П., Копылов А., Симанков В., авторами представлена своя количественная оценка эффектов, связанных с развитием возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в России на период до 2020 года.

В качестве исходных данных принималась во внимание информация Российской службы государственной статистики, Центрального банка РФ, Министерства экономического развития РФ, Министерства энергетики РФ, Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике, АФ-Меркадос ЭМИ, Enel Green Power, EWEA (Европейская ветроэнергетическая ассоциация), EEX (Европейская энергетическая биржа) и др.

Установленная мощность объектов, работающих на базе ВИЭ соответствует целевым показателям Распоряжения Правительства РФ от 28.05.2013 № 861-р в период с 2015 по 2020 гг.

Таблица 1 – Установленная мощность ВИЭ на период до 2020 г., МВт

Вид ВИЭ	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Всего
Ветер	250	250	500	750	750	1 000	3500
Солнце	140	200	250	270	270	270	1400

мини-ГЭС	26	124	124	141	159	159	733
Всего	416	574	874	1161	1179	1429	5633

Для оценки возможных объемов вырабатываемой электроэнергии за указанный период были приняты следующие значения КИУМ¹: ВЭС – 37%; СЭС – 14%; мини-ГЭС – 50%. При заданных значениях КИУМ выработка объектов ВИЭ составит:

Таблица 2 – Предполагаемые объемы электроэнергии, вырабатываемые объектами ВИЭ, млрд. кВт*ч

Вид ВИЭ	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Всего
Ветер	0,81	0,81	1,62	2,43	2,43	3,24	11,34
Солнце	0,17	0,25	0,31	0,33	0,33	0,33	1,72
мини-ГЭС	0,11	0,54	0,54	0,62	0,70	0,70	3,21
Всего	1,10	1,60	2,47	3,38	3,46	4,27	16,27

Для последующих расчетов прогноз выработки электроэнергии в России соответствует «умеренному» варианту, представленному в «Сценариях развития электроэнергетики до 2030 г.».

Согласно предельным значениям капитальных вложений (табл.3) и целевых показателей по установленной мощности (табл.1) объем капитальных вложений в объекты ВИЭ до 2020 года может составить более 480 млрд. руб. (табл.4). Из них в объекты ветроэнергетики будет вложено – около 230 млрд. руб., в объекты солнечной энергетики – более 150 млрд. руб., в малую гидрогенерацию – более 100 млрд. руб.

Таблица 3 – Предельные значения капитальных вложений по видам генерации

CAPEX по видам ВИЭ	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ветер, руб/кВт	65696	65630	65565	65499	65434	65368
Солнце, руб/кВт	114122	111839	109602	107410	105262	103157

¹ Marco Consumi презентация «Benefits of RES and CCGT» «Enel Green Power», 12 ноября 2014 г.

Мини-ГЭС, руб/кВт	146000	146000	146000	146000	146000	146000
----------------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Таблица 4 – Прогноз капитальных вложений в отрасль ВИЭ до 2020 г., млрд. руб.

САРЕХ по видам ВИЭ	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ветер	16,4	16,4	32,8	49,1	49,1	65,4
Солнце	16,0	22,4	27,4	29,0	28,4	27,9
Мини-ГЭС	3,8	18,1	18,1	20,6	23,2	23,2
Всего КВ	36,2	56,9	78,3	98,7	100,7	116,4

Методика и подходы при оценке эффектов, связанных с развитием ВИЭ в России, представлена в табл. 5.

Таблица 5 – Методологические подходы к оценке эффектов развития ВИЭ в РФ

№	Показатель	Описание
Экономические эффекты		
1	Экономия природного газа	Объем сэкономленного природного газа рассчитан исходя из гипотезы, что выработка электроэнергии на объектах ВИЭ (табл.2) заместит такой же объем электроэнергии, вырабатываемой на газовых электростанциях. Каждые 100 ГВт*ч электроэнергии ВИЭ сэкономят 30 млн. куб. м. газа.
2	Дополнительная экспортная выручка за счет продажи сэкономленного ПГ	Объем природного газа будет направлен на экспорт по средней экспортной цене, сложившейся в 2014 году - 322,61 долл.США/тыс.куб.м. (курс 60 руб/долл. США).
<i>Дополнительные поступления в федеральный и региональные бюджеты, ПФ РФ, ФСС РФ, ФОМС</i>		

3	Экспортная пошлина при продаже ПГ	Экспортеры заплатят пошлину 30% с экспортной выручки.
4	НДФЛ	Развитие отрасли ВИЭ предполагает создание новых рабочих мест, с фонда заработной платы которых в бюджет будет поступать НДФЛ.
5	Страховые взносы	Создание новых рабочих мест повлечет за собой перечисление страховых взносов в ПФ РФ, Фонд социального страхования и Фонд обязательного медицинского страхования.
6	Сокращение расходов бюджета на пособия	Создание рабочих мест позволит снизить расходы бюджета на выплату пособий по безработице.
7	Налог на прибыль от отрасли ВИЭ	Налог на прибыль рассчитан исходя из расчетов по конкретным проектам, имеющихся у авторов доклада. Капитальные вложения соответствуют целевым показателям.
8	Арендная плата за землю	Показатель рассчитан исходя из предполагаемых объемов вводов объектов ВИЭ, необходимых площадей земли 2 Га/МВт и стоимости земли около 20000 руб./Га.
9	Плата за пользование водными ресурсами	Показатель рассчитан исходя из предполагаемой выработки электроэнергии объектами малой гидрогенерации и платы за воду 143 руб./МВт*ч.
10	Налог на имущество	Налог составляет 2,2% от стоимости объектов ВИЭ, вычисленной исходя из значений капитальных вложений, полученных в результате конкурсных отборов.
<i>Социальные эффекты</i>		
11	Создание рабочих мест ветер	Исходя из удельных показателей на 1 МВт для различных секторов. Сделано предположение, что создаваемые рабочие места не приведут к перераспределению на рынке труда, так как уровень безработицы
12	Создание рабочих мест солнце	
13	Создание рабочих	

	мест мини-ГЭС	в России на ноябрь 2014 г. составлял 5,2% или 3,9 млн. чел., из которых 0,8 млн. чел. зарегистрированы в государственных учреждениях занятости населения.
14	Создание рабочих мест в смежных отраслях	
Экологические эффекты		
15	Экономия воды	Исходя из объемов вырабатываемой электроэнергии на объектах ВИЭ.
16	Сокращение выбросов CO ₂	
17	Сокращение выбросов окислов азота	
18	Стоимость выбросов CO ₂	Стоимость выбросов получена исходя из гипотезы, что в результате сокращения выбросов, получаемый объем углекислого газа может быть продан на Европейской энергетической бирже по цене 7 евро за тонну. Курс 70 руб./евро.
19	Снижение затрат на экологию	В соответствии с данными исследований, представленных в обзоре Lotte Schleichner «Review of Externality Valuation», 1998. Для целей данной оценки было принято значение 0,019 долл.США/кВт*ч, как базовое для газовых электростанций согласно исследованию «ExternE: Externalities of Energy». Предполагается, что вырабатываемый объектами ВИЭ объем электроэнергии заместит такой же объем электроэнергии газовых станций и тем самым сократит затраты на восстановление экологии.

Исходные предположения, принятые для количественной оценки социально-экономических и экологических эффектов от развития ВИЭ в России представлены в табл. 6.

Таблица 6 – Исходные предположения для оценки эффектов развития ВИЭ в России

Показатель	Значение / Описание	Источник
Экономия	каждые 100 ГВт*ч	Enel Green Power

природного газа (ПГ)	«зеленой» электроэнергии экономят 30 млн.куб.м ПГ	
Экономия воды	каждые 100 ГВт*ч «зеленой» электроэнергии экономят 13,5 млн. куб. м воды	Enel Green Power
Сокращение выбросов CO ₂	каждые 100 ГВт*ч «зеленой» электроэнергии снижают выбросы CO ₂ на 53 тыс. т	Enel Green Power
Сокращение выбросов окислов азота	каждые 100 ГВт*ч «зеленой» электроэнергии снижают выбросы NO на 110 т	Enel Green Power
Экспортная цена ПГ	322,61 долл.США/тыс.куб.м	ЦБ РФ, среднее значение 2014 г.
Экспортная пошлина ПГ	30%	Постановление Правительства РФ от 30.08.2013 г. №754
Рабочие места ветер	2,9 чел/МВт	"The state of renewable energies in Europe", Euroserver. 2010-2012 average values
Рабочие места солнце	9,1 чел/МВт	
Рабочие места мини-ГЭС	1,6 чел/МВт	
Создание рабочих мест в смежных отраслях	4 рабочих места на 1 рабочее место в отрасли ВИЭ	«Обоснование целевых показателей к проекту распоряжения Правительства РФ «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности

		электроэнергетики на основе возобновляемых источников энергии на период до 2020 года»
Средняя зарплата	31071 руб./мес	Росстат
НДФЛ	13 %	Налоговый кодекс РФ
Налог на прибыль	20%	
Налог на имущество	2,2%	
Страховые взносы	34 %	ФЗ от 24.07.2009 № 212-ФЗ (ред. от 29.12.2014)
Минимальное пособие по безработице	850 руб/мес	Постановление Правительства РФ от 17.12.2014 №1382
Стоимость 1 тонны CO ₂	7 евро	European Energy Exchange (Европейская энергетическая биржа), на 19.01.2015 г.
Затраты на мероприятия по экологии	0,019 долл. США/кВт*ч для электростанций, работающих на природном газе	European Commission, (1995d), ExternE: Externalities of Energy. Volume 4: Oil and Gas, EUR 16523 EN, Office for Official Publication of the European Communities, Luxembourg.
Арендная плата за землю	2% от кадастровой стоимости	Постановление от 16.07.2009 г. № 582
Стоимость земли	20 000 руб./Га	ООО «Активити»
Земля под строительство объектов ВИЭ	2 Га/МВт	ООО «Активити»
Плата за пользование водными ресурсами	143 руб./МВт*ч	Проект по строительству МГЭС в Липецкой области, ООО «ИТЦ Горэнергосервис», 2013 г.

Результаты расчетов количественной оценки социально-экономических и экологических эффектов от развития ВИЭ в России представлены в табл. 7.

Таблица 7 – Оценка эффектов от развития ВИЭ в РФ на период 2015-2020 гг.

Показатель	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Всего
<i>Экономические эффекты</i>							
Экономия природного газа, млн. куб. м	329	480	741	1014	1038	1281	4882
Дополнительная экспортная выручка за счет продажи сэкономленного природного газа, млрд. руб.	6,4	9,3	14,3	19,6	20,1	24,8	94,5
<i>Дополнительные поступления в федеральный и региональные бюджеты, ПФ РФ, ФСС РФ, ФОМС</i>							
Экспортная пошлина при продаже ПГ, млрд. руб.	1,9	2,8	4,3	5,9	6,0	7,4	28,3
НДФЛ, млрд. руб.	0,5	0,7	1,0	1,3	1,3	1,5	6,3
Страховые взносы, млрд. руб.	1,3	1,9	2,7	3,3	3,3	3,8	16,4
Сокращение расходов бюджета на пособия, млрд. руб.	0,107	0,155	0,215	0,265	0,269	0,306	1,3
Налог на прибыль от отрасли ВИЭ, млрд. руб.	0,0	0,7	1,9	3,4	5,4	7,4	18,8
Арендная плата за землю, млрд. руб.	0,0003	0,0005	0,0007	0,0009	0,0009	0,0011	0,005
Плата за пользование водными	0,02	0,08	0,08	0,09	0,10	0,10	0,459

ресурсами, млрд. руб.							
Налог на имущество, млрд. руб.	0,7	1,2	1,7	2,1	2,2	2,5	10,4
<i>Социальные эффекты</i>							
Создание рабочих мест ветер	725	725	1450	2175	2175	2900	10150
Создание рабочих мест солнце	1274	1820	2275	2457	2457	2457	12740
Создание рабочих мест мини-ГЭС	104	496	496	564	636	636	2932
Создание рабочих мест в смежных отраслях	8412	12164	16884	20784	21072	23972	10328 8
<i>Экологические эффекты</i>							
Экономия воды, млн. куб. м	148	216	333	456	467	576	2197
Сокращение выбросов углекислого газа, тыс. тонн	581	847	1309	1791	1833	2262	8624
Сокращение выбросов окислов азота, тыс. тонн	1,2	1,8	2,7	3,7	3,8	4,7	17,9
Стоимость выбросов углекислого газа, млрд. руб.	0,3	0,4	0,6	0,9	0,9	1,1	4,2
Снижение затрат на экологию, млрд. руб.	1,2	1,8	2,8	3,9	3,9	4,9	18,5

Выводы

По нашим оценкам, интегральный эффект для экономики России от развития возобновляемой энергетики составит около 200 млрд. руб., из которых более 80 млрд. руб. пойдут напрямую в бюджеты различных

уровней и внебюджетные фонды в виде пошлин, налогов и страховых взносов. Экспортная выручка составит более 90 млрд. руб., а затраты на экологию сократятся на 20 млрд. руб. В отрасли ВИЭ будет создано 25 000 рабочих мест, в смежных отраслях – более 100 000 рабочих мест.

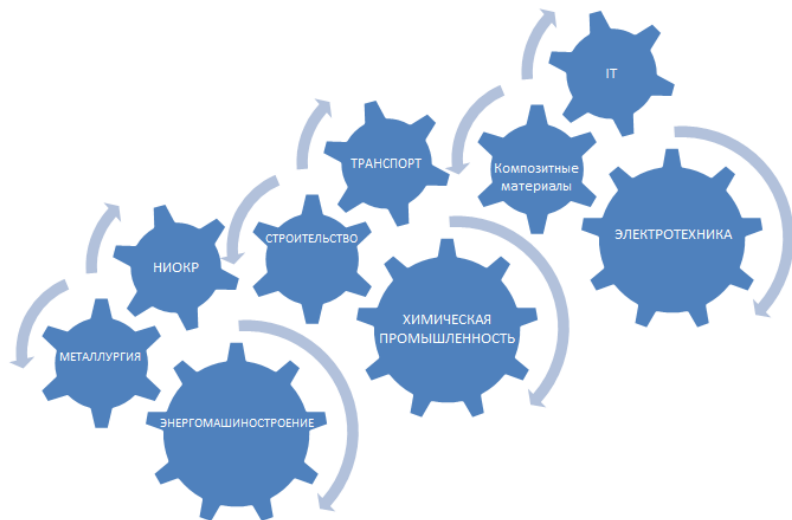


Рисунок 1 – Мультипликативный эффект развития возобновляемой энергетики

Полученные результаты не показывают мультипликативный (рис.1) эффект от развития ВИЭ, предполагающий влияние ВИЭ-отрасли на ВВП России через развитие таких отраслей, как: металлургия, энергомашиностроение, электротехника, силовая электроника, транспорт, телекоммуникации, информационные технологии, новые строительные и конструкционные материалы и др.

Список литературы:

1. Безруких П.П., Безруких П.П. (мл.) Об индикаторах состояния энергетики и эффективности возобновляемой энергетики в условиях экономического кризиса // Вопросы экономики. 2014. №8.
2. Копылов А. Е. Экономика ВИЭ. М.: Грифон, 2015. 364 с.
3. Симанков В.С., Бучацкий П.Ю. Оценка эффективности вовлечения нетрадиционных возобновляемых источников энергии в энергобаланс

- региона // Вестник Адыгейского государственного университета. Сер. Естественно-математические и технические науки. 2012. № 2 (101). С. 123-132.
4. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 861-р от 28.05.2013 г.
 5. Постановление Правительства Российской Федерации № 449 от 28.05.2013 г. «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности».
 6. ООО «Активити» <http://rus-wind.com/>
 7. НП «Совет Рынка» <http://www.np-sr.ru>

АНАЛИЗ ДЕЙСТВУЮЩИХ РАЙОННЫХ ПониЗИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ С УРОВНЕМ ВЫСШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ 35 кВ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ БЕЛГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ

Прасол Д.А., ст. преподаватель
Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова

В энергосистеме Белгородской области встречается большое количество понижительных подстанций с высшим напряжением 35 кВ. Большинство из них являются двухтрансформаторными, хотя встречаются и однострансформаторные подстанции. При этом преобладают подстанции с уровнями напряжения 35 и 10 кВ.

По месту и способу присоединения к электрической сети понижительные подстанции в рассматриваемой энергосистеме являются тупиковыми, ответвительными или проходные. Редко встречаются узловые. При этом преобладают тупиковые подстанции.

В зависимости от места и способа присоединения к электрической сети подстанции разделяются на:

- Тупиковые – питаемые по одной или двум радиальным линиям;
- Ответвительные – присоединяемые к одной или двум проходящим линиям на ответвлениях;
- Проходные – присоединяемые к сети путём захода одной линии с двухсторонним питанием;
- Узловые – присоединяемые к сети не менее чем тремя питающими линиями.

Ответвительные и проходные подстанции объединяют понятием промежуточные, которое определяет размещение подстанции между двумя центрами питания или узловыми подстанциями. Проходные и узловые подстанции, через шины которых осуществляются перетоки мощности между узлами сети, называют транзитными [1].

Среди рассматриваемых подстанций встречаются следующие возможные схемы главных электрических соединений [2]:

- Блок линия-трансформатор с разъединителем (№35-3Н);
- Блок линия-трансформатор с выключателем (№35-3Н);
- Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (№35-4Н);
- Два блока с отделителями и короткозамыкателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (№35-4Н);

- Мостик с выключателями в цепях трансформаторов без ремонтной переемычки (№35-5АН);
- Одна рабочая секционированная разъединителями система шин (№35-9);
- Одна рабочая секционированная выключателями система шин (№35-9);
- Две рабочие системы шин (№110-13).

Чаще других из всех перечисленных схем встречаются схемы мостика с выключателями в цепях трансформаторов без ремонтной переемычки и два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий.

По схеме нормального режима работы энергосистемы Белгородской области был выполнен анализ действующих районных понизительных подстанций с высшим уровнем напряжения 35 кВ.

В энергосистеме Белгородской области насчитывается 136 действующих понизительных районных подстанций с уровнем высшего напряжения 35 кВ. Из них 22 подстанции – 35/6 кВ, 2 подстанции с двумя разными уровнями низшего напряжения – 6 и 10 кВ, и 112 подстанций – 35/10 кВ (таблица 1).

Таблица 1 – Уровни напряжений на подстанциях

Уровни напряжений на подстанции	35/6 кВ	35/(6; 10) кВ	35/10 кВ
Количество подстанций, шт.	22	2	112



Рисунок 1 – Соотношение подстанций с различными уровнями напряжения

Наиболее распространенными схемами подстанций являются схемы мостика с выключателями в цепях трансформаторов без ремонтной перемычки и два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (таблица 2).

Таблица 2 – Схемы главных электрических соединений на подстанциях

Схема подстанции	Блок линия-трансформатор с разъединителем (№35-3Н)	Два блока с выключателями (отделителями и короткозамыкателями) и неавтоматической перемычкой со стороны линий (№35-4Н)	Две рабочие системы шин (№110-13)	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов без ремонтной перемычки (№35-5АН)	Одна рабочая несекционированная система шин (№35-9)	Одна рабочая секционированная система шин (№35-9)
Количество подстанций, шт.	16	19	2	72	4	23

Таким образом, наиболее распространенной схемой, составляющей 53 % от общего количества подстанций, является схема мостика с выключателями в цепях трансформаторов без ремонтной перемычки. Примером применения такой схемы на практике может служить, например, подстанция «Венгеровка» 35/10 кВ (рисунок 3). При этом в нормальном режиме выключатель в перемычке отключен, трансформаторы работают отдельно, подстанция питается по двум тупиковым линиям протяженностью 13,4 и 9,385 км соответственно и является тупиковой [4]. В данной схеме количество выключателей (3) меньше числа присоединений (4), поэтому схема относится к упрощенным схемам, в частности это схема мостика [3].

Схемы подстанций

- Блок линия-трансформатор с разъединителем (№35-3Н)
- Два блока с выключателями (отделителями и короткозамыкателями) и неавтоматической перемычкой со стороны линий (№35-4Н)
- Две рабочие системы шин (№110-13)
- Мостик с выключателями в цепях трансформаторов без ремонтной перемычки (№35-5АН)
- Одна рабочая несекционированная система шин (№35-9)
- Одна рабочая секционированная система шин (№35-9)

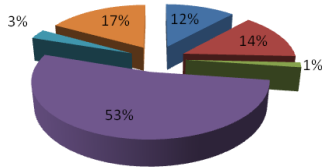


Рисунок 2 – Соотношение различных схем подстанций

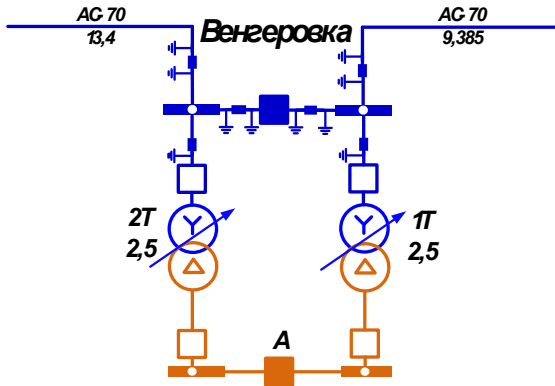


Рисунок 3 – Пример тупииковой подстанции со схемой мостика

Кроме этого, в энергосистеме Белгородской области встречаются проходные подстанции, также выполненные по схеме мостика. В этом случае выключатель в перемычке (мостике) включен и по ней

осуществляется транзит мощности. Примером применения такой подстанции может служить подстанция «Головчино» 35/10 кВ (рисунок 4).

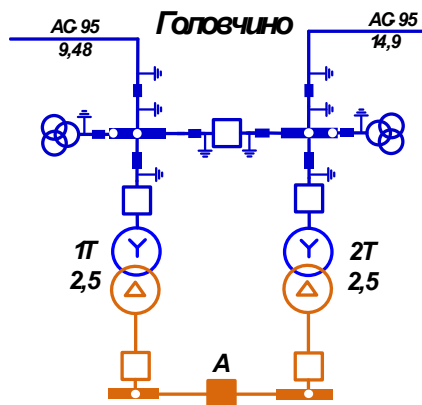


Рисунок 4 – Пример проходной подстанции со схемой мостика

У такой подстанции в нормальном режиме выключатель в переключке включен, трансформаторы работают совместно, по переключке осуществляется транзит мощности, подстанция питается по двум линиям протяженностью 9,48 и 14,9 км соответственно и является проходной.

Список литературы:

1. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций. М.: Энергия, 2002. 344 с.
2. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35–750 кВ. Типовые решения – Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» 2007 г.
3. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К., Чиркова Т.В.. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: Академия. 2013.
4. Прасол Д.А., Нестеров С.А.. Проверочный расчет установившегося режима работы вариантов реконструкции типовой районной подстанции «Сельская» 35/10 кВ в Белгородской области // Электротехнические комплексы и системы: материалы всероссийской научно-практической конференции, посвященной 110-летию А.М. Бамдаса. Уфа: Уфимск. гос. авиац. техн. ун-т, 2015. С. 33-37.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ НЕСИНУСОИДАЛЬНОСТИ В ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ РУДНИЧНЫХ СЕТЯХ

Прасол Д.А., ст. преподаватель

*Белгородский государственный технологический
университет им. В.Г. Шухова*

На предприятиях горнорудной промышленности для доставки руды и людей используются скиповые и клетьевые подъемы. В качестве электроприводов таких установок нашли применение регулируемые привода постоянного тока, построенные по принципу тиристорный преобразователь – двигатель постоянного тока с независимым возбуждением (ТП-Д). Электропривода по системе ТП-Д относятся к электроприемникам с нелинейными вольтамперными характеристиками, поэтому обеспечение электромагнитной совместимости систем ТП-Д с высоковольтной рудничной сетью является актуальной задачей. В работе представлена экспериментальная оценка показателей электромагнитной совместимости в высоковольтных рудничных сетях на примере одной секции трансформаторной подстанции, питающей скиповую подъемную установку рудодобывающего предприятия.

Несинусоидальность напряжения характеризуется показателями КЭ определяемыми по ГОСТ 32144-2013, относящимися к гармоническим составляющим напряжения [1]:

– значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения до 40-го порядка $K_{U(n)}$ в процентах напряжения основной гармонической составляющей $U_{(1)}$ в точке передачи электрической энергии;

– значение суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения (отношения среднеквадратического значения суммы всех гармонических составляющих до 40-го порядка к среднеквадратическому значению основной составляющей) K_U , % в точке передачи электрической энергии.

Нормы указанных показателей качества приводятся в таблицах 1-5 [1].

Целью проведения эксперимента является определение в течение трёх суток значений следующих электрических параметров на стороне высшего напряжения второй секции шин трансформаторной

подстанции РП-6 кВ здания подъемных машин, обеспечивающей электроснабжение электропривода скиповой подъемной установки:

1. U_I – значение (действующее) основной гармонической составляющей напряжения, В, кВ.

2. I – действующее значение тока, А, кА.

3. K_U – суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения, %.

4. $K_{U(n)}$ – коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения, % U_I .

5. K_I – суммарный коэффициент гармонических составляющих тока, %.

6. $K_{I(n)}$ – коэффициент n-ой гармонической составляющей тока, %.

Место проведения измерений: РУ-6 кВ, ячейка ввода второй секции шин, ячейка трансформатора напряжения, скиповая подъемная установка (рисунок 1).

Измерения проводились сертифицированным прибором «Энергомонитор - 3.3Т1», аналогично методике представленной в работе [2]. Показания снимались со вторичных цепей трансформатора тока вводной цепи второй секции шин трансформаторной подстанции. Коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока $K_{тгА} = 6000/5$, коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения $K_{тгВ} = 6000/100$.

Измерения параметров проводились с временным интервалом равным одной минуте [3].

Результаты измерений значений основных гармонических составляющих напряжений и токов в фазе А, значений суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжений и токов в фазе А представлены в таблице 1. Значения коэффициентов наиболее выраженных нечётных гармонических составляющих напряжений фазы А представлены в таблице 2.

Максимальные измеренные значения коэффициентов гармонических составляющих напряжений приведены в таблице 3.

На рисунке 2 представлена зависимость изменения значений токов в фазах А и С от времени.

На рисунке 3 представлена гистограмма значений суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжений в фазах А и С.

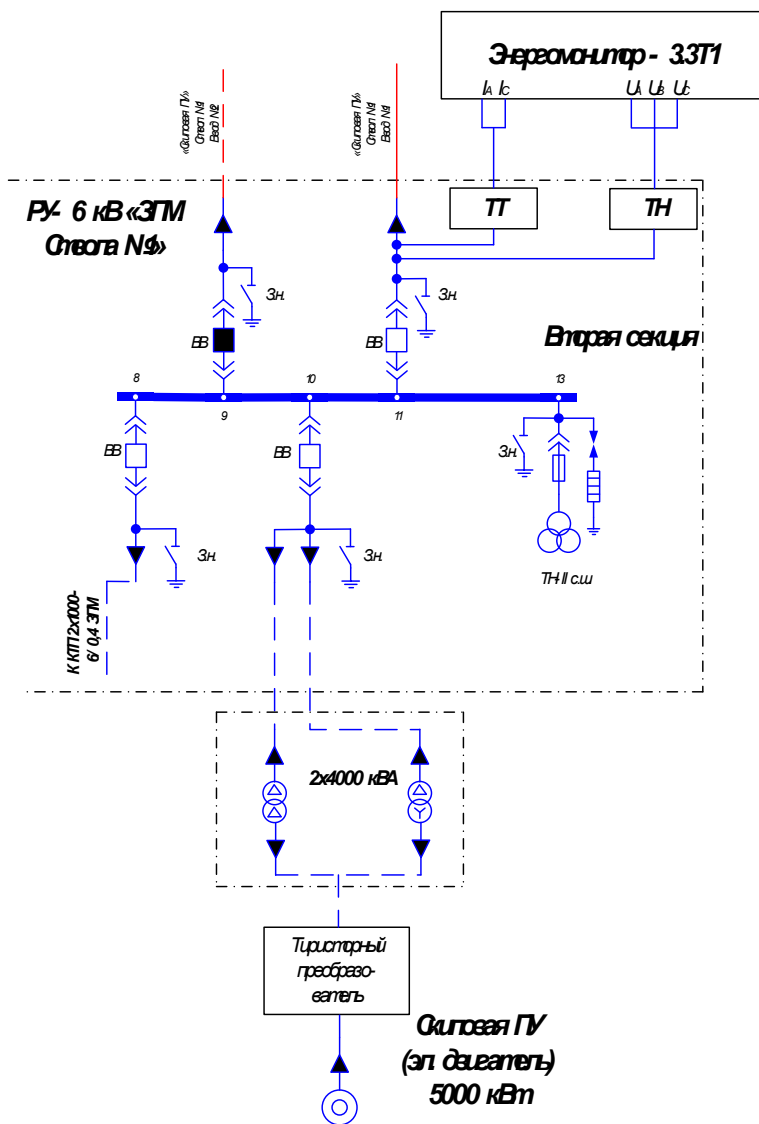


Рисунок 1 – Схема второй секции шин РУ-6 кВ «ЗПМ. Ствола №1» и место подключения прибора «Энергомонитор 3.3Т1»

Таблица 1 – Значения основных гармонических составляющих напряжений и токов в фазе А, значения суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжений и токов в фазе А

Время	I_A, A	$I_{A(1)}, A$	$K_{I_{A5}}, \%$	$U_{A(1)}, B$	$K_{U_{A5}}, \%$
23.08.2016 17:15	2163,72	2150,88	9,14	3412,85	9,21
23.08.2016 17:24	2156,16	2130,96	9,24	3403,21	9,2
23.08.2016 17:28	2355,36	2359,56	7,57	3394,58	8,93
23.08.2016 17:33	2335,8	2313,84	8,58	3390,43	9,67
23.08.2016 17:36	2751,6	2745,72	8,09	3358,7	11,07
23.08.2016 17:44	2752,68	2733,6	8,06	3369,93	11,1
23.08.2016 17:50	2646,96	2633,4	8,02	3375,47	10,54
23.08.2016 17:55	2496,96	2471,76	8,57	3379,55	10,26
23.08.2016 17:58	2473,56	2465,64	7,68	3393,37	9,58
23.08.2016 18:06	2491,32	2486,16	7,76	3391,76	9,66
23.08.2016 18:14	2801,04	2793	8,15	3367,59	11,32
23.08.2016 18:23	2626,68	2611,44	7,95	3397,52	10,18
23.08.2016 18:26	2738,4	2725,56	8,03	3392,86	10,7
23.08.2016 18:37	2428,2	2407,8	8,81	3419,84	9,98
23.08.2016 18:41	2782,08	2773,92	8,1	3404,07	11

Таблица 2 – Значения коэффициентов наиболее выраженных нечётных гармонических составляющих напряжения фазы А

Время	$K_{U_{A(5)}}, \%$	$K_{U_{A(11)}}, \%$	$K_{U_{A(13)}}, \%$	$K_{U_{A(23)}}, \%$	$K_{U_{A(25)}}, \%$	$K_{U_{A(35)}}, \%$	$K_{U_{A(37)}}, \%$
23.08.2016 17:15	1,55	3,89	3,57	3,21	3,38	2,79	3,75
23.08.2016 17:24	1,63	3,87	3,54	3,2	3,35	2,81	3,72
23.08.2016 17:28	1,6	4,05	3,45	3,31	3,29	2,87	3,63
23.08.2016 17:33	1,76	4,09	3,64	3,42	3,55	3,12	4,11
23.08.2016 17:36	1,66	4,91	4,42	4,02	4,22	3,46	4,65
23.08.2016 17:44	1,58	4,89	4,3	4,11	4,19	3,69	4,79
23.08.2016 17:50	1,65	4,69	4,11	3,9	3,96	3,48	4,46
23.08.2016 17:55	1,67	4,49	3,98	3,75	3,78	3,34	4,21
23.08.2016 17:58	1,49	4,24	3,7	3,49	3,62	3,03	4,1
23.08.2016 18:06	1,66	4,37	3,73	3,63	3,57	3,25	3,95

Окончание таблицы 2

23.08.2016 18:14	1,71	4,99	4,47	4,1	4,33	3,56	4,81
23.08.2016 18:23	1,53	4,64	4,02	3,84	3,8	3,39	4,11
23.08.2016 18:26	1,61	4,85	4,22	3,99	4,02	3,51	4,35
23.08.2016 18:37	1,81	4,23	3,84	3,45	3,71	3,03	4,18
23.08.2016 18:41	1,69	4,95	4,33	4,09	4,15	3,66	4,56

Как видно из результатов эксперимента наиболее выраженными являются гармонические составляющие напряжения нечетного порядка, при этом преобладают 11, 13, 21, 23, 25, 27, 33, 35, 37 гармоники. Значения коэффициентов гармонических составляющих перечисленных гармоник принимают достаточно высокие значения (см. таб. 3).

Таблица 3 – Максимальные измеренные значения коэффициентов гармонических составляющих напряжений

Порядок гармонической составляющей n	Максимальное измеренное значение коэффициента гармонической составляющей напряжения фазы А	Максимальное измеренное значение коэффициента гармонической составляющей напряжения фазы С	Значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения $K_{U(n)}$, %, для напряжения электрической сети 6-25 кВ	
			В течение 95% времени	В течение 100% времени
11	4,99	4,5	2	3
13	4,47	3,5	2	3
15	0,42	0,34	0,3	0,45
17	0,38	0,16	1,5	2,25
19	0,19	0,33	1	1,5
21	0,56	0,5	0,2	0,3
23	4,11	4,17	1	1,5
25	4,33	3	1	1,5
27	0,72	0,54	0,2	0,3
29	0,57	0,23	1	1,5
31	0,26	0,57	1	1,5
33	0,76	0,69	0,2	0,3
35	3,69	4,09	1	1,5
37	4,81	3,16	1	1,5

Максимальные значения суммарных коэффициентов искажения синусоидальности кривой напряжения в фазах А и С составляют $K_{U_A} = 11,32\%$ и $K_{U_C} = 9,6\%$ соответственно и представляют собой достаточно высокие значения.

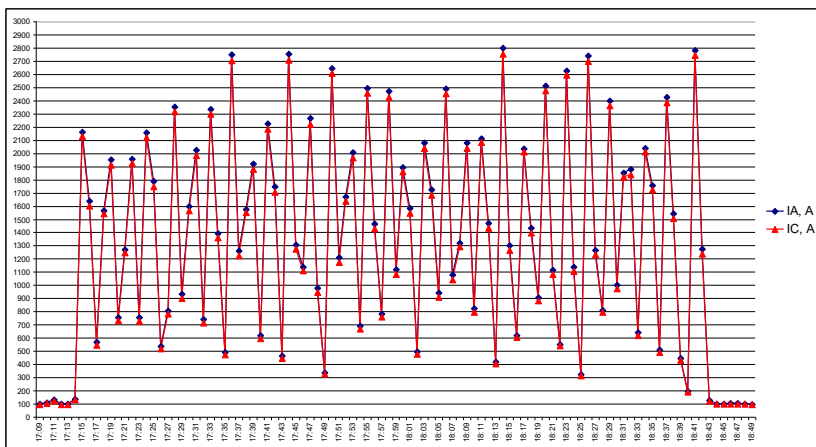


Рисунок 2 – Зависимость изменения значений токов в фазах А и С от времени

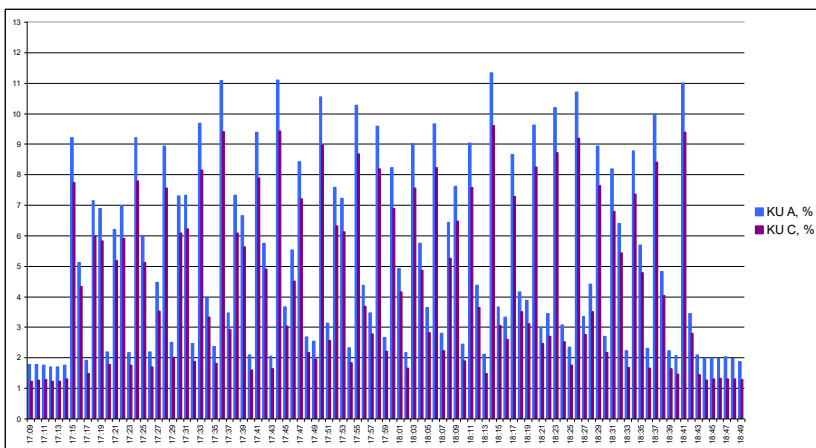


Рисунок 3 – Гистограмма значений суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжений

Экспериментальная оценка показателей несинусоидальности в высоковольтных рудничных сетях показывает, что при работе электропривода скиповой подъемной установки значения коэффициентов гармонических составляющих 11, 13, 21, 23, 25, 27, 33, 35, 37 гармоник колеблются в достаточно высоких пределах. Значения

суммарных коэффициентов искажения синусоидальности кривой напряжения в фазах А и С также принимают высокие значения.

Это свидетельствует о том, что установленная система электропривода тиристорный преобразователь – двигатель постоянного тока с независимым возбуждением (ТП-Д) вносит значительные искажения в синусоидальность напряжений и токов рудничных систем электроснабжения.

Список литературы:

1. ГОСТ 32144 – 2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2014. 16 с.
2. Авербух М.А., Жилин Е.В. О потерях электроэнергии в системах индивидуального жилищного строительства // Энергетик. 2016. №6.
3. Авербух М.А., Лимаров Д.С., Коржов Д.Н. Оценка высших гармоник в сетях с частотным крановым электроприводом // Энергетик. 2015. №5.

РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО СТЕНДА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ БИОГАЗА

Сулов Д.Ю., канд. техн. наук, доц.,

Седых П.С., магистрант

*Белгородский государственный технологический
университет им. В.Г. Шухова*

В настоящее время в Российской Федерации наблюдается развитие сельскохозяйственного сектора [1...2]. Это привело к увеличению количества животноводческих и птицеводческих предприятий, нуждающихся в стабильном энергообеспечении. При этом основным видом топлива является природный газ, позволяющий предприятиям вести эффективную хозяйственную деятельность [3].

Одним из перспективных методов энергоснабжения сельскохозяйственных комплексов является применение биогазового топлива, получаемого при переработке органических отходов [4]. Необходимо отметить, что количество и качество выделяемого биогаза зависит от состава исходного субстрата, состоящего в основном из животноводческих и птицеводческих отходов. Следовательно, актуальным является проведение исследований по изучению зависимости выхода биогаза от состава исходного субстрата. Процесс изучения свойств биогаза неразрывно связан с необходимостью проведения экспериментальных исследований, которые в свою очередь требуют наличия лабораторной установки.

Разработан экспериментальный стенд для исследования процесса получения биогаза, принципиальная схема которого представлена на рисунке 2.

Ниже представлены описание элементов и принцип работы экспериментального стенда.

Основным элементом данной схемы является герметичная бродильная емкость для получения биогаза 1, содержащая исследуемый тип субстрата. Емкость расположена в бродильной ванне 2, которая содержит теплоизолирующий слой 3. Ванна наполняется водой 4, и, в зависимости от требуемого температурного режима, обеспечивается её нагрев до заданных значений. За поддержание необходимой температуры отвечает терморегулятор 5 и система подогрева бродильной ванны 6. Биогаз 7, полученный в ходе эксперимента, после открытия запорной арматуры 8 поступает по биогазопроводу 9 в специальный пакет для сбора 10, где накапливается до конца процесса

сбраживания. По окончании эксперимента полученный биогаз при помощи компрессора 11 подается на газоанализатор 12, где происходит исследование и фиксация его состава. Далее биогаз проходит через объемный счетчик, где определяется его реальный объем, после чего при необходимости подается в склянку Дрекселя, где возможно произвести его осушение, очищение либо анализ объема углекислого газа.

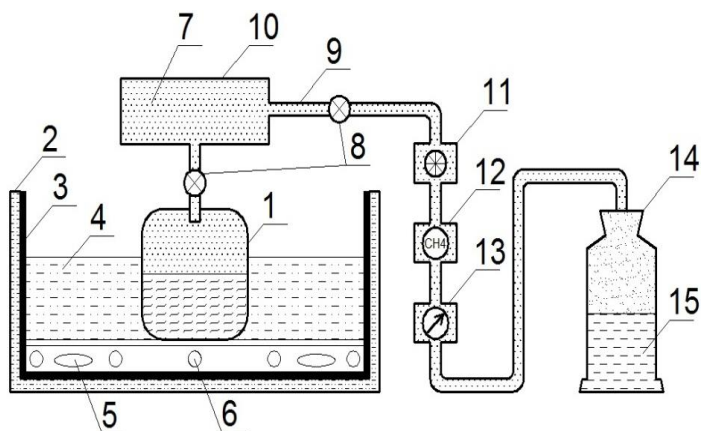


Рисунок 1 – Принципиальная схема экспериментального стенда:
 1 – бродительная емкость; 2 – бродительная ванна; 3 – теплоизоляция; 4 – вода;
 5 – датчик температуры; 6 – система подогрева; 7 – биогаз; 8 – запорная
 арматура; 9 – биогазопровод; 10 – газгольдер; 11 – компрессор для перекачки
 биогаза; 12 – газоанализатор; 13 – газовый счетчик; 14 – склянка Дрекселя;
 15 – используемый реагент

На данной экспериментальной установке планируется проведение исследований процесса получения биогаза при анаэробной ферментации органических отходов свиноводческих и птицеводческих комплексов, а также отходов мясоперерабатывающего предприятия.

При проведении экспериментальных исследований подлежат измерению следующие величины:

- масса и влажность исходного субстрата;
- объем полученного биогаза;
- состав биогаза.

Для определения массы и влажности исходного сырья использовались лабораторные электронные весы NVT6401/2 и

сушильный шкаф ШС-80-01, общий вид и технические характеристики которых представлены на рисунках 2, 3 и в таблице 1.



Рисунок 2 – Лабораторные весы NVT6401/2



Рисунок 3 – Сушильный шкаф ШС-80-01

Таблица 1 – Технические характеристики лабораторных весов NVT6401/2

Характеристика	Значение
Объем рабочей камеры, л	80
Диапазон рабочих температур, °С	50...200
Временные температурные колебания, °С	±2
Точность, °С	1
Отклонения температуры от заданной по объему камеры,	10
Время нагрева до максимальной температуры, мин, не более °С	30
Напряжение питания, В	220 ± 10%
Частота, Гц	50 ± 1
Установленная мощность, кВт	1,6
Время непрерывной работы, ч, не менее	16
Габаритные размеры, мм	680x626x603
Масса, кг, не более	45

Для определения объема полученного биогаза используется барабанный счетчик газа Ritter TG-3 (рис. 4)



Рисунок 4 – Газовый барабанный счетчик Ritter TG-3

К основным преимуществам данного счетчика можно отнести высокую точность измерений и возможность работы с агрессивными и инертными газами. Газовые счетчики RITTER барабанного типа работают по принципу вытеснения. Внутри счетчика расположен вращающийся измерительный механизм (измерительный барабан), находящийся в рабочей жидкости. Измерительный барабан измеряет объем за счет периодического заполнения и опорожнения четырех жестких измерительных камер.

Проведение запланированных исследований на разработанном экспериментальном стенде позволит установить зависимости выхода биогаза от состава перерабатываемого субстрата.

Список литературы:

1. Государственная программа развития сельского хозяйства и регулирования рынков сельскохозяйственной продукции, сырья и продовольствия на 2013-2020 годы.
2. Альтернативная энергетика. Предприятия АПК Белгородской области – база для развития альтернативной энергетики: [Электронный ресурс] // Белгородский институт альтернативной энергетики, 2012-2016. URL: http://www.altenergo-nii.ru/docs/APK_baza.pdf (Дата обращения: 25.04.2016).
3. Суслов Д.Ю. Разработка системы газоснабжения сельскохозяйственного предприятия с использованием биогаза // Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова. 2014. №4. С. 183-186.
4. Евстигнев М.А., Ильина Т.Н. Особенности сырьевой базы Белгородской области для производства биогаза // Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова. 2013. № 5. С. 170-173.

О ЗАВИСИМОСТИ ОТОПИТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКИ ЗДАНИЯ ОТ ЕГО ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Трубаев П.А., д-р техн. наук, доц.,
Гришко Б.М., ст. преподаватель
*Белгородский государственный технологический
университет им. В.Г. Шухова*

Энергоэффективность зданий, строений, сооружений определяется удельными затратами на их отопление, которые зависят от двух факторов [1, 2]:

- конструктивного, определяемого конструкцией здания и материалами, из которых оно выполнено;
- режимного, определяемого соответствием объема теплоты, фактически подаваемой в здании, необходимого количеству [3].

В работе рассматривается зависимость между расчетным (проектным) расходом теплоты на топления зданий с удельным расходом тепловой энергии на топление и вентиляцию.

Тепловой баланс здания можно представить в виде (рис. 1):

$$Q = Q_{\text{ст}} + Q_{\text{окн}} + Q_{\text{кр}} + Q_{\text{под}} + Q_{\text{вент}} - Q_{\text{инс}} - Q_{\text{вн}}, \quad (1)$$

где Q – расход тепловой энергии на отопление; $Q_{\text{ст}}$ – потери теплоты через стены; $Q_{\text{окн}}$ – потери теплоты через окна и двери; $Q_{\text{кр}}$ – потери теплоты через чердачное перекрытие или совмещённую с перекрытием крышу; $Q_{\text{под}}$ – потери теплоты через подвал или пол; $Q_{\text{вент}}$ – потери теплоты с вентиляцией; $Q_{\text{инс}}$ – поступление теплоты от солнечной радиации; $Q_{\text{вн}}$ – внутренние тепловыделения в здании от людей, электроприборов, освещения.

Потери теплоты через стены $Q_{\text{ст}}$, окна и двери $Q_{\text{окн}}$, чердачное перекрытие или совмещённую с перекрытием крышу $Q_{\text{кр}}$, через подвал или пол $Q_{\text{под}}$ определяются по уравнениям теплопроводности в стационарных условиях:

$$q = -\lambda \frac{\partial t}{\partial x}, \quad (2)$$

где q – тепловой поток, Вт/м²; λ – теплофизическая характеристика строительного материала – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К),

который обратно пропорционален теплозащитным свойствам материала; t – температура, К (°С); x – координата, м.

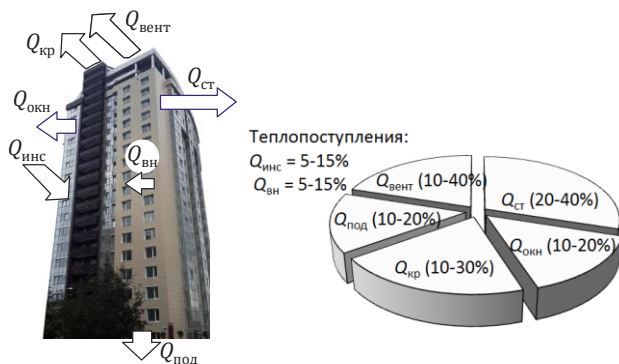


Рисунок 1 – Тепловой баланс здания

В строительной теплофизике используется понятие сопротивления теплопередаче (термического сопротивления) R , $\text{м}^2 \cdot \text{К} / \text{Вт}$, которое прямо пропорционально теплозащитным свойствам и определяется через коэффициент теплопроводности λ и толщину слоя δ , м:

$$R = \delta / \lambda. \quad (1)$$

Для многослойной ограждающей конструкции её сопротивление теплопередаче имеет вид:

$$R = 1 / \alpha_n + \sum \delta_i / \lambda_i + 1 / \alpha_v, \quad (4)$$

где α_n – коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности ограждающей конструкции в окружающую среду, $\text{Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К})$; α_v – коэффициент теплоотдачи к внутренней поверхности ограждающей конструкции от внутреннего объёма помещения, $\text{Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К})$; δ_i , λ_i – толщина, м, и коэффициенты теплопроводности, $\text{Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К})$ слоёв.

В нормативных документах имеются ряд поправочных коэффициентов и методики расчётов сопротивления теплопередаче для:

- учёта неоднородности ограждающих конструкций;
- определения термического сопротивления чердаков, подвалов, подпольев, покрытий и перекрытий над проездами (арками);
- вентилируемых воздушных прослоек.

Для светопрозрачных конструкций (окон, витражей балконных дверей, фонарей), в которых осуществляется сложный процесс

теплопередачи, включающий конвекцию, теплопроводность и излучение, приведённое сопротивление теплопередаче принимается по справочным данным или результатам испытаний в лаборатории, приведённым в сертификатах на продукцию.

Для здания согласно нормативной литературе определяется приведённый коэффициент теплопередачи через наружные ограждающие конструкции здания (трансмиссионный коэффициент теплопередачи), $k_{пл}$, Вт/(м²·К) или $k_{об}$ Вт/(м³·К):

$$k_{пл} = \frac{1}{A} \sum n_i \frac{A_i}{R_i}; k_{об} = K_k k_{пл}, \quad (5)$$

где A – сумма площадей всех элементов наружных ограждений оболочки здания (стен, окон, чердачных и подвальных перекрытий и др.), м²; A_i и R_i – площадь элементов и их приведённое термическое сопротивление; n_i – коэффициент, учитывающий отличие внутренней или наружной температуры у элемента конструкции от принятых внутренней или наружной температуры здания, обычно учитывается только для чердачных и подвальных перекрытий; K_k – коэффициент компактности здания (отношение общей площади внутренней поверхности наружных ограждающих конструкций здания A к заключённому в них отапливаемому объёму $V_{от}$).

Потери теплоты с воздухом системы вентиляции определяются по объёму воздуха, выходящего из здания, и разности температур между воздухом внутри помещения и наружным. Для расчёта объёма воздуха могут использоваться следующие способы:

- по нормативной кратности воздухообмена в здании (помещениях);
- по проектной производительности системы принудительной приточно-вытяжной вентиляции;
- по результатам замеров фактического расхода воздуха в системе вентиляции.

По полученному расходу воздуха определяется удельная вентиляционная характеристика здания $k_{вент}$, Вт/(м³·К), имеющая одну размерность с приведённым (трансмиссионным) коэффициентом теплопередачи $k_{об}$. Как правило значение $k_{вент}$ составляет 20-50% от величины $k_{об}$.

Бытовые теплопоступления и поступления теплоты с солнечной радиацией также учитываются с помощью удельных характеристик. Удельная характеристика внутренних тепловыделений здания $k_{вн}$,

Вт/(м³·К) определяется по количеству людей и тепловыделяющего оборудования, находящихся внутри здания. Для жилых зданий используются усреднённые показатели тепловыделений на 1 м² площади $q_{\text{вн}}$, составляющая 10-17 Вт/м². Пересчет удельных внутренних тепловыделений производится по выражению:

$$k_{\text{вн}} = q_{\text{вн}} A / (V_{\text{от}} \Delta t) = q_{\text{вн}} K_{\text{к}} / \Delta t, \quad (6)$$

где Δt – средняя разность температур между внутренним и наружным воздухом за отопительный период.

Удельная характеристика теплопоступлений в здание от солнечной радиации $k_{\text{инс}}$ определяется по приведённой в нормативной литературе средней за отопительный период величине солнечной радиации при действительных условиях облачности, с учётом ориентации по четырём направлениям. Поступление за отопительный период определяется по выражению:

$$Q_{\text{рад}} = \tau_1 \tau_2 \sum A_{\text{ост } i} I_i, \quad (7)$$

где $Q_{\text{рад}}$ – теплопоступления, МДж; τ_1, τ_2 – коэффициенты, учитывающие проникание радиации через светопрозрачные конструкции и затенение проемов непрозрачными элементами; $A_{\text{ост } i}$ – площадь светопрозрачных конструкций, ориентированных на i -ю сторону света, м²; I_i – поток суммарной солнечной радиации, приходящей за отопительный период вертикальные поверхности при действительных условиях облачности, МДж/м².

Так как для жилых домов как правило остекление по противоположно расположенным фасадам симметричное, то общее поступление от радиации можно определить как среднее между поступлением радиации через каждый фасад. Анализируя климатические данные г. Белгорода (рис. 2) можно заключить, что это среднее значение для противоположных фасадов, ориентированных на разные стороны света, практически одинаковы. Это подтверждает и анализ данных солнечной радиации для 19 населенных пунктов, приведенных в работе [4]. Поэтому при расчете теплопоступлений для типовых зданий может быть использовано усредненный поток суммарной солнечной радиации и коэффициент остекленности зданий, и выражение (7) может быть записано в следующем виде:

$$Q_{\text{рад}} = \tau_1 \tau_2 k_{\text{ост}} A I_{\text{ср}}, \quad (8)$$

Пересчет на удельные значения производится по выражению:

$$k_{\text{инс}} = 11,6 Q_{\text{рад}} / (V_{\text{от}} \Delta t N_{\text{он}}) = 11,6 \tau_1 \tau_2 K_{\text{к}} k_{\text{ост}} I_{\text{ср}} / (\Delta t N_{\text{он}}), \quad (9)$$

где $N_{\text{он}}$ – длительность отопительного периода, сут.

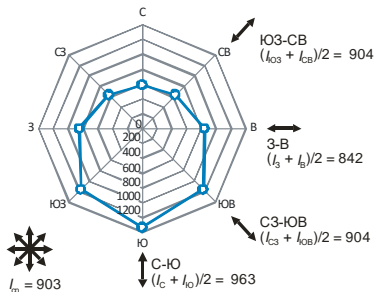


Рисунок 2 – Поток суммарной солнечной радиации, приходящей за отопительный период вертикальные поверхности при действительных условиях облачности для условий г. Белгород, МДж/м² (ТСН 23-310-2000)

Таблица 1 – Усредненный поток суммарной солнечной радиации, приходящей за отопительный период вертикальные поверхности при действительных условиях облачности

Населенный пункт	$I_{\text{ср}}$, МДж/м ²	Отклонение среднего значения для двух противоположных сторон света от $I_{\text{ср}}$		
		С–Ю	В–З	СЗ–ЮВ; ЮЗ–СВ
Александровское (Томская обл.)	1050	106%	94%	100%
Архангельск	777	102%	97%	100%
Астрахань	719	115%	86%	99%
Белгород	878	98%	96%	103%
Волгоград	654	112%	89%	99%
Ершов (Саратовская область)	858	112%	89%	100%
Иркутск	1213	108%	92%	100%
Краснодар	494	113%	88%	99%
Курск	668	110%	90%	100%
Махачкала (Дагестан)	560	110%	90%	100%
Москва	684	108%	93%	100%

Населенный пункт	I_{cp} , МДж/м ²	Отклонение среднего значения для двух противоположных сторон света от I_{cp}		
		С–Ю	В–З	СЗ–ЮВ; ЮЗ–СВ
Нижний Новгород	666	108%	93%	100%
Охотск (Хабаровский край)	1601	107%	92%	101%
Пятигорск (Ставропольский край)	756	112%	89%	99%
Самара	744	111%	90%	100%
Сковородино (Амурская обл.)	1510	106%	102%	96%
Сочи (Краснодарский край)	355	119%	83%	99%
Хабаровск	1278	114%	88%	99%
Чита	1396	111%	90%	100%

Расчётная удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания, $q_{от}$, Вт/(м³·К) согласно нормативной литературе (СП 50.13330.2012) следует определять по формуле:

$$q_{от} = [k_{об} + k_{вент} - (k_{вн} + k_{инс})k_1] k_2, \quad (10)$$

где k_1 – коэффициенты, учитывающие тепловую инерцию ограждающих конструкций и эффективность авторегулирования подачи теплоты в системах отопления; k_2 – коэффициенты, учитывающие дополнительные потери и снижение теплопотребления жилых зданий при наличии поквартирного учёта тепловой энергии на отопление.

Из выражения (10) можно выделить две части – зависящую и не зависящую от величины Δt

$$q_{от} = (k_{об} + k_{вент}) k_2 - K_K / \Delta t (q_{вн} + 11,6 \tau_1 \tau_2 k_{ост} I_{cp} / N_{on}) k_1 k_2. \quad (11)$$

Вторая часть выражения для заданных климатических условий и условий эксплуатации здания будет постоянной. Поэтому, например, что бы снизить удельный расход на отоплении в здании в два раз в условиях средней полосы России, где теплопоступления составляют примерно 20% от потерь через ограждающие конструкции и с вентиляцией, достаточно уменьшить теплопотери на 40%, то для северных регионов, где теплопоступления составляют 10%, потери необходимо снижать уже на 45%.

Список литературы:

1. Дёгтев И.А., Лаврик Г.И. Малоэтажное эколого-экономичное жилище для массового строительства в условиях Белгородчины // Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова. 2008. № 1. С. 32-34.
2. Куцев Л.А., Дронова Г.Л. Пути снижения энергозатрат в жилищно-коммунальном хозяйстве // Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова. 2008. № 2. С. 24-25.
3. Белоусов А.В., Кошлич Ю.А., Гребеник А.Г. Модель распределения изменяющихся климатических параметров // Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова. 2016. № 1. С. 116-120.
4. Малявина Е.Г. Теплопотери здания: справочное пособие. М.: АВОК-Пресс, 2011. 144 с.

ПЕРЕСЧЕТ РАСХОДА ТЕПЛОТЫ ДЛЯ ОТОПЛЕНИЯ НА СОПОСТАВИМЫЕ УСЛОВИЯ

**Трубаев П.А., д-р техн. наук, доц.,
Гришко Б.М., ст. преподаватель**
*Белгородский государственный технологический
университет им. В.Г. Шухова*

Одним из методов повышения энергоэффективности зданий является br[утепление, производимое во время капитального ремонта [1–4].

В 2015 г. в г. Белгороде и Белгородском районе был произведён капитальный ремонт ряда многоквартирных жилых домов. В составе выполняемых работ было предусмотрено утепление наружных стен с использованием материала Izovol плотностью 150 кг/м³ и толщиной 80 мм. Так как большинство отремонтированных зданий были небольшой площади, приборы учета теплоты были установлены только на зданиях площадью более 300 м². Целью работы было определение удельного расхода теплоты на отопление [5] и класса энергосбережения зданий на основании показаний приборов учета.

Так как имелись данные не за весь отопительный сезон, при определении удельного расхода теплоты на отопление использовался расчётный период хб], указанный в табл. 1.

Таблица 1 – Климатические параметры

Адрес	Отопительный сезон (расчетный период)				Температура в помещении, °С	ГСОП расчетного периода
	начало (2015 г.)	конец (2016 г.)	Продолжительность, сутки	Средняя температура, °С		
г. Белгород, ул. Щорса, д. 5	08.10	26.02	142	-0,7	25,6	3734,6
г. Белгород, ул. Костюкова д. 22	09.10	26.02	141	-0,7	23,4	3402,8
г. Белгород, ул. Мокроусова, д. 3	09.10	26.02	141	-0,7	21,9	3186,6
г. Белгород, пр. Славы, д. 76/9	08.10	26.02	142	-0,7	26,2	3819,8
п. Северный, ул. Олимпийская, д. 3	09.10	20.01	104	-0,1	24	2506,4
п. Северный, ул. Олимпийская, д. 2	01.11	20.01	81	-1,1	24	2033,1
п. Северный, ул. Олимпийская, д. 1	01.11	20.01	81	-1,1	24	2033,1
г. Белгород, ул. Попова, д. 68а	08.10	26.02	142	-0,7	26	3791,4
г. Белгород, ул. Некрасова, д. 30	01.10	26.02	149	-0,2	23,8	3576
г. Белгород, ул. Садовая, д. 67	01.10	26.02	149	-0,2	23,8	3576

Градусо-сутки расчётного периода определялись по его продолжительности, температуре внутри здания, определённой при проведении замеров, и средней фактической температуре наружного воздуха в рассматриваемый период.

На рис. 1 представлены значения расхода теплоты на отопления за месяц по приборам учета и расчетная отопительная нагрузка здания.

В большинстве зданий график отопительной нагрузки показывает хорошую степень отрегулированной отопления. Неотрегулированная система отопления в зданиях по адресу Попова 68а и Садовая. 67, что вызывает повышенный расход теплоты.

Определённый по представленным данным класс энергосбережения приведен в табл. 2.

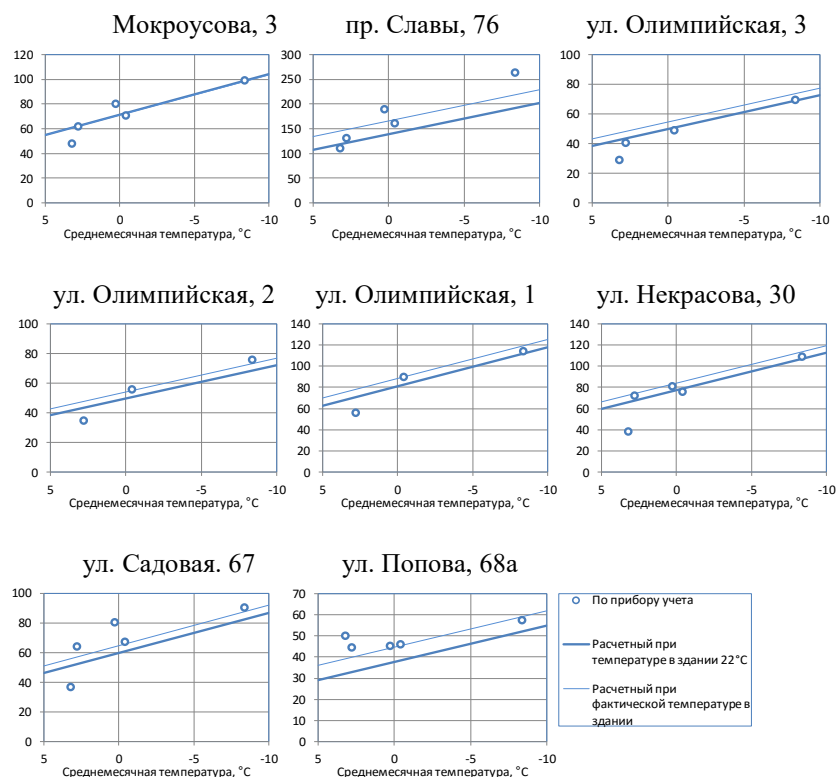


Рисунок 1 – Месячный (приведенный к 30 сут.) расход теплоты на отопление, Гкал

Таблица 2 – Удельный расход тепловой энергии на отопление и класс энергетической эффективности

Адрес	Характеристики здания			Температура в помещении, °С	ГСОП расчетного периода	Расход тепловой энергии на отопление, $q_{от}^{пр}$, Вт/(м ³ °С)			Отклонение, %	Класс энергосбережения (СП 50.13330.2012)
	Площадь, м ²	Отапливаемый объем, м ³	Число этажей			Расчетный	Фактический	Нормируемый		
г. Белгород, ул. Щорса, д. 5	2 974,60	8626,3	5	25,6	3734,6	0,371	0,360	0,359	0%	С (Нормальный)
г. Белгород, ул. Костюкова д. 22	6 256,51	18143,9	5	23,4	3402,8	0,370	0,361	0,359	1%	С (Нормальный)
г. Белгород, ул. Мокроусова, д. 3	4805,52	13936,0	5	21,9	3186,6	0,371	0,364	0,359	1%	С (Нормальный)
г. Белгород, пр. Славы, д. 76/9	8268,7	23979,2	5	26,2	3819,8	0,419	0,422	0,359	17%	D (Пониженный)
п. Северный, ул. Олимпийская, д. 3	2965	8598,5	5	24	2506,4	0,420	0,404	0,359	12%	С- (Нормальный)
п. Северный, ул. Олимпийская, д. 2	2948,3	8550,1	5	24	2033,1	0,420	0,459	0,359	28%	D (Пониженный)
п. Северный, ул. Олимпийская, д. 1	4798,3	13915,1	5	24	2033,1	0,420	0,443	0,359	23%	D (Пониженный)
г. Белгород, ул. Попова, д. 68а	2 478,90	7188,8	9	26	3791,4	0,380	0,398	0,319	25%	D (Пониженный)
г. Белгород, ул. Некрасова, д. 30	4 852,90	14073,4	5	23,8	3576	0,399	0,348	0,359	-3%	С (Нормальный)
г. Белгород, ул. Садовая, д. 67	3 766,50	10922,9	5	23,8	3576	0,396	0,402	0,359	12%	С- (Нормальный)

Можно сделать вывод, что значительная часть зданий после капремонта не соответствует требованиям энергоэффективности. Это вызвано как недостаточной толщиной утеплителя, так и качеством выполняемых работ.

Список литературы:

1. Дёгтев И.А., Лаврик Г.И. Малоэтажное эколого-экономичное жилище для массового строительства в условиях Белгородчины // Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова. 2008. № 1. С. 32-34.
2. Кушев Л.А., Дронова Г.Л. Пути снижения энергозатрат в жилищно-коммунальном хозяйстве // Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова. 2008. № 2. С. 24-25.
3. Белоусов А.В., Глаголев С.Н., Кошлич Ю.А., Быстров А.Б. Демонстрационная зона по энергосбережению БГТУ им. В. Г. Шухова - база для развития энергоэффективных проектов в регионе // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. 2013. № 10 (116). С. 10-17.
4. Белоусов А.В., Кошлич Ю.А., Гребеник А.Г. Комплексные меры по энергосбережению как основа современной концепции энергоэффективности // Южно-Сибирский научный вестник. 2015. № 1 (9). С. 40-45.
5. Малявина Е.Г. Теплопотери здания: справочное пособие. М.: АВОК-Пресс, 2011. 144 с.
6. Белоусов А.В., Кошлич Ю.А., Гребеник А.Г. Модель распределения изменяющихся климатических параметров // Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова. 2016. № 1. С. 116-120.

ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ ОТОПИТЕЛЬНОГО КОТЛА ПРИ СЖИГАНИИ ОТХОДОВ

Трубаев П.А., д-р техн. наук, доц.,
Корнилова Н.В., ст. преподаватель,

Щекин И.И., аспирант,

Гришко Б.М., ст. преподаватель

*Белгородский государственный технологический
университет им. В.Г. Шухова*

В настоящее время нет экономически выгодного и экологически безопасного способов утилизации твердых бытовых отходов (ТБО). Одним из способов, распространенным в Европе и США, является их сжигание с выработкой энергии. Это позволяет уменьшить объем отходов для дальнейшего захоронения и одновременно получать теплоту для целей отопления или электроэнергию [1]. Но в настоящее время все действующие заводы по сжиганию ТБО рассчитаны на большую производительность и нет исследований и действующих технологий для сжигания отходов в печах малой мощности.

Целью работы являлась оценка эффективности работы котла по сжиганию отходов мощностью 200 кВт. Действующая котельная, на которой проводились испытания, расположена в ООО «ТК "Эконтрас"» (Белгород, ул. Серафимовича, 72) и предназначена для выработки горячей воды на нужды отопления административного и производственного здания. Твердотопливный котёл (рис. 1) представляет цельносварную конструкцию из стали размерами 1230 мм (ширина) x 1600 мм (глубина) x 2170 мм (высота). Топливо сжигается на колосниковой решетке, поддув воздуха может быть как естественный, так и дутьевым вентилятором. Стены котла тепло изолированы минеральной ватой Izovol СТ-40.



Рисунок – Водогрейный твердотопливный котёл

При проведении замеров сжигались брикеты, представляющие собой цилиндры диаметром 50 мм, длиной 100-200 мм, плотностью 800 кг/м³, получаемые прессованием измельченной и дробленой древесины [2], следующего состава:

1. Брикеты RDF-топлива (древесина 70%, ТБО 30%).
2. Брикеты RDF-топлива (древесина 50%, ТБО 50%).

Испытания котла проводились в течение 3-х дней. Методика проведения испытаний [3] включала:

1. Загрузка топлива и вывод котла на номинальный режим.
2. Измерение температуры воды в прямом и обратном трубопроводе и расхода воды в обратном трубопроводе с использованием ультразвукового расходомера Panametrics PT878 и пирометра/контактного термомета Testo-845 (интервал 3 мин);
3. Измерение температуры и состава уходящих газов (O₂, CO) с использованием газоанализатора «Testo 330-1 LL» (интервал 1 мин);
4. Измерение выбросов в газоходе после котла (CO, NO₂, NH₃, меркаптаны R-SH, H₂S, фенол) с использованием переносного газоанализатора ГАНК-4;
5. Измерение температуры горения топлива в топке с использованием пирометра Testo-845 (интервал 15-20 мин).

Результаты замеров представлены на рис. 2 и в табл. 1.

Таблица 1 – Средние значения параметров для каждого режима сжигания топлива

Время замеров	Температура отходящих газов $t_{ог}$, °C	Содержанием CO, ppm	Коэффициент избытка воздуха α
04.04.16 12:25-12:33	212	1832	10,6
04.04.16 12:37-12:47	235	1961	9,3
29.03.16 14:53-15:03	260	1668	4,9
22.03.16 10:48-11:56	263	917	5,7
29.03.16 13:42-13:52	270	1823	5,4
04.04.16 12:01-12:11	277	1305	5,1
29.03.16 15:31-15:43	279	1438	3,7
04.04.16 11:41-11:51	283	1170	4,8
29.03.16 13:03-13:13	291	1390	4,9
29.03.16 12:48-12:57	322	1012	4,3

Анализ зависимостей между параметрами (рис. 3) показал, что зависимость имеется между температурой отходящих газов $t_{ог}$ и коэффициентом избытка воздуха α (коэффициент корреляции $-0,75$).

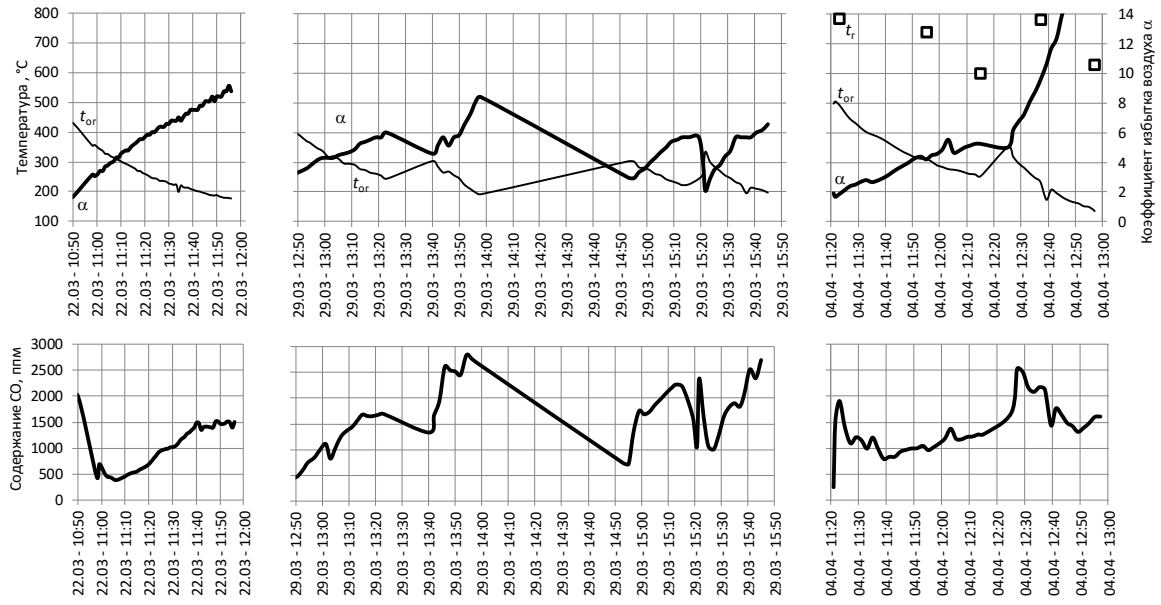


Рисунок 2 – Результаты замеров температуры отходящих газов t_{or} , температуры горения t_r , коэффициента избытка воздуха α и содержания CO

Между температурой отходящих газов $t_{ог}$ и содержанием CO (коэффициент корреляции $-0,39$) и между содержанием CO и коэффициентом избытка воздуха α (коэффициент корреляции $0,29$) зависимости нет.

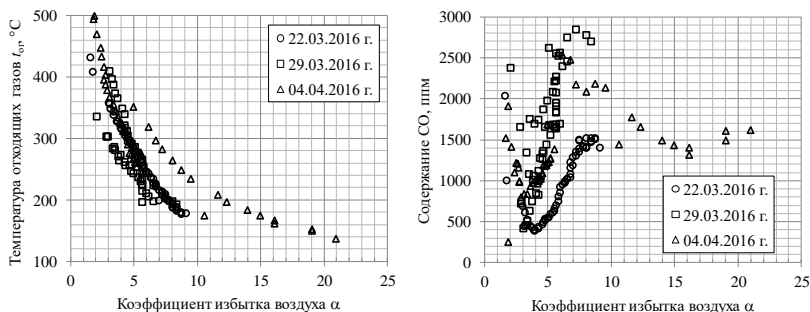


Рисунок 3 – Зависимость между параметрами горения

Температура горения, замеры которой производились в третий день испытаний, составляла $600...785^{\circ}\text{C}$, что ниже требований Директивы Европейского Парламента и Совета 2000/76/ЕС «О сжигании отходов», согласно которым экологическим требованиям удовлетворяют установки, в которых продукты горения находятся не менее 2 с при температуре не менее 850°C .

Можно сделать вывод, что низкая температура горения обусловлена высоким коэффициентом избытка воздуха и при оптимизации процесса горения экологические требования будут соблюдены.

Список литературы:

1. Кожевников В.П., Токач Ю.Е., Огнев М.Н. Современные решения по переработке твердых бытовых отходов в БГТУ им. В.Г. Шухова // Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова. 2015. № 1. С. 172-174.
2. Техника и технология брикетирования порошкообразных и вязкопластичных техногенных материалов / В.С. Севостьянов, С.В. Свергузова, М.В. Севостьянов и др. // Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова. 2012. № 3. С. 87-90.
3. Трёмбовля В.И. Теплотехнические испытания котельных установок / В.И. Трёмбовля, Е.Д. Фингер, А.А. Авдеева. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1991. 416 с.

ОСОБЕННОСТИ СЖИГАНИЯ ОТХОДОВ С ПОЛУЧЕНИЕМ ЭНЕРГИИ

Трубаев П.А., д-р техн. наук, доц.,

Щекин И.И., аспирант,

Корнилова Н.В., ст. преподаватель,

Гришко Б.М., ст. преподаватель

Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова

В настоящее время не существует экономически эффективного и одновременно экологически безопасного решения для утилизации твердых бытовых отходов (ТБО) [1–3]. Существующая система управления отходами в России ориентирована преимущественно на их захоронение на полигонах. Это приводит к выводу из использования больших земельных площадей, загрязнению атмосферы биогазом и токсичными продуктами горения при самовозгорании отходов, а почвы и водоемов – токсичной жидкостью («фильтратом»), образующейся в слое отходов [2].

Сжигание бытового мусора является наиболее привычным и широко распространенным способом его утилизации. В мире действуют около 1500 мусоросжигательных заводов, из них около трети – в Европе (табл. 1), где сжигается около 16% отходов, в основном с выработкой тепловой энергии и незначительно – с выработкой электроэнергии [4]. В США объем сжигаемых ТБО после 2000-х годов стал сопоставим с объемом отходов, размещаемых на полигонах (рис. 1). Сжигание бытового мусора, помимо снижения объема и массы, позволяет получать дополнительные энергетические ресурсы, которые могут быть использованы для централизованного отопления и производства электроэнергии. Кроме того, складирование оставшейся части твердых отходов после сжигания экологически безопасно и требует в 10 - 12 раз меньше площади. Так же сжигание отходов является наиболее эффективным видом нетрадиционных источников энергии с экономической точки зрения (рис. 2).

Существуют три основных метода сжигания твердых отходов – слоевое (с неподвижной и подвижной колосниковой или цепной решёткой); пылевидное (во взвешенном или кипящем слое) и в пиролизных котлах. Первый метод более прост в реализации, не требует предварительной подготовки мусора, отличается высокой надежностью, но второй позволяет получить более полное сгорание отходов. По

материалам ряда источников пиролиз наиболее экономически эффективен и оказывает наименьшее влияние на окружающую среду [6]. Однако об эффективность сухого пиролиза при сжигании твердых бытовых и некоторых промышленных отходов мнения специалистов расходятся [7].

Таблица 1 – Структура утилизации ТБО в Европе [4]

Страна	Общий объем отходов	Охват населения	Вторичная переработка	Компостирование	Сжигание с получением энергии	Сжигание, всего	Захоронение на полигонах	Другое
Австрия	3 096	100%	34%	15%	15%	15%	29%	7%
Бельгия	5 473	100%	22%	16%	23%	27%	32%	...
Чешская республика	3 434	100%	0%
Дания	3 546	100%	22%	16%	52%	52%	10%	...
Финляндия	2 400	100%	8%	8%	60%	...
Франция	30 744	100%	10%	8%	28%	33%	48%	...
Германия	44 094	100%	34%	7%	0%	21%	37%	1%
Греция	3 900	85%	8%	0%	91%	...
Венгрия	4 084	85,1%	9%	9%	91%	...
Исландия	192	99%	9%	2%	3%	9%	81%	...
Ирландия	2 302	...	8%	1%	91%	...
Италия	27 425	100%	7%	9%	4%	6%	78%	...
Люксембург	227	100%	0%	15%	59%	59%	26%	...
Нидерланды	9 691	100%	23%	24%	41%	41%	13%	...
Норвегия	2 755	99%	22%	9%	15%	15%	55%	...
Польша	12 226	...	0%	2%	98%	...
Португалия	4 531	96%	6%	6%	21%	21%	67%	...
Словакия	1 706	96%	2%	5%	12%	12%	62%	19%
Испания	18 377	...	5%	18%	5%	6%	72%	...
Швеция	4 000	100%	25%	8%	35%	35%	33%	...
Швейцария	4 681	99%	32%	14%	48%	48%	6%	...
Великобритания	33 200	...	9%	2%	8%	8%	81%	0%
Россия	26 000	73%	...	1%	...	4%	95%	...
Всего	248 084	...	13%	8%	11%	16%	61%	1%



Рисунок 1 – Соотношение способов переработки бытовых отходов в США [4]

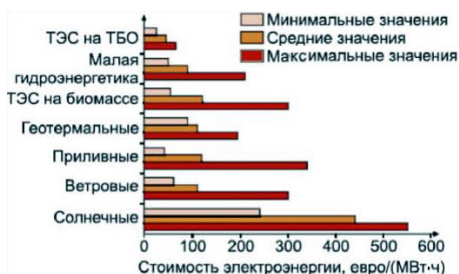


Рисунок 2 – Общая себестоимость получения энергии на электростанциях различного вида на основе возобновляемых источников энергии [5]

В табл. 2 приведено средний состав различных топлив, откуда видно, что по теплотворной способности бытовые отходы (RDF-топливо) уступают каменному углю всего в 2 раза и имеют такую же теплоту сгорания, как древесина и бурый уголь.

Таблица 2 – Характеристики различных видов топливах

Показатель	Ед. изм.	RDF - топливо	Древесина	Бурый уголь	Каменный уголь
Влажность W _p	%	7,0...25,5	5...30	20...30	до 12%
Зольность A _p	%	14,0...17,3	1	10...25	до 30%
Выход летучих	%	64,2...78,0	68	45...65	до 32%
Низшая теплота сгорания	ккал/кг	3800...4850	3500	5250...7400	5500...8000
	МДж/кг	15,9...20,3	14,5	22...31	23...33,5
Общий углерод С	%	46,0±1,0	40,5	60...75	75...95
Общий водород Н	%	6,3±0,3	5	6	4...6
Азот N	%	0,27±0,01	0,1	0...2	до 2,7%
Общая сера S	%	8,30±0,03	–	0,5...3	0,7...4
Хлор Cl	%	0,80±0,02	–	–	–
Кислород	%	39,0±1,5	34	17...34	16

Главный недостаток прямого сжигания – загрязнение атмосферы вредными выбросами при избытке кислорода в зоне горения и низкой температуре горения. Но например в работе [7] утверждается, что захоронение отходов на свалках более опасно, чем переработка сжиганием. Опыт Швеции показывает, что, несмотря на рост в течение последних лет объемов бытовых отходов, выброс диоксинов в атмосферу с мусоросжигательных заводов составляет всего 5-6% от всех выбросов, т.е. столько же, сколько и при ранее имевших место пожарах на свалках [4].

Термическое обезвреживание отходов на современном уровне развития науки и техники гарантирует практически полное разрушение находящихся в отходах органических вредных веществ [8]. Но для этого необходимо обеспечить высокие температуры. Согласно Директиве Европейского Парламента и Совета 2000/76/ЕС «О сжигании отходов»

экологическим требованиям удовлетворяют установки, в которых продукты горения находятся не менее 2 с при температуре не менее 850°C, или если сжигаются опасные отходы с содержанием более 1% галогенных органических соединений, выраженных как хлорин, температура должна быть минимум 1100°C.

Способами повышения температуры горения отходов и снижения вредных выбросов являются:

- предварительный подогрев отходов и воздуха за счёт теплоты отходящих газов;
- обогащение воздуха, идущего на сгорание, кислородом;
- использование дополнительного топлива (дополнительное сжигание в топке природного газа или подмешивание в отходы угля с высокой теплотой сгорания).

В табл. 3 приведена концентрация вредных веществ при сжигании ТБО как на зарубежных и отечественных мусоросжигательных заводах, так и полученная авторами при испытаниях водогрейных отопительных котлов малой производительности, эксплуатируемых ТК «Экотранс» (г. Белгород), при сжигании отходов разного вида.

Таблица 3 – Концентрация вредных веществ в неочищенных отходящих газах при сжигании ТБО, мг/м³

Вещество	Типичные концентрации на зарубежных заводах [9]	Мусоросжигательный завод № 2 [9]	Водогрейные котлы малой мощности ТК «Экотранс»	
			Пиролизный	С колосниковой решеткой
NO _x	75–600	320	1,2–96	18,6–27,4
CO	<30	30	94–267	582–920
SO ₂	50–400	120	0–6,44	Не определялось
HCl	50–1000	120	0,151–1,73	Не определялось

Как видно из результатов измерений, котлы малой производительности по выбросам вредных веществ сопоставимы с налагами, но при этом характеризуются более низкой эффективностью горения (большое количество CO). При сжигании отходов в пиролизных котлах вредных веществ образуется в 2–10 раз меньше, чем при слоевом сжигании.

Можно сделать вывод, что теплотехнические свойства отходов сопоставимы с традиционными видами топлив. Главным требованием

при сжигании отходов является обеспечение необходимого режима горения, то есть теплотехническая организация и контроль процессов [10]. При выполнении этих требований экологическая опасность сжигания отходов не будет превышать последствия от их захоронения на полигонах.

Список литературы:

1. Левин Б.И. Использование твердых бытовых отходов в системах энергоснабжения. М.: Энергоиздат, 1982. 224 с.
2. Порожнюк Л.А., Василенко Т.А., Порожнюк Е.В. Роль экологического аудита в обращении с отходами в Белгородской области // Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова. 2012. № 4. С. 177-180.
3. Кожевников В.П., Токач Ю.Е., Огнев М.Н. Современные решения по переработке твердых бытовых отходов в БГТУ им. В.Г. Шухова // Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова. 2015. № 1. С. 172-174.
4. Европейская практика обращения с отходами: проблемы, решения, перспективы. С.Пб.: НП РЭП, 2004. 73 с.
5. Тугов А.Н. Перспективы энергетической утилизации ТБО // Энергосовет. 2014. № 4 (35). С. 31–35.
6. Коровин И.О. Исследование пиролизной утилизации углеродсодержащих твердых бытовых отходов: дис. ... канд. техн. наук. Тюмень. 2003. 159 с.
7. Kasakura Tadao, Hiraoka Masakatsu // Water Res.. 1982. V. 16. N 1. P. 1569-1575.
8. Обезвреживание отходов термическим способом (сжигание отходов) // Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС 9–2015. М.: Бюро НДТ, 2015. 249 с.
9. Тугов А.Н., Москвичев В.Ф. Энергия из мусорного бака // Энергоэффективность и энергосбережение. 2012. № 4. С. 9-13.
10. Трубаев П.А., Гришко Б.М., Украинский В.А., Сухорослова В.В. Исследование процессов теплообмена в материалах и аппаратах цементной технологии. Белгород: Изд-во БГТУ, БИЭИ, 2013. 190 с.

ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИХ ИНСТРУМЕНТОВ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

**Ширрима К.Ж., аспирант,
Трубаев П.А., д-р техн. наук, доц.**
*Белгородский государственный технологический
университет им. В.Г. Шухова*

На сегодняшний день существует ряд разработок в сфере интеллектуальной собственности, а также коммерческих продуктов по анализу энергетической эффективности. Ключевым отличием данных систем является отсутствие модулей анализа или ориентация на промышленные предприятия [1-3]. Поэтому для повышения энергоэффективности муниципальных объектов в рамках целого региона необходимо усовершенствование имеющихся подходов [4-5].

Целью данной работы является анализ существующего положения и патентный поиск в области информационно-аналитических систем оценки эффективности энергопотребления.

Известной системой, на основе которой могут быть созданы инструменты по оценке энергоэффективности муниципальных объектов, является патент RU 2465639 «Информационно-аналитическая система нормирования и оптимизации выработки и потребления топлива и энергоносителей на предприятии». Данная разработка позволяет повышать корректность и достоверность результатов за счет рационального конструктивного построения АРМ и путем создания единой базы данных ликвидирует информационный разрыв между разными уровнями управления предприятия. Система охватывает все уровни управления на предприятии и имеет возможность анализа используемых данных для оптимизации текущей деятельности и выработке рекомендаций по будущей деятельности предприятия посредством комплексной обработки данных. Отличительным свойством данной модели является иерархия в интегрированной системе информационно-аналитических модулей. Недостатком данной системы является ориентация на промышленный сектор, топливопотребляющие оборудование и генерацию энергоресурсов.

Другой известной разработкой является интеллектуальная собственность патент RU 2439625 «Способ комплексного энергоэкологического обследования энергетических и промышленных объектов», который дает возможность измерять

энергопроизводственные показатели. Главным отличительным свойством является возможность определять рациональные и удельные расходы энергоресурсов для k-й точки времени базового и рассматриваемого периода при фактической производительности, а также определение экологопроизводственных показателей. Недостатком системы является сопоставление коэффициентов на основе удельных показателей выбросов/сбросов для каждой точки времени, таким образом система направлена в первую очередь на изменение экологической обстановки на объекте.

Известна интеллектуальная собственность патент RU 2525811 «Информационно-измерительная и управляющая система оптимизации производства и потребления тепловой энергии на распределенных объектах теплоснабжения», которая дает возможность расширять технологические устройства путем управления целым рядом распределённых объектов теплоснабжения (10-20 котельных) с целью повышения их эффективности в соответствии с концепцией «наилучших доступных технологий». Сутью оптимизационного процесса является используемое техническое решение за счет нескольких контуров и используемого количества датчиков. Существенным недостатком предлагаемой системы является оптимизация процесса производства и потребления только одного ресурса для совокупной системы объектов, а не всех энергоресурсов в разрезе энергетического баланса.

Интеллектуальная собственность патент RU 2433727 «Способ геоэкологического мониторинга с интегрально-комплексной оценкой индекса экологической опасности среды» позволяет выделить экологически опасные токсично-загрязненные и сейсмоопасные участки среды. Главная особенность данной системы заключается в возможности делать выводы о результатах мониторинга системы объектов по интегрально-комплексной оценке. Недостатком данной системы является ориентация мониторинга на параметры экологической опасности: состав токсичных компонентов, выявление сейсмически активных зон и химический анализ проб воды в исследуемых участках.

Другим примером является интеллектуальная собственность патент RU 2516203 «Способ интеллектуального энергосбережения на основе инструментального многопараметрового мониторингового энергетического аудита и устройство для его осуществления». Данная система предполагает не только способ, но и устройство интеллектуального энергосбережения, согласно которым измеряют

температуру теплоносителя на входе и выходе энергопотребляющего объекта, измеряют массу теплоносителя за определенный промежуток времени, определяют количество энергии, потребляемой объектом. Недостатком данной близкой системы является повышение энергетической эффективности на основе топливно-энергетического баланса здания, без учета специфики вида деятельности объекта.

Стоит также отметить, что наряду с патентными разработками имеются и эксплуатируемые информационно-аналитические системы мониторинга энергосбережения.

Ряд подобных систем был также проанализирован, результаты приведены в табл.1.

Таблица 1 –Реализованные системы

Продукты	Недостатки
Информационно–аналитическая система топливно–энергетических балансов – ИАС ТЭБ (ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет»)	Ориентация на предприятия, поставляющие энергоресурсы, а не на потребителей. Анализируемый период – год
«Рейтинг энергоэффективности муниципальных образований Свердловской области» (ГБУ «Институт энергосбережения» Свердловской области)	Рейтинг основан на статистических показателях потребления основных энергоресурсов и не учитывает различия в техническом состоянии, специфики объектов и индивидуального потенциала энергосбережения. Анализируемый период – год
«Энергетические балансы регионов России» (Центр по эффективному использованию энергии ЦЭНЭФ, г. Москва)	В основе – только данные государственной статистики. Анализируемый период – год
ISO 50001 – Системы энергетического менеджмента (сертифицирующие органы)	Стандарт ориентирован на производственные предприятия
«The Leadership in Energy and Environmental Design», США «Building Research Establishment Environmental Assessment Method», Великобритания «Deutsche Gesellschaft für Nachhaltiges Bauen», Германия (сертифицирующие органы)	Данные системы предназначены для оценки сдаваемых в эксплуатацию жилых и общественных зданий, но не для оценки эксплуатируемых зданий

В заключении стоит отметить, что все перечисленные современные информационно-аналитические патентные разработки и эксплуатируемые системы решают проблемы повышения энергетической эффективности в рамках муниципалитетов только частично и обладают следующими недостатками:

- системы мониторинга и учёта энергопотребления не содержат инструментов анализа эффективности потребления;
- системы нормирования и управления производством электроэнергии предназначены для энергоресурсов одного вида (тепловой энергии, электроэнергии) и не позволяют решать задачи для комплексного анализа с учётом потребления нескольких видов энергоресурсов;
- системы мониторинга и управления энергопотреблением и энергосбережением на распределённых системах предназначены для производственных объектов и не применимы для непромышленной и коммунальных сфер;
- системы используют долгий анализируемый период, как правило год, что не позволяет их использовать для осуществления оперативного контроля.

В этой связи необходимым является разработка новых методов для реализации энергосберегающих программ в единой системе территориально распределённых объектов коммерческих, бюджетных и производственных структур. На основе анализа существующего положения предлагается структура информационно-аналитической системы, представленная на рис.1.

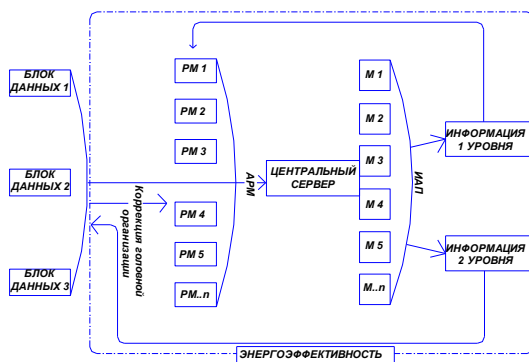


Рисунок 1 – Структура разрабатываемой информационно-аналитической системы

Отличительной особенностью предлагаемого подхода является:

- возможность внедрения системы в любые учреждения (коммерческие, государственные) с учетом вида деятельности объекта;
- интеграция с любыми уже имеющимися системами и оперативный ежемесячный анализ для корректировки в управлении;
- получение оптимальной информации при минимальной бюрократической нагрузке и возможность оценки личного вклада каждого сотрудника;
- составление единого энергетического баланса всего муниципального образования и оценка наиболее инвестиционно-привлекательных мероприятий.

Таким образом, представляется возможным успешное внедрение энергоэффективных методик на основе интеллектуальной собственности, с учетом использования комплексного подхода, на основе мониторинга и анализа потребления нескольких видов энергоресурсов, с учетом индивидуальных особенностей объектов – потребителей коммунальных ресурсов.

Список литературы:

1. Нусс М.В., Трубаев П.А., Классен В.К., Коновалов В.М. Советующая интеллектуальная система управления процессом обжига цементного клинкера. Белгород: Изд-во БГТУ, БИЭИ, 2015. 171 с.
2. Сергеев С.К., Потапенко А.Н., Белоусов А.В., Потапенко Е.А. Математические модели управления процессами теплоснабжения зданий для автоматизированных систем управления // Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова. 2007. № 1. С. 113-117.
3. Белоусов А.В., Кошлич Ю.А., Гребеник А.Г. Модель распределения изменяющихся климатических параметров // Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова. 2016. № 1. С. 116-120.
4. Ширрине К.Ж., Трубаев П.А. Анализ показателей энергоэффективности образовательных учреждений // Промышленная энергетика. 2015. № 3. С. 6-11.
5. Белоусов А.В., Гребеник А.Г., Кошлич Ю.А. Автоматизированная система диспетчерского управления распределенными объектами энергоснабжения и жизнеобеспечения зданий. // Всероссийская научная конференция по проблемам управления в технических системах. 2015. № 1. С. 360-363.