

Секция 3

Энергетическая безопасность и
энергосбережениеВлияние компонентного состава гетерогенных систем на характеристики зажигания
тепловым излучением

В. А. Архипов*, А. Г. Коротких**, П. А. Петухов**, И. В. Горбенко**

*Томский государственный университет, г. Томск, Россия

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
korotkikh@tpu.ru

Представлены результаты экспериментального исследования закономерностей зажигания гетерогенных систем, содержащих порошки алюминия разной дисперсности, излучением CO₂-лазера. Получены зависимости температурного режима и времени задержки воспламенения от интенсивности излучения и компонентного состава гетерогенных систем.

Закономерности лучистого зажигания гетерогенных систем (ГС) имеют очевидное практическое значение для оценки нештатного инициирования и безопасных режимов функционирования твердотопливных двигательных установок и газогенераторов, а также представляют интерес для развития тепловой теории зажигания гетерогенных конденсированных веществ усложненной структуры [1].

Замена традиционных порошков алюминия на УДП может повысить скорость горения композиций более чем в 2,5 раза и уменьшить время задержки воспламенения. Применение нанопорошков металлов в качестве энергетических добавок ведет к повышению пожаровзрывоопасности технологического процесса производства и эксплуатации ГС. Знание основных закономерностей поведения УДП металлов в составе ГС позволит снизить вероятность появления аномальных явлений, расширить область применения наноразмерных металлических добавок и тем самым существенно повысить эксплуатационные характеристики ГС. Воспламенение образцов ГС осуществлялось с помощью лазерной установки на основе CO₂-лазера непрерывного действия с длиной волны излучения 10,6 мкм и максимальной мощностью 100 Вт. Диаметр пятна выходного излучения 20 мм. Схема установки приведена на рис. 1.

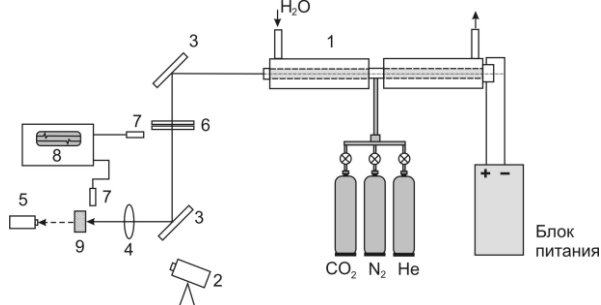


Рис. 1. Схема экспериментальной установки по воспламенению составов ГС

Излучение лазерной установки 1 при открытии затвора центрального типа 6 фокусировалось линзой 4 из хлорида натрия на исследуемый образец ГС 9. Время задержки воспламенения ГС определяли по сигналам двух фотодиодов 7, один из которых при открытии затвора включал развертку запоминающего осциллографа 8, второй регистрировал появление пламени образца. Мощность лазерного излучения, падающего на образец ГС, измерялась измерителем излучения 5 марки ИМО-2. Время открытия затвора не превышало 0,5 мс. Время действия импульса варьировалось в диапазоне 30–1500 мс и определялось из условия устойчивого воспламенения и последующего горения образца ГС. Образцы ГС нагревали монохроматическим потоком излучения до появления видимого пламени. Измерение температурного поля поверхности исследуемых составов ГС при лазерном зажигании проводили в инфракрасной области спектра 2,5–2,7 мкм с помощью тепловизора 2 марки Jade J 530 SB с цифровой записью на персональном компьютере. Тепловизор укомплектован объективами с фокусным расстоянием 25, 50, 200 мм. Расстояние от образца ГС до камеры составляло 0,8 м. Съемка проводилась с частотой 100 Гц. Погрешность измерения температуры тепловизором составляла 5 %.

Исследуемые составы ГС цилиндрической формы диаметром 10 и высотой 30 мм изготавливались методом перемешивания исходных компонентов с последующим проходным или глухим прессованием под давлением около 215 МПа и вулканизацией. Плотность отвержденных образцов составляла 1,4–1,65 г/см³. В качестве горючего использовался активное связующее марки МПВТ-ЛД. В качестве окислителя использовался

нитрат аммония и нитрамин с размером частиц 160–315 мкм в соотношении 1/1. В качестве металлического горючего использовался порошок алюминия марок АСД-4 (средний диаметр частиц $d_{43} = 3,5$ мкм) и Alex ($d_{43} = 0,15$ мкм), полученный методом электрического взрыва проводников. Компонентные составы исследуемых ГС приведены в табл. 1.

Таблица 1. Составы исследуемых ГС

№ состава	Содержание компонентов, мас. %			
	НА+нитрамин	МПВТ-ЛД	Alex	АСД-4
1	56	24	20	–
2	56	24	10	10
3	56	24	–	20

Получены времена задержки воспламенения исследуемых составов ГС, содержащих порошок алюминия различной дисперсности, в зависимости от интенсивности лазерного излучения $t_{ign}(q)$. Некоторые результаты измерений, осредненные по трем дублирующим опытам для каждого значения q , представлены на рис. 2. Относительная погрешность измерения t_{ign} при величине доверительной вероятности 95 % составляла 6–15 %.

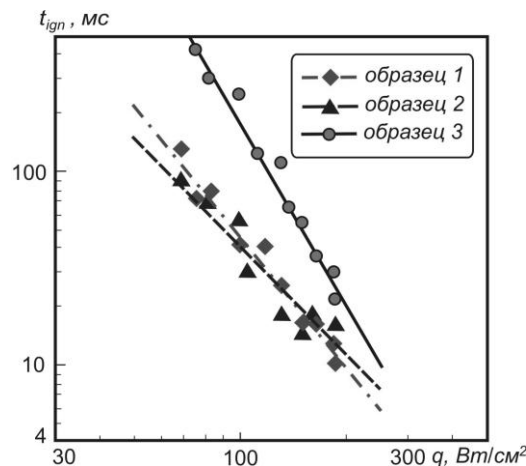


Рис. 2. Время задержки воспламенения ГС на основе НА, нитрамина и МПВТ-ЛД от интенсивности лазерного излучения

Аппроксимация опытных данных проводилась методом наименьших квадратов с использованием зависимости в диапазоне $q = (60 - 200)$ Вт/см²:

$$t_{ign} = a \cdot q^{-n} \quad (1)$$

где $[t_{ign}] = \text{мс}$; $[q] = \text{Вт/см}^2$.

Полученные при этом значения параметров a , n приведены в табл. 2.

Таблица 2. Значения a и n зависимости (1)

№ состава	$a \cdot 10^{-6}$	n
1	1,588	2.27
2	0,247	1.89
3	374,66	3.16

Время задержки воспламенения ГС на основе нитрата аммония, нитрамина и активного полимерного горючего с ростом интенсивности теплового излучения от 75 до 190 Вт/см² уменьшается от 70 до 10 мс для состава 1, содержащего 20 мас. % УДП алюминия марки Alex; от 71 до 16 мс для состава 2, содержащего 10 мас. % УДП алюминия марки Alex и 10 мас. % – АСД-4 и от 425 до 21 мс для состава 3, содержащего 20 мас. % АСД-4 (рис. 2). При одинаковом значении интенсивности излучения время задержки воспламенения ГС, содержащих УДП алюминия марки Alex меньше, чем для ГС, содержащих порошок алюминия марки АСД-4.

Анализ результатов исследования показал, что с увеличением интенсивности теплового потока влияние добавки УДП алюминия снижается для составов ГС на основе НА, нитрамина и активного горючего-связующего марки МПВТ-ЛД. Используемые добавки УДП алюминия оказывают заметное влияние на химические процессы в к-фазе ГС. Об этом свидетельствуют результаты термического разложения смесей нитрата аммония и нитрамина с добавками УДП металлов, данные по снижению зависимости скорости горения от давления, полученные для ГС с добавками УДП алюминия [2], а также результаты тепловизионной съемки на тепловизоре.

На рисунках 3 и 4 представлены типичные термограммы процессов воспламенения и горения исследуемых составов ГС. Воспламенение образца ГС на основе НА, нитрамина и активного горючего-связующего МПВТ-ЛД, содержащего 20 мас. % УДП алюминия, происходит при температуре 620°C (рис. 3).

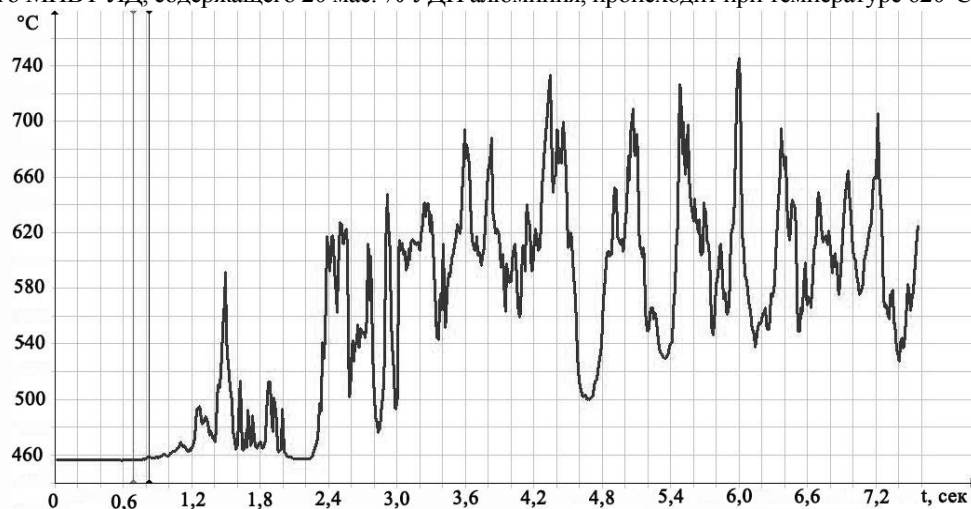


Рис. 3. Термограмма процесса зажигания и горения состава 1 ГС

Развитие процесса горения состава 1 ГС происходит с большими амплитудами температур поверхности в диапазоне 480–740°C. Это обусловлено значительным уносом тепла агломерированными частицами УДП алюминия и к-фазы с поверхности образца.

Воспламенение ГС, содержащего 20 мас. % порошок алюминия марки АСД-4, происходит при более высоких температурах 920°C (рис. 4) по сравнению с составом 1.

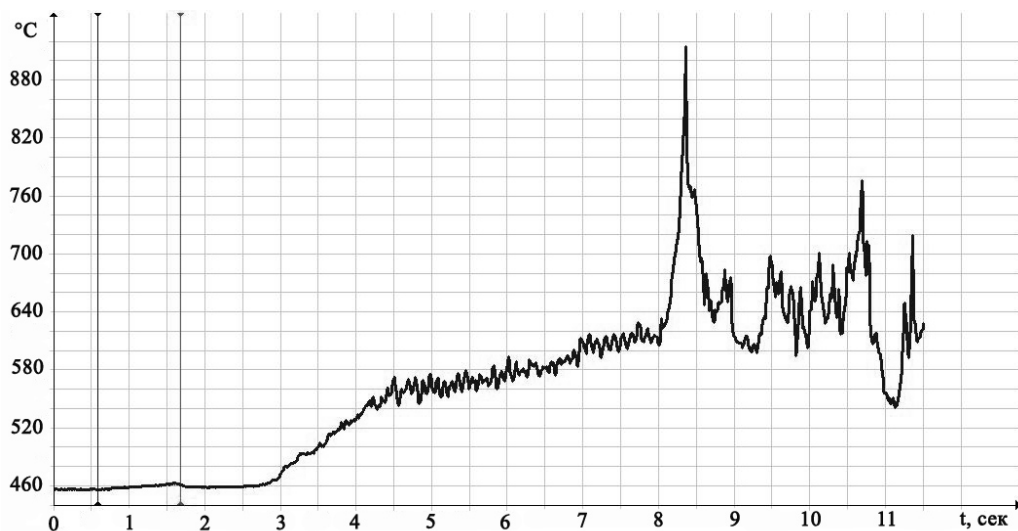


Рис. 4. Термограмма процесса зажигания и горения состава 3 ГС

Необходимо отметить, что компоненты топлива – горючее-связующее и окислитель обладают различными показателями преломления, что приводит к различию доли теплового излучения, получаемой обоими компонентами на начальном этапе воспламенения. В результате, нагрев НА и нитрамина будет запаздывать и связующее-горючее за счет теплопроводности будет нагревать прилегающие частицы окислителя и алюминия.

Поглощение лучистого теплового потока глубинными слоями топлива может привести к возникновению следующих факторов разрушения образца ГС: 1. Существует возможность возникновения реакций, вызываемых фотохимическими процессами, которые могут изменить механизм разложения горючего-связующего. 2. В течение периода задержки воспламенения на поверхности образца ГС происходит пузырение частично разложившейся связки. Установлено, что явление пузырения связки происходит при условиях, вызывающих сравнительно большие задержки воспламенения (небольшой лучистый тепловой поток), и наиболее значительно у связок с плохой теплостойкостью. 3. Существует возможность того, что тепловое

излучение, проходящие через кристаллы окислителя (НА, нитрамина), вызовет локальные «горячие пятна» в подповерхностных слоях топлива. 4. Возможно влияние различий в газовой фазе.

Добавки УДП алюминия приводят к увеличению тепловыделения из-за сгорания в области близко приложенной поверхности сгорания и к более быстрому прогреву реакционного слоя за счет агломерации наноразмерных частиц в связующем-горючем глубинных слоях ГС.

Работа выполнена в рамках реализации Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 годы при поддержке Государственного контракта П 474 от 04.08.2009 г. «Создание и переработка высокоэнергетических наполненных полимерных композиций».

Список литературы:

1. Vilyunov V.N., Zarko V.E. Ignition of Solids. — Published by Elsevier Science Publishers, 1989.
2. Попенко Е.М., Громов А.А., Шамина Ю.Ю., Ильин А.П., Сергиенко А.В., Попок Н.И. Влияние добавок сверхтонких порошков алюминия на реологические свойства и скорость горения энергетических конденсированных систем // Физика горения и взрыва. — 2007. — Т. 43. — № 1. — С. 54.

УДК 681.323

Потери электроэнергии в распределительных сетях 0,4 – 6 (10) кВ

И.М. Арыкбаев

Ошский технологический университет имени академика М.М. Адышева, г. Ош, Республика Киргизстан

idris65@rambler.ru

Приведена анализ потерь электрической энергии в распределительных энергокомпаниях (РЭК) Кыргызстана. Установлена, что установка интеллектуальных электросчетчиков на стороне 0,4 кВ силовых трансформаторов позволит учитывать активную и реактивную энергию, что даст возможность составить объективный энергобаланс энергопредприятия. Сделан вывод о том, что для сокращения потерь электроэнергии и улучшения ее качества, следует заниматься вопросами компенсации реактивной мощности в районных и городских электрических сетях

Анализ зарубежного опыта показывает [1], что рост потерь электроэнергии в сетях – это объективный процесс для стран с кризисной экономикой и реформируемой энергетикой, признак имеющихся разрывов между платежеспособностью потребителей и тарифами на электроэнергию, показатель недостаточности инвестиций в сетевую инфраструктуру и систему учета электроэнергии, отсутствия полномасштабных автоматизированных информационных систем по сбору и передаче данных о полезном отпуске электроэнергии, структуре потоков электроэнергии по ступеням напряжения, балансам электроэнергии в электрических сетях.

В странах, где перечисленные факторы имеют место, потери электроэнергии в электрических сетях, как правило, высоки и имеют тенденцию к росту. Динамика потерь в отечественных электрических сетях за последние 10–12 лет показывает, что Кыргызстан в этом смысле не является исключением.

Стоимость потерь – это часть затрат на передачу и распределение электроэнергии по электрическим сетям. Чем больше потери, тем выше эти затраты и соответственно тарифы на электроэнергию для конечных потребителей. Известно, что часть потерь является технологическим расходом электроэнергии, необходимым для преодоления сопротивления сети и доставки потребителям выработанной на электростанциях электроэнергии. Этот технологически необходимый расход электроэнергии должен оплачиваться потребителем. Он-то, по существу, и является нормативом потерь.

По итогам 2009 года, стало известно, что общие потери электроэнергии в распределительных электрических сетях с начала года составили 24,5%, по сравнению с прошлым годом потери снижены на 7,4%.

В разрезе РЭКов процент потерь электроэнергии следующий: ОАО «Северэлектро» - 24,2% (снижение на 7,9%), ОАО «Востокэлектро» - 25,2% (снижение на 7,8%), ОАО «Ошэлектро» - 24,9% (снижение на 6,3%), ОАО «Жалалабатэлектро» - 24,6% (снижение на 6,4%).

В международной практике, по оценкам международных экспертов, потери электроэнергии в системах в среднем не должны быть более 7–9%, а в регионах с неблагоприятными условиями — 10–12%.[1]. Так что у нас среднемировой показатель превышен как минимум в два раза

Временные нормативы по эксплуатации городских и сельских электрических сетей (необходимо отметить, что они были разработаны еще в 60-х годах и утверждены приказом по МКХ РСФСР № 331 от 21 ноября 1964 г.) рекомендуют следующие нормы по определению потерь (см. таблицу 1).

Излишне говорить, что многое изменилось в электроснабжении за 40 лет. Растут нагрузки, увеличивается потребление энергии в жилищном секторе городской инфраструктуры: средняя статистическая мощность силового трансформатора достигла 325 кВА, зона использования трансформаторной мощности сместилась в сторону увеличения и находится в пределах 250–400 кВА.

Достоверность информация

Проблема в том, что из-за недостоверной информации о работе передаточных устройств эксплуатационный персонал предприятий не может составить объективный энергобаланс сетевого предприятия.

Сейчас информацией, не вызывающей сомнений, является количество активной энергии, отпущенной с шин центров питания АО-энерго, а информацией более-менее достоверной – количество электроэнергии, потребленной абонентами.

Нагрузка сети и, соответственно, потери зависят от режима потребления энергии. Под величиной максимума нагрузки принято принимать ее значение, действующее не менее получаса. Нагрузка в часы максимума обусловлена случайно включаемыми электроприемниками, а ее величина может принимать различные значения с определенными вероятностями.

Таблица 1. Потери электрической энергии к количеству электроэнергии, поступившей с элементов сети

Элементы сети	Потери электрической энергии к количеству электроэнергии, поступившей с элементов сети, в %		
	Городские сети напряжением		Сельские сети напряжением
	6 кВ	10 кВ	
			10 кВ
Питательные линии (ПЛ)	2,5	2,0	2,0
Распределительные линии (РЛ)	2,0	1,7	1,7
Силовые трансформаторы: Постоянные (в стали) холостого хода	2,0	2,0	3,5
Переменные (короткого замыкания)	1,0	1,0	1,0
Сети напряжением до 10 кВ	2,2	2,4	2,25
Итого:	9,7%	9,1%	10,45%

Исследованиями доказано, что при нагрузке сети более 150 кВА зимние максимумы нагрузки имеют вариацию 0,1; летние – 0,15 и подчиняются нормальному закону распределения, при котором одинаковые отклонения от среднего значения встречаются одинаково часто [1]. Зная вариации максимумов нагрузки, а следовательно, и величину стандартного отклонения, можно найти минимальное число измерений, при которых средняя измеренная нагрузка будет отличаться от действительного (генерального) среднего его значения не более чем на $\pm 10\%$ при достоверности вывода 0,95. Эта величина равна 5 измерениям. Таким образом, для суждения о величине среднего максимума нагрузки силового трансформатора необходимо провести как минимум 5 измерений в предполагаемое время прохождения максимума. К примеру, в схеме электросетевого предприятия находится 200 трансформаторных подстанций (ТП) с двумя трансформаторами и 100 КТП с одним. Требуется одновременно провести замеры нагрузок. Основной измерительный прибор – токоизмерительные клещи. На одну ТП для проведения замеров потребуется как минимум около 3 часов и один человек эксплуатационного персонала. Вручную выполнить такой объем работ в заданный промежуток времени физически невозможно. О какой достоверности информации можно говорить, а соответственно, и о каком качестве расчетов потерь энергии?

Проблемы измерения

Система телеметрии с передачей информации на центральный пункт диспетчера с использованием компьютерной техники позволяет решить проблемы, связанные с измерениями параметров режима сети; управления коммутационными аппаратами и сигнализацией состояния отдельных элементов сетевого хозяйства. Сейчас выпускаются интеллектуальные электросчетчики активной и реактивной энергии. Они позволяют эксплуатационному персоналу получить полную информацию по всем параметрам работы силового трансформатора за прошедшие периоды времени. Установка таких счетчиков на стороне 0,4 кВ силовых трансформаторов позволит учитывать активную и реактивную энергию, что даст возможность составить объективный энергобаланс энерго предприятия, т.к. объем электроэнергии, отпущенной потребителям на напряжении 0,4 кВ, известен. Проще будет разделить небаланс электроэнергии в сетях 0,4 кВ на техническую и коммерческую составляющие, т.к. все потребители привязаны к одной ТП.

Отсутствие летних и зимних графиков нагрузок активной и реактивной мощности, неравномерная нагрузка по фазам, колебания уровня напряжения усложняют расчет, а сама абсолютная (относительная) величина потерь ставится под сомнение, т.к. существующие методики не отражают реальное положение вещей и не учитывают ряд факторов, прежде всего – реактивную мощность. Имея полную и объективную информацию о работе силового трансформатора, можно узнать все интересующие нас показатели: $\text{tg}\varphi(\cos\varphi)$, $T_{\text{макс}}$, $t=f(T_{\text{макс}}, \cos\varphi)$, Эа , Эр .

Какую информацию может получить эксплуатационный персонал, проводя замеры токоизмерительными клещами? Полный ток пофазно на трансформаторе и отходящих фидерах 0,4 кВ, междуфазное и фазное значение напряжения. Этой информации в настоящее время недостаточно. Жизнь заставит внедрять в городских электрических сетях телемеханику с функциями телеизмерения, телеуправления и телесигнализации.

Проблема компенсации реактивной мощности.

На сегодняшнем этапе проблема компенсации реактивной мощности напрямую связана с экономикой электросетевого предприятия, т.к. от ее решения зависит снижение технологического расхода энергии на собственную передачу и качество электроэнергии у потребителя. Для покрытия реактивной мощности в городских электрических сетях необходим источник, а для ее передачи – затраты активной мощности. С помощью экономического эквивалента реактивной мощности оценим увеличение потерь активной мощности при протекании реактивной мощности трансформатора. В таблице 2. увеличение потерь активной мощности при протекании реактивной мощности трансформатора.

Таблица 2. Потери активной мощности при протекании реактивной мощности трансформатора

Значение K ,	Приведенные потери		Потери э/э при передаче реактивной мощности (год)	
	кВт/кВАр	P'_{xx} , кВт	P'_{kz} , кВт	кВт*ч
0	0,92	6,62	—	0
0,05	1,28	7,68	5274,0	25
0,1	1,64	8,73	10527	49,4
0,15	1,99	9,79	15713	73,8

То есть дополнительные затраты энергии по передаче реактивной мощности, потребляемой силовым трансформатором мощностью 325 кВА, в городской сети при различных значениях экономического эквивалента составляют 25%, 49,4% и 73,8%.

При определенной величине экономического эквивалента реактивной мощности ($Kэ$) целесообразно применять конденсаторные батареи (КБ). На сегодняшний день нет данных о затратах на покрытие потерь энергии в АО-энерго и невозможно рассчитать оптимальное значение $Kэ$, при котором целесообразна компенсация реактивной мощности.

Выбор мощности КБ будет определяться составом потребителей и графиками нагрузок – активной и реактивной мощности. Кроме того, что реактивная мощность необходима силовым трансформаторам, она требуется и другим потребителям электроэнергии городской распределительной сети [3]. Графики нагрузок позволяют проанализировать уровень напряжения в различных точках сети. Встает вопрос о компенсации реактивной мощности вообще. Единственная проблема – найти место для установки КБ. Наиболее приемлемым местом является низковольтное РУ-0,4 ТП или РТП. Установка КБ на стороне 0,4 кВ благоприятно скажется на работе элементов электросети: позволит снизить ток в силовом трансформаторе и в линиях электропередачи 6(10) кВ. Вследствие этого снизятся потери, повысится уровень напряжения, т.к. КБ используется одновременно и как регулятор напряжения.

Вопрос установки управляемых КБ (некоторая часть может быть неуправляемой, постоянно включенной) требует тщательной технико-экономической проработки. Автоматическое регулирование мощности КБ может выполняться по различным параметрам: времени суток, току нагрузки, $\cos\phi$ ($\tan\phi$). Самый простой способ – регулирование по уровню напряжения.

Выводы.

Для сокращения потерь электроэнергии и улучшения ее качества, без сомнения, следует заниматься вопросами компенсации реактивной мощности в районных и городских электрических сетях. Естественно, чтобы оценить величину потерь, проанализировать их и принять нужные меры, необходима объективная информация о работе передаточных устройств электрической сети, причем в первую очередь – об использовании трансформаторной мощности. А получить такие сведения можно только с помощью современной измерительной техники и компьютеров с внедрением систем телеметрии в городских сетях.

Список литературы:

1. Бохмат И.С., Воротницкий В.Э., Татаринов Е.П. Снижение коммерческих потерь в электроэнергетических системах. // Электрические станции. – 1998. – № 9.
2. Железко Ю. Нормирование технологических потерь электроэнергии в сетях. Новая методология расчета // Новости электротехники. – 2003. – N 5 (23). – С. 23-27.
3. Броерская Н.А., Штейнбух Г.Л. О нормировании потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции.–2003.– N 4.

Экологические аспекты проектирования энергоэффективных зданий в Приморском крае
Р.С. Федюк

Дальневосточный государственный технический университет, г. Владивосток, Россия
roman44@yandex.ru

Приведены экологические предпосылки проектирования и строительства энергоэкономичных зданий. Установлена технико-экономическая целесообразность строительства гелиозданий в Приморском крае. Показаны основные направления при проектировании зданий, использующих солнечную энергию.

Энергетическая стратегия России на период до 2020 года ставит своей целью не просто наращивание душевного энергопотребления и энергетического потенциала страны, но и освоение экологически чистых, безопасных, надёжных и экономически приемлемых энергетических установок.

Одним из путей её выполнения является расширение масштабов применения нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ). Это диктуется рядом обстоятельств.

Стоимость органического топлива будет постоянно расти. Несмотря на то, что согласно многочисленным прогнозным оценкам, в течение ближайших нескольких десятилетий населению планеты не угрожает энергетический голод, наиболее эффективные с экономической точки зрения месторождения органического топлива по мере разработки постепенно истощаются. При этом вовлечение в хозяйственный оборот новых месторождений, являющихся, как правило, более сложными и дорогими для разработки по техническим причинам, и в большинстве случаев, находящихся на значительном удалении от центров энергопотребления, требует значительных капиталовложений на всех этапах: начиная с геологоразведочных работ и заканчивая транспортировкой добытого топлива потребителям.

Развитие ядерной энергетики все ещё вызывает значительные опасения общественности. Разрабатываемые новые ядерные реакторы с повышенной внутренней безопасностью во всех случаях будут довольно дорогими, как следствие, увеличится и стоимость электроэнергии, производимой АЭС.

Потенциал гидроэнергии, по крайней мере в европейской части России, в значительной степени использован. Сооружение крупных ГЭС на великих сибирских реках требует применения дорогостоящих мероприятий по повышению их экологической безопасности; всё это с учётом необходимости сооружения новых мощных ЛЭП также будет приводить к удорожанию электроэнергии.

Другой движущей силой является забота о состоянии окружающей среды. Окружающая среда, так же как и топливо органического происхождения, является ограниченным ресурсом, неспособным бесконечно абсорбировать антропогенное загрязнение, обеспечивая при этом высокое качество природных услуг, предоставляемых человечеству. В настоящее время затраты ряда промышленно развитых стран на предотвращение или ликвидацию негативных экологических последствий, в значительной мере обусловленной именно влиянием роста энергопроизводства и энергопотребления, достигают 3 % объёма произведённого валового внутреннего продукта. При этом масштабы негативного воздействия энергетики на окружающую среду до настоящего времени имеют чёткую тенденцию к увеличению.

При разработке новой редакции энергетической программы России до 2020 г. было отмечено, что топливно-энергетический комплекс является крупнейшим загрязнителем окружающей среды, выбрасывающим 48 % всех вредных веществ в атмосферу, 27 % загрязнённых сточных вод, свыше 30 % твёрдых отходов производства и до 70% общего объёма парниковых газов.

Необходимо также учитывать и тот фактор, что при высокой концентрации производства электрической и тепловой энергии в стране многие районы России с населением около 10 млн. чел. не присоединены к электро- и тепловым сетям.

Наряду с дальнейшей интенсификацией энергосбережения, которое признаётся большинством российских и зарубежных специалистов оптимальной возможностью снижения остроты изложенных проблем, существенный вклад в повышение уровня топливно- и энергообеспечения населения Земного шара при одновременном ослаблении экологической напряжённости на планете может и должно внести расширение использования НВИЭ.

Использование НВИЭ в России имеет свою историю. Так, в начале 20 века их доля в общем топливно-энергетическом балансе достигала 90 %, сегодня она составляет менее 1 %.

В настоящее время ежегодное замещение органического топлива всеми видами НВИЭ оценивается в 1,5 млн. т условного топлива, и это при том, что экономический потенциал этих источников составляет примерно 270 млн. т условного топлива. Инвестиционная привлекательность НВИЭ состоит в том, что сооружение этих установок может быть произведено в короткие сроки и не требует больших инвестиций.

Опыт разработки строительства и эксплуатации объектов с системами солнечного теплоснабжения, анализ и обобщение мировых достижений в данной области, показывают, что одной из эффективных является пассивная система солнечного отопления, отличающаяся простотой прежде всего с точки зрения конструктивного решения.

Проектирование, строительство и эксплуатация различных сооружений требуют знания особенностей климата и учёта влияния климатических факторов. Среди них большая роль принадлежит солнечной радиации.

Зимой солнечная радиация снижает теплопотери через ограждения, проникая через светопрёмы, она может служить дополнительным источником отопления, что даёт для ряда районов (в частности, для Приморского края) заметный экономический эффект.

Для правильной оценки и учёта воздействий солнечной радиации на здания и сооружения в комплексе с другими метеорологическими элементами или отдельно необходимо знать закономерности пространственно-временного распределения солнечной радиации по территории и прежде всего особенности радиационного режима вертикальных поверхностей.

Анализ поступления солнечной радиации на стены здания, проведённый различными авторами, показал, что наиболее благоприятные гелиоклиматические условия в нашей стране, создающие предпосылки для первоочередной разработки и внедрения в практику строительства систем солнечного теплообеспечения, имеются в Приморском крае.

Так как Владивосток до 1954 года являлся единственным актинометрическим пунктом на Дальнем Востоке, где непрерывно с 1927 года проводятся актинометрические наблюдения, в данной работе он стал опорным пунктом для характеристики основных особенностей режима солнечной радиации и её составляющих в южных районах действия муссонной циркуляции.

По условиям радиационного режима Приморье резко отличается от территорий тех же широт. Под влиянием муссонов зимой преобладает ясная, солнечная погода, летом - пасмурная.

Это поределает максимум суммарной солнечной радиации в зимний и переходный периоды и минимуму в летний. Вероятность солнечного сияния, выраженная в процентах к возможной, составляет 70-80% зимой, 20-30% летом. В большинстве же районов страны наоборот (в зимний период лишь 30-40% ясных дней, а в летний период – до 70%). Так, например, у Владивостока характерно малое число солнечных дней в весенне-летний период.

Суточный ход прямой солнечной радиации в реальных условиях для Владивостока показывает, что кривая имеет два максимума: один в феврале-марте, другой в сентябре. Оба максимума особенно резко выражены в околополуденные часы и обусловлены двумя факторами: годовым ходом облачности и высотой солнца. За три зимних месяца прямая солнечная радиация на горизонтальную поверхность больше, чем в Ташкенте и почти в пять раз больше, чем в Феодосии. Максимум радиации, поступающей на южную сторону, отмечается в полдень. В связи с утренним максимумом облачности допуденные суммы радиации меньше послеполуденных, асимметрия может достигать 25 %.

Как показывает практика, даже при безоблачном небосводе рассеяная радиация составляет значительную долю в суммарной радиации.

Величина радиации (при безоблачном небе) зависит прежде всего от высоты солнца, прозрачности атмосферы и альбедо подстилающей поверхности.

Анализ данных наблюдений показывает, что суточные суммы рассеяной радиации в течение года для г. Владивостока меняются от 14 до 418 кал/см²сут. Максимальное значение рассеяной радиации достигается в мае (198 кал/см²сут.). В июне и июле, несмотря на увеличение продолжительности дня, она несколько уменьшается, что объясняется сплошной облачностью. Минимум средней суточной суммы наблюдается в декабре (61 кал/см²сут.).

Для правильного определения внутреннего микроклимата и практических затрат при проектировании энергоэкономичных зданий необходимо правильно выбрать архитектурно-планировочное решение. При этом большое значение имеет правильная ориентация здания, топография участка, грунт, количество солнечной радиации, ветровые характеристики, осадки, водоёмы и растительность. На внутренний микроклимат помещения оказывают влияние солнечная радиация и естественная вентиляция, которая непосредственно зависит от ориентации здания и преобладающих ветров. Окончательный выбор ориентации здания может быть сделан только после оценки всех преимуществ каждого элемента.

Процесс проектирования энергоэкономичных зданий должен начинаться с анализа объёмно-планировочных решений.

Рациональной следует считать такую ориентацию здания, которая обеспечивает максимальное теплопоступление от солнечной радиации в холодный период года.

Применение гелиосистемы (солнечного отопления) активно влияет на объёмно-планировочную структуру воинских зданий.

Оптимальная форма гелиоздания должна обеспечивать минимум теплопоступлений в помещения летом и содействовать минимальным теплопотерям зимой. Поэтому естественно, что объёмно-планировочное решение здания должно изменяться в зависимости от климатического района строительства.

Проектируя гелиоздание, следует стремиться к рациональной архитектурно-планировочной организации, сокращению периметра наружных стен, компактной форме плана, увеличению протяжённости южного фасада здания, размещая здесь основные отапливаемые помещения и присоединяя остеклённые пространства летних помещений.

В районах с муссонным климатом (в частности, Приморский край) целесообразна форма зданий в виде узкого, вытянутого параллелепипеда, что способствует нейтрализации высокого давления водяного пара. Для снижения термического воздействия окружающей среды рационально блокировать отдельные здания, располагая их в ряд в виде протяжённых параллелепипедов или единых массивных блоков, а также повышать этажность зданий. Наиболее рационально проектировать здания кубической формы или слегка вытянутые с узким корпусом в направлении оси восток-запад.

Основной принцип проектирования гелиоздания – максимальное совмещение функций конструктивных и ограждающих элементов с функциями элементов гелиосистемы. Определение требований необходимого комфорта и эффективности потребления энергии здания зависит от свойств его светопроницаемого остова, термического сопротивления, термической мощности и термического отражения. Взаимодействие между светопроницаемым остовом и другими элементами здания – важный резерв сохранения энергии. При этом возможно выделить два вида резервов сохранения энергии в здании: увеличивающие термическое сопротивление структуры здания и изменяющие тепловую мощность и термическое отражение. Для этой цели весьма важно также рациональное решение планировки, интерьера здания, конструкции стен и покрытий.

Структура несущего остова здания, решение его конструктивно-планировочных элементов, параметры микроклимата помещений, типы систем энергоснабжения – необходимый комплекс мероприятий, который должен учитываться при проектировании гелиозданий.

Аккумулируемая солнечная энергия даёт возможность баланса требуемой комфортной температуры в помещениях, а также может обеспечивать другие виды энергоснабжения здания: освещение, вентиляцию, кондиционирование воздуха.

В конструкции сооружений зданий следует уделять большое внимание применению средств повышения энергоактивности покрытий и стеновых ограждений гелиозданий.

Проектирование конструктивных элементов энергоактивных зданий осуществляют с учётом обеспечения эффективного улавливания, преобразования и передачи в энергосистему (внутреннюю или внешнюю) энергии возобновляемых источников (солнце, ветер, гидро- и геотермальная, биохимическая энергия и т.п.).

Для повышения энергетической экономичности и экологического комфорта конструктивные элементы совмещают с конструктивными элементами энергетической установки или придают дополнительные энергетические функции (направленное обращение солнечной энергии экраном диффузора, водноэнергетическая установка и др.).

Таким образом, рациональное использование солнечной энергии – общедоступного, практически неисчерпаемого экологически чистого источника теплоснабжения зданий, обеспечивает снижение стоимости отопления зданий, осуществляемого на протяжении веков за счёт камина, печей, а затем систем отопления. Оно определяется комплексом мероприятий, учитываемых в проектировании: структурой остова и конструктивно-планировочных элементов здания и параметрами микроклимата.

УДК 621.316.1

Анализ аварийности электрооборудования подстанций и линий электропередачи в электрических сетях напряжением 6-500 кВ

В.Г. Гольдштейн, А.А. Складчиков*, А.Ю. Хренников*

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

**ОАО «ФСК ЕЭС», г. Самара, Россия*

skladchikov-aa@mail.ru

Статья посвящена вопросам анализа аварийности (технологических нарушений), который позволяет обобщить статистику, выявить интенсивность потока нарушений и оценить влияние систематических и сезонных факторов воздействия. Анализ дает возможность использовать полученные результаты для разработки организационных и технических (технологических) мероприятий по устранению и предупреждению причин технологических нарушений различного характера в целях повышения эффективности работы электроэнергетических объектов, эксплуатационной надежности и снижению общего числа аварийности в электрических сетях.

Современные электроэнергетические объекты и энергосистемы чрезвычайно сложны. Количество единиц оборудования, узлов, деталей, элементов, технологических и функциональных связей между ними в энергосистеме исчисляется десятками миллионов. Очевидно, что возможность отказов элементов или нарушения функциональной связи между ними в таких сложных техногенных системах нельзя не учитывать. Тем более нельзя исключать возможность возникновения случаев нескольких последовательных отказов, которые могут привести к цепочечному или каскадному развитию аварийного процесса.

Надежность электроэнергетической системы (ЭЭС) является комплексным свойством и может быть определена как ее способность выполнять функции по производству, передаче, распределению и

электроснабжению потребителей электрической энергией в требуемом количестве и нормированного качества путем технологического взаимодействия генерирующих установок, электрических сетей и электроустановок потребителей, в том числе [1]:

- удовлетворять в любой момент времени (как текущий, так и на перспективу) общий спрос на электроэнергию;
- противостоять возмущениям, вызванным отказами элементов энергосистемы, включая каскадное развитие аварий и наступление форс-мажорных условий;
- восстанавливать свои функции после их нарушения.

Одной из важнейших задач производственной деятельности электроэнергетиков, в частности инспекторов по противоаварийной работе, является обеспечение надежной и безопасной работы объектов эксплуатации, проведение единой технической политики в области противоаварийной работы, контроль организации, своевременности и качества расследования технологических нарушений, правильности их учета, разработки и осуществления мероприятий по их предупреждению и устранению.

Анализ причин и предпосылок технологических нарушений, статистических показателей аварийности является основанием для системной оценки состояния оборудования [2,3] и уровня его эксплуатации для последующего принятия решений, направленных на повышение эффективности работы электроэнергетических объектов [4]. Эффективность противоаварийной работы будет достигаться лишь при соблюдении заранее продуманной системы мероприятий блокирующих воздействие причин технологических нарушений (рис. 1).

Представленная на рис. 1 структурная схема [5] противоаварийной работы неплохо работает, когда существует понимание того, из-за чего произошло аварийное событие (инцидент) и знание алгоритма по предотвращению подобных событий.

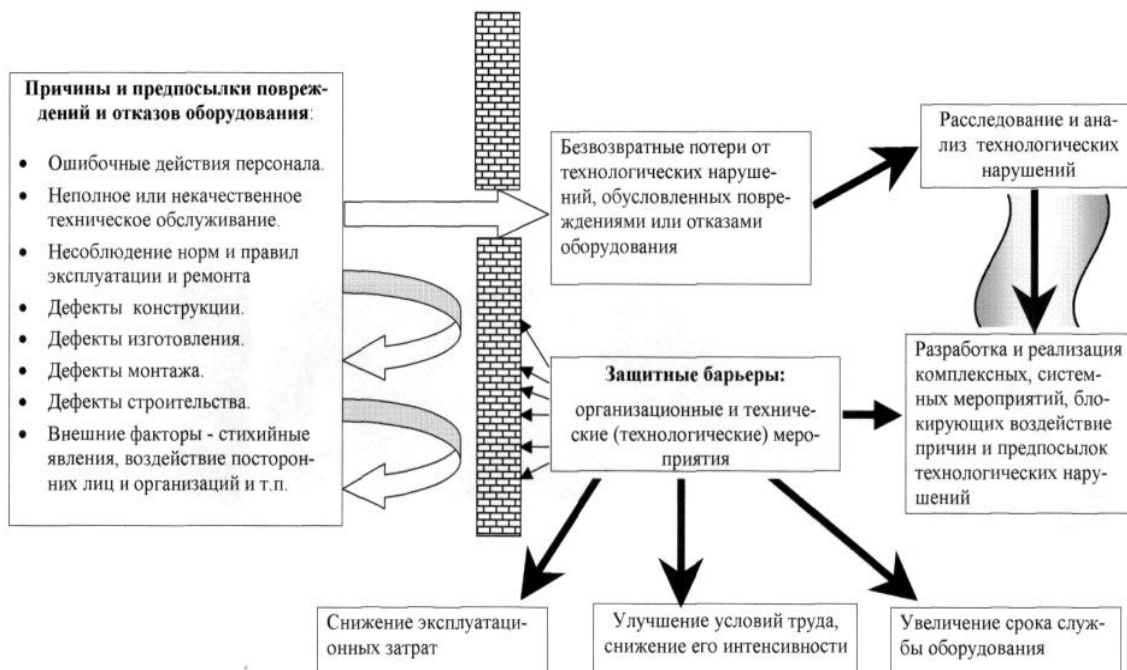


Рис. 1. Структурная схема противоаварийной работы.

Из этого следует, что именно расследование и последующий анализ происшедших аварий и технологических нарушений в работе электроэнергетических объектов [6] являются неперенными условиями приобретения знания, которое послужит фундаментом для принятия решения по выбору того или иного соответствующего противоаварийного решения.

Выборка технологических нарушений в элементах электрических сетей 6 – 500 кВ проводилась на основании базы данных «Анализа расследования технологических нарушений в работе оборудования и энергообъектов» для Самарского региона за период с 2002 г. по 2006г. За данный период в соответствии с [7] зафиксировано 1226 случаев технологических нарушений.

Распределение технологических нарушений по основным элементам элетрических сетей: ВЛ – 67%, ПС – 30 %, КЛ – 3%.

Технологические нарушения в элементах электрических сетей 6 – 500 кВ Самарского региона классифицированные по напряжению представлены в таблице 1.

Таблица 1. Технологические нарушения в элементах электрических сетей 6 – 500 кВ

Класс номинального напряжения электрической сети, кВ	Количество ТН, %
6	10
10	53
35	7
110	20
220	7
500	3

Интенсивность потока нарушений в электрических сетях имеет сезонный характер (рис. 2)

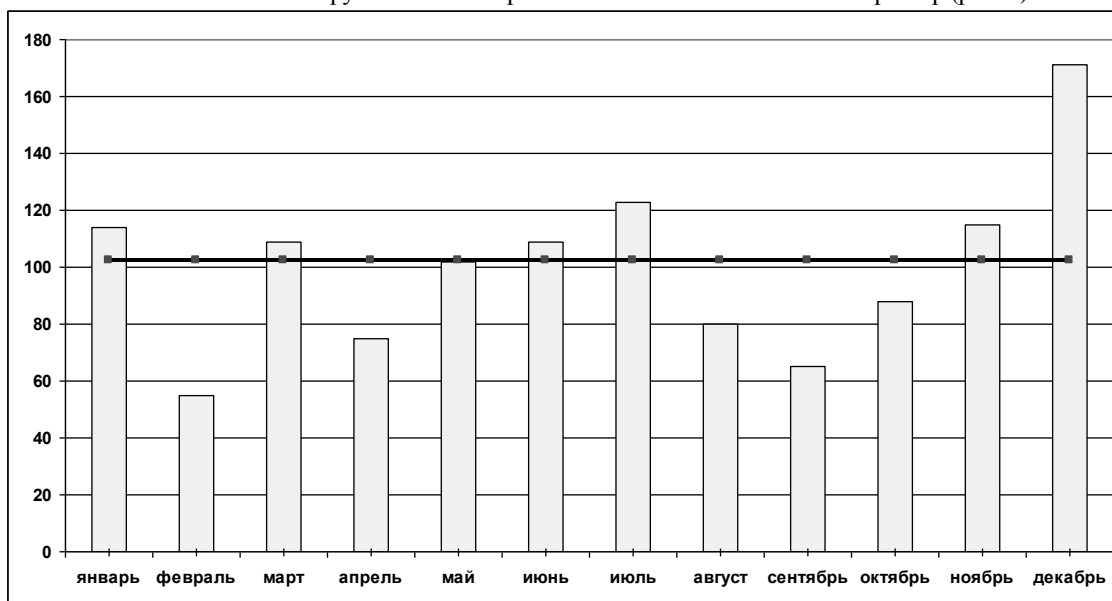


Рис. 2. Распределение технологических нарушений по месяцам.

На рисунке 2 видно, что распределение ТН по месяцам имеет три характерных пика [8]

1. Вторая декада марта – период перепада температуры с отрицательной на положительную, негативно влияющий на линейную изоляцию.

2. Середина мая – конец июля – грозовой и паводковой периоды, отрицательно влияющий на всё оборудование электрических сетей.

3. Вторая декада ноября – вторая декада января – гололёдно-ветровой период, отрицательно сказывающийся на проводах и грозозащитных тросах ВЛ.

Следует отметить, что существует четвертый период: октябрь - период перехода температуры с положительной на отрицательную, также негативно влияющий на линейную изоляцию. Но данный период не является характерным и число ТН в течение его не превышает среднемесячного количества ТН.

Выводы:

1. Проанализировано 1226 случаев технологических нарушений на объектах предприятий электрических сетей (ПЭС) Самарского региона, большинство из которых составляют технологические нарушения непосредственно на трассе воздушных линий электропередачи (67 %).

2. Выявлено, что интенсивность потока нарушений в электрических сетях имеет сезонный характер, в которой четко прослеживается влияние климатических условий, таких как гололедно-ветровые нагрузки, грозовые и паводковые явления, влияние высоких и низких температур.

3. Анализ технологических нарушений дает возможность разрабатывать мероприятия по устранению и предупреждению причин технологических нарушений различного характера в целях повышения надежности и снижению общего числа аварийности в электрических сетях.

Список литературы:

1. Скопинцев В.А., Мисриханов М.Ш. Системный подход при решении задач управления электроэнергетическими системами // Сборник научных трудов “Электроэнергетика России: современное состояние, проблемы и перспективы”. - М.: Энергоатомиздат, 2002. - С.124-141.
2. Хренников А.Ю., Гольдштейн В.Г. Техническая диагностика, повреждаемость и ресурсы силовых и измерительных трансформаторов и реакторов. – М.: Энергоатомиздат, 2007. - 286 с., ил.

3. РД 153-34.0-20.363-99. Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ.
4. Гольдштейн В.Г., Гордиенко А.Н., Пухальский А.А., Халилов Ф.Х. Повышение надежности работы электрооборудования и линий 0,4 – 110 кВ нефтяной промышленности при воздействиях перенапряжений. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 216 с.
5. Сурба А.С. Расследование и анализ технологических нарушений в работе энергообъектов. Учебное пособие. – М.: ОАО «РАО ЕЭС России», 2005.
6. Правила расследования причин аварий в электроэнергетике. Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 28 октября 2009 года N 846.
7. РД 153-34.0-20.801-00. Инструкция по расследованию и учёту технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций и котельных, электрических и тепловых сетей. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2001.
8. Хренников А.Ю., Гольдштейн В.Г., Складчиков А.А. Анализ состояния воздушных линий электропередачи 6 – 500 кВ Самарского региона // Электрические станции. – 2010. – № 5. – С. 42–46.

УДК621.3

Оценка энергоэффективности электроконтактной технологии выпечки хлеба

В.М. Коротких

Алтайский государственный технический университет г. Барнаул, Россия

vkorot@mail.ru

Установлено, что способ выпечки хлебобулочных изделий путём прямого пропускания электротока через изделие в 10 раз энергоэффективнее градиентного, то есть в нагревательных электропечах.

Энергоэффективность и энергосбережение в технологиях агропромышленного сектора становится одним из приоритетных научных направлений. Если принять во внимание, что качественные показатели хлебобулочных изделий предлагаемых технологий не уступают традиционным, то это значит, что только затраченная энергия является главным критерием при определении эффективности, после всего комплекса теплофизических, микробиологических, биохимических и коллоидных процессов, связанных с производством хлеба, который завершаемых выпечкой.

Печные агрегаты – ведущее оборудование в поточных линиях по выработке хлебных изделий, правильный выбор конструкции печи имеет большое значение для успешной работы хлебопекарного предприятия, так как её производительность, эксплуатационная надёжность и энергетические характеристики определяют производственную мощность и экономические показатели работы [1].

Традиционная выпечка хлебобулочных изделий производится в специальных хлебопекарных печах, в которых теплота к выпекаемой тестовой заготовке (ВТЗ) может подаваться разными способами:

- способы, при которых теплота к ВТЗ подается извне;

- способы, при которых тепло генерируется по всей массе ВТЗ;

- способы с комбинированным подводом теплоты к ВТЗ.

К первой группе способов относятся радиационно-конвективная выпечка в обычных хлебопекарных печах, выпечка в печах с генераторами коротковолнового инфракрасного (ИК) излучения, в замкнутых камерах в атмосфере пара (насыщенного или сначала насыщенного, а затем перегретого) [2, 3].

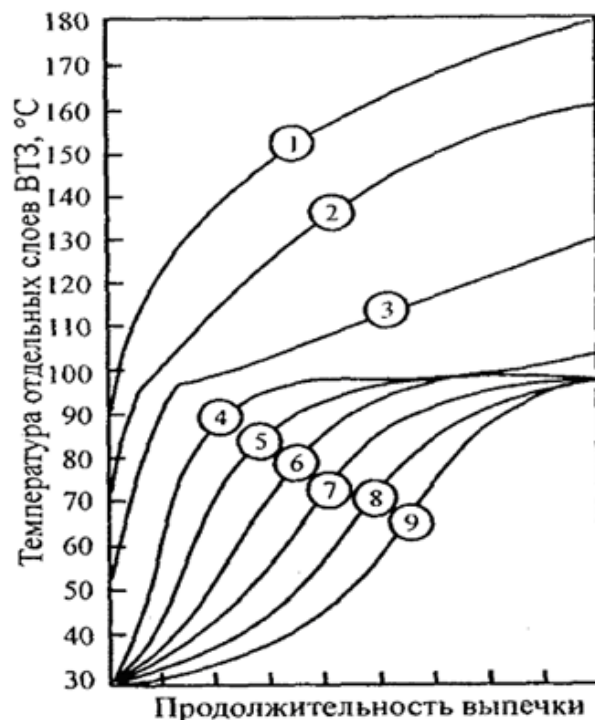


Рис. 1. Изменение температуры различных слоев

1 — поверхности ВТЗ; 2, 3 и 4 — слоев ВТЗ, 5 — слоя, между коркой и мякишем при $t_{\text{гор}}$; 6, 7 и 8 — слоев ВТЗ, расположенных на 1/4, 1/2 и 3/4 расстояния при $t_{\text{гор}}$; 9 — точки, расположенной в центре мякиша, при $t_{\text{от}}$.

Ко второй группе относятся выпечка с применением электроконтактного (ЭК) нагрева, в электромагнитном поле высокой частоты (ВЧ) и сверхвысокой частоты (СВЧ). Для реализации комбинированного подвода теплоты к ВТЗ используют сначала ИК, потом ВЧ (или СВЧ); сначала ЭК, потом ИК; сначала ВЧ (или СВЧ), потом ИК.

В хлебопекарной промышленности в настоящее время применяются печи, в которых теплота к ВТЗ передается термоизлучением — от поверхностей нагрева, конвекцией - от парогазовой среды пекарной камеры и кондукцией от пода к нижней поверхности ВТЗ. Передача теплоты излучением составляет от 70% до 90% и поэтому основным процессом прогрева ВТЗ в обычных хлебопекарных печах, является радиационно-конвективный [2, 3].

Расход топлива, сжигаемого в хлебопекарных печах, равен 29300 кДж/кг. Расход электроэнергии на выпечку 1 кг хлеба в современных электрических печах с нагревателями сопротивления составляет 0,25 – 0,4 кВт·ч/кг в зависимости от конструкции печи и выпекаемого ассортимента. Недостаток всех электрических печей - отсутствие регулирования температурных режимов по ширине печи, так как нагреватели, установленные поперёк печи, по длине могут работать неравномерно [2, 3].

Проведённый обзор существующих технологий показал, что наиболее распространённым является градиентный способ выпечки, в котором после помещения расстоявшейся тестовой заготовки в пекарную камеру с температурой 200 – 250 °С она прогревается от поверхности к центру. По данным исследований, проведенных Л. Я. Ауэрманом, А. В. Лыковым и А. С. Гинзбургом (рис.1) изменения температуры отдельных слоев ВТЗ при выпечке в неувлажненной пекарной камере от времени, видно, что режим прогрева ВТЗ является нестационарным. Поверхность ВТЗ (кривая 1) очень быстро достигает 100 °С и к концу выпечки достигает 180 °С. Поверхностные слои (кривые 2, 3, 4) в момент готовности хлеба ($t_{\text{гор}}$), отделённые от её поверхности на 1/4, 1/2, 3/4 толщины корки, сначала прогреваются до 100 °С, затем прогрев задерживается на этом уровне и в дальнейшем опять повышается. Чем ближе к поверхности слой ВТЗ, тем меньше задержка на уровне 100 °С и тем выше его конечная температура [1, 2, 3, 4].

Понятно, что образующаяся на поверхности корка уменьшает теплопроводность и при повышении температуры печи с целью достижения кондиции во всём объёме, ухудшит продукцию (происходит подгорание).

Предположим, что лишённый этих недостатков и наиболее интересный, с точки зрения энергоэффективности является электроконтактный способ, разработанный во ВНИИХП ещё в 1936 г. Ф. Г. Шумаевым совместно с Я. Г. Островским из МТИПП, когда электрический ток непосредственно пропускается через заготовку. Необходимо сопоставить технологические режимы с качеством выпечки и сделать выводы.

Опыты проводились в деревянной форме с фольгированными электроконтактами при напряжениях 110В, 125В и 140В. Данные эксперимента занесены в таблицу (для $U=110В$), построены графики зависимости времени пропускания тока от его величины – рис. 2, кривая 1 - 110В. Аналогично получены данные и построены кривые при напряжениях 125В и 140В - кривая 2 и 3 соответственно.

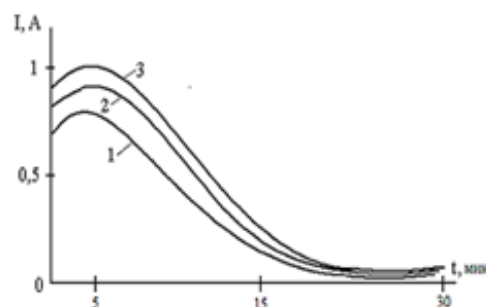


Рис. 2. Зависимости тока от времени при различных напряжениях: 1 - 110В, 2 - 125В и 3 - 140В

Таблица. Данные эксперимента

№ изм.	Время, мин	Ток, А	Напр., В
1.	0	0,625	110
2.	2	0,8	110
3.	4	0,85	110
4.	5	0,875	110
5.	6	0,8	110
6.	8	0,675	110
7.	10	0,625	110
8.	12	0,575	110
9.	14	0,425	110
10.	16	0,25	110
11.	29	0,125	110

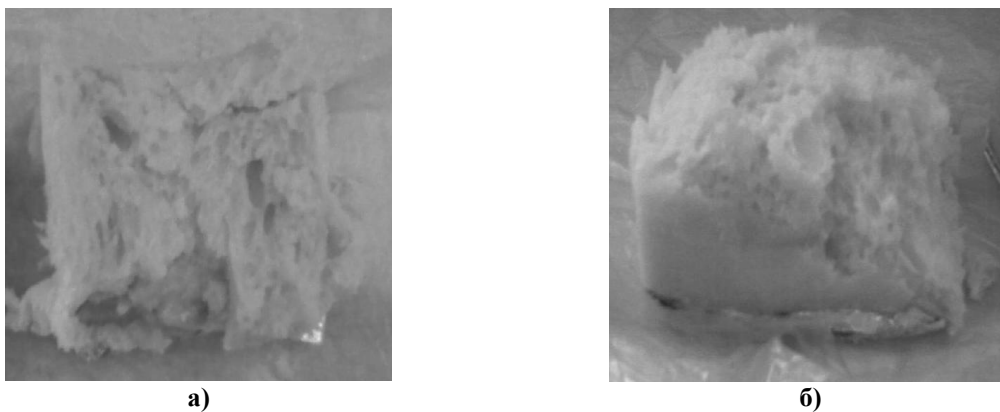


Рис. 4. Готовое хлебобулочное изделие, вид сверху – а, вид сбоку – б

На графиках видно, что в первые 5 минут ток растёт, это связано с увеличением объёма, и следовательно увеличением площади поперечного сечения проводимой среды изделия. Рост проводимости начинает падать и становится меньше первоначального уровня через 10 минут, что свидетельствует о потере влажности. Готовность наступает через 15-16 минут. При продолжении процесса, потребляемая мощность остаётся примерно постоянной и минимальной – участок 15 – 30 минут рис.3. На рис. 4. Показана фотография готового изделия, вид сверху – а, вид сбоку – б.

Проведённые эксперименты показали, что на производство изделия тратится энергия равная интегралу тока по времени $0 - 15$ мин., или $W = U \int idt$. Если интегральная потребляемая мощность за весь технологический цикл не превышала $60 - 80$ Вт, а вес заготовки $0,5$ кг, то потребляемая энергия на килограмм продукта составит около $0,025$ кВт · ч/кг, что в 10 раз меньше градиентного разогрева ($0,25$ кВт · ч/кг).

Выводы:

- Электроконтактный способ имеет меньшее технологическое время выпечки;
- Энергоэффективность и энергосбережение возросло почти в 10 раз;
- Качество хлеба, по субъективной оценки (мягкий, вкусный) улучшилось.

Список литературы:

1. Ауэрман Л. Я. Технология хлебопекарного производства: / Под общ. ред. Л. И. Пучковой. – СПб.: Профессия, 2003. — 416 с., ил.
2. Пучкова Л. И. Технология хлеба. – М.: Колос, 2005. – 560 с.
3. Хромеенков В. М. Технологическое оборудование хлебозаводов и макаронных фабрик. - СПб.: Гиорд, 2004. — 496 с., ил.
4. Цыганова Т. Б. Технология хлебопекарного производства. — М.: Издательский центр «Академия», 2001. — 428 с.

УДК 621.3, 631.3:633/635

Энергоэффективные электротехнологии для восстановления рабочих поверхностей сельскохозяйственной техники

В.М. Коротких

Алтайский технический университет им. И.И. Ползунова, г. Барнаул, Россия

vkorot@mail.ru

Показана возможность создания высокотвердых покрытий методом СВС с использованием дополнительного комплекса внешних энергетических воздействий для восстановления рабочих поверхностей сельскохозяйственного инструмента. Энергоэффективность достигается за счёт экзотермического превращения.

При совершенствовании механизма государственной поддержки воспроизводства технического потенциала необходимо особое внимание обратить на ремонт и восстановление сельскохозяйственной техники. К 2000 г. количество сельскохозяйственной техники за счёт старения и износа сократилось, более чем в 2 раза, 80% техники находится в возрасте 10 лет и более. До 70% затрат при ремонте приходится на приобретение новых запасных частей взамен предельно изношенных. Предельные износы составляют 85%, многие из них имеют остаточные ресурсы 60% и более и только 20% деталей, подлежат окончательной выбраковке, остальные под вопросом. Себестоимость восстановления составляет от 15 до 70% себестоимости изготовления [1].

В экономически развитых странах на рынке запасных частей восстановленные детали преобладают, они в 1,5...2,5 раза дешевле новых, а по ресурсу, как правило, не уступают им. Это достигается, прежде всего, за счет участия в нем фирм, производящих машины и специализированных фирм по восстановлению изношенных деталей. Например, на мотороремонтном заводе английской фирмы "Бинз Индастриз Лимитед" ремонтируют

ежегодно около 60 тыс. двигателей типа "Форд" и восстанавливают блоки цилиндров, головки блоков, коленчатые и распределительные валы, шатуны, гильзы и другие дорогостоящие детали. Аналогично поставлено восстановление деталей на ремонтных заводах компании "Перкинс" и других. Разработка технологий, оборудования и материалов документации на восстановление деталей проводят в исследовательском центре, насчитывающем около двух тысяч специалистов, а также в исследовательских лабораториях, находящихся в различных странах. Безотказность машин определяется стабильностью ресурсов восстановленных деталей, которая зависит от правильного выбора способа восстановления и строгого соблюдения технологического процесса. Из-за удорожания техники и запасных частей к ней и резкого снижения покупательной способности сельских товаропроизводителей, восстановление изношенных деталей является самым доступным способом поддержания парка машин в работоспособном состоянии [2].

Традиционно, способ восстановления выбирается исходя из сложности и технологичности ремонтных работ, энергозатрат, наличия оборудования, порошковых металлов и сплавов, стоимости и возможности приобретения этого оборудования, а также возможной централизации работ по восстановлению деталей. Из таблицы 1 видно, что восстановление сельхозтехники, включая лемехи, лапы культиваторов, ножи плоскорезов целесообразно наладить на базе хорошо оснащенных МТС, совмещая восстановление этих деталей с восстановлением поверхностей тормозных барабанов и шкивов.

Для рациональной организации восстановления этих деталей с оптимальными комплексами эффективных свойств, предполагается развитие технологических процессов, с ограниченным количеством основных операций, обеспечивающих полный переход исходных материалов в целевой продукт (безотходность) с их глубоким переделом, при котором происходят радикальные изменения структуры и свойств. Кроме того, процесс должен обеспечивать получение в ходе основных операций целевого продукта (изделия, восстановленной поверхности), в максимальной степени пригодного к эксплуатации, либо требующего незначительной финишной обработки. Потребление электроэнергии в таких технологиях должно уменьшаться в разы и тратиться только на инициализацию и управление.

Процессом, обладающим значительным технологическим потенциалом, является открытый акад. А.Г. Мержановым и его научной школой в 1967 г., самораспространяющийся высокотемпературный синтез (СВС), ставший эффективной основой для получения продуктов различных классов, в том числе гетерофазных и композиционных материалов [3,4,5,]. Имея ряд общих черт с технологическими процессами традиционной порошковой металлургии, СВС характеризуется такой уникальной особенностью, как существование в течение протекания взаимодействия высокотемпературной твердо-жидкой среды, допускающей различные типы дополнительных внешних воздействий, посредством которых возможно регулирование структуры и свойств целевых продуктов (материалов) [6]. Совокупность возможных направленных воздействий на реакционную среду и их комбинаций определяет множество вариантов реализации операции технологического горения и соответствующее множество технологических процессов, определяемое понятием интегральной технологии [7]. Интегральная технология, будучи реализована на адекватном оборудовании, способна обеспечить получение продуктов (материалов, изделий) различных классов и структурной организации за счет оперативной переналадки оборудования (видоизменения организации операции технологического горения), либо изменения набора исходных материалов (состава реакционной смеси) [7,8].

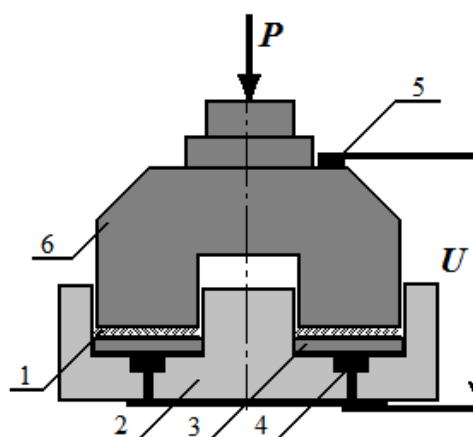


Рис. 1. Схема экспериментальной установки

Таблица 1. Материалы и расход электроэнергии на восстановление деталей

Наиме-ие	Способ восстан.	Материал покрытия	Расход на 1 ед. кВт-ч
Двигатель	МТС	Лист ст. Пров. Электрды Порошок Ст. лента Хл. железо	Суммарн. 55,18
Трансм-я Ходовая	МТС	тоже	Суммарн. 96,28
Нож плоскорез	МТС	Порошок ПГ-УС25 (ПН- У50Х38) 0,8 кг	3,0
Лапа культиват.	МТС	Порошок ПГ-УС25 (ПН- У50Х38Н) 0,4 кг	1,5

Энергоэффективность достигается за счёт экзотермических превращений безгазового горения. В этом случае исходные компоненты находятся в твёрдой фазе, в виде порошков. Конечным продуктом для данного процесса являются интерметаллиды, бориды, карбиды, силициды и т.д [9]. Большинство из этих материалов характеризуются высокой жаростойкостью, твёрдостью и износостойкостью. Например, такие соединения как карбиды и бориды (Ti, W, Cr) являются основой для твёрдых сплавов, используемых в металлорежущем инструменте (сплавы ВК, ТК, КНТ). Они представляют собой композицию из твёрдой режущей основы и пластичной связки, что для восстановления рабочей поверхности лемехов, лап культиваторов и ножей плоскорезов является оптимальным вариантом.

Для изделий инструментального назначения важным параметром является их конечная плотность. В технологии порошковой металлургии она определяется плотностью заготовки и температурой спекания, а если применяется горячее прессование, то и усилием пресса.

Компактизация продуктов СВ - синтеза осложнена более высокой чем при спекании температурой и интенсивным выделением газовых примесей адсорбированных на поверхности исходных порошков и стремящихся разрушить исходную заготовку во время синтеза. Эти примеси можно удалить путём предварительного вакуумного отжига заготовок, однако данная процедура резко повышает энергозатраты всей технологической цепочки. Другой вариант - прессование шихты в процессе синтеза вплоть до окончания процесса дореагирования и структурообразования. Нагружение должно быть непрерывным с постоянной коррекцией усилия, поскольку с началом горения начинается усадка заготовки и предварительно созданное давление резко падает.

Инициировать такой процесс, совмещающий в себе преимущества СВС и горячего прессования удобнее всего прямым пропусканием электрического тока через шихту, поскольку обжимы могут одновременно выполнять функцию токоподводов (Рис.1), где 1 - шихта, 2 – керамический изолятор, 3 - металлическое изделие с восстанавливаемой поверхностью, 4 и 5 – токоподводящие шины, 6 – пуансон (обжим).

Качество продуктов СВС зависит от многих параметров. Это чистота исходных материалов, размер и форма их частиц, плотность заготовок, начальная температура и т.д. Все перечисленные величины влияют в конечном итоге на глубину превращения, а, следовательно, и на качество конечного продукта. Меняя размер порошков, начальную плотность и температуру шихты мы можем управлять скоростью горения, что в любом случае ведет к получению максимальной глубины превращения. Это режим так называемого теплового взрыва, при котором начальную температуру заготовки повышают до такого уровня, чтобы реакция началась одновременно во всем объёме. При этом достигается максимально возможная температура процесса, следовательно, глубина превращения. Реализовать такой режим можно за счет внешних источников тепла с медленным темпом разогрева, или используя саму шихту в электроконтактном режиме как нагревательный элемент.

Для повышения прочности конечных изделий необходима связка, поскольку чистые бориды и карбиды обладают высокой хрупкостью. В итоге полученный продукт будет представлять из себя следующую композицию: твердая тугоплавкая структура цементированная пластичным материалом.

В проведенном эксперименте, первоначально были изготовлены смеси в стехиометрии Ti + C + Ni (10% по массе), и Ti + 2B + Ni (10% по массе). Смешивание производилось во влажной среде, методом «пьяной бочки», сушили в термошкафе при температуре 333 К.

Воспламенение смеси Ti + C + Ni происходило от вольфрамовой спирали с температурой >2000 К. Образцы после горения представляли из себя рыхлую, пористую, легко разрушающуюся массу. Следующую серию образцов на основе Ti + 2B + Ni сжигали под небольшой статической нагрузкой (от 20 до 100 кг). Инициирование реакции проводилось электрической дугой. Максимальная микротвёрдость полученных образцов составила 15,2 ГПа. Анализ данных приведенных в литературных источниках [9] и проведённые эксперименты показали, что следует не только компенсировать теплоотвод в метал подложки и стенки изоляторов, но и использовать прессование горячих продуктов синтеза. В связи с этим был использован стандартный гидравлический пресс, применяемый в сельхозтехнике с усилием 10 МПа. Смесь готовилась в той же стехиометрии на основе диборида титана. Прессованию подвергали сухую смесь непосредственно перед сжиганием. Воспламенение осуществлялась за счет электроконтактного нагрева прямым пропусканием тока через шихту (рис. 1). Загорание происходило стабильно, через 1-2с после включения напряжения. Ток не превышал 1000 А, при напряжении - 6,3 В. Нагружение осуществлялось одновременно с электроразогревом и СВС. В ходе эксперимента производилась незначительная подкачка давления для его стабилизации, оно составляло 10 МПа, образец не расслаивался и имел монолитную структуру. В результате получена фаза Ti-2B с конечной микротвёрдостью более 20 ГПа.

Выводы:

Применение СВС одновременно с электроконтактным разогревом и созданием на поверхности изделия силы давления:

- сократило количество основных технологических операций до минимума;
- сделало безотходным переход исходных порошковых материалов в целевой продукт высокой твёрдости;

- энергоэффективность электротехнологий создания и восстановления рабочих поверхностей за счёт экзотермических реакций СВС может возрасти в 2 и более раза.

Список литературы:

1. <http://www.tspc.ru/about/lit/agrotechprotection>
2. Соломкин А.П., Комаренко П.А., Бабушкин В.А. Восстановление изношенных деталей сельхозтехники.
3. <http://www.rosinformagrotech.ru/.../index.php?> ФГНУ «Росинформагротех»
4. А. Г. Мержанов, В. М. Шкиро, И. П. Боровицкая. «Способ получения тугоплавких неорганических соединений». «Авт. свид.», № 255221, 1967; «Бюл. изобр.», № 10, 1971.
5. А. Г. Мержанов, И. П. Боровицкая, В. М. Шкиро. Франция, патент, JA 7014363, 1972.
6. А. Г. Мержанов, В. М. Шкиро, И. П. Боровицкая. США, патент, Nt 3726643, 1973.
7. А. Г. Мержанов, И. П. Боровицкая. Докл. АН СССР, 1972, 204, №2, стр. 366.
8. В.В.Евстигнеев, Б.М.Вольпе, И.В.Милюкова, Г.В. Сайгутин. Интегральные технологии самораспространяющегося высокотемпературного синтеза: - М.: Высш. шк., 1996. — 274 с.: ил.
9. Коротких В.М., Яковлев В.И., Штырхунов И.А. Интегральные СВС технологии получения твёрдых материалов.// Ползуновский вестник. 2005.- №4 – С. 128-130.
10. А.Г.Мержанов. «Самораспространяющегося высокотемпературный синтез» Вестник АН СССР №10, 1976г.

Построение диагностической карты электрической сети методом инструментального обследования

В.В. Литвак, А.В. Погонин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ОАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири», г. Томск, Россия

PogoninAV@mrsk-sib.ru

Энергетическое обследование предприятий проводится для разработки плана мероприятий по повышению энергетической эффективности. Инструментальное энергетическое обследование обеспечивает независимое получение объективных сведений о состоянии электрической сети – это позволяет сформировать строгую систему признаков, по которым строятся энергосберегающие мероприятия.

Энергетическое обследование предприятий можно уподобить врачебному обследованию человека в том смысле, что и то и другое ставит своей целью постановку диагноза для дальнейшего лечения. Изучения состояния систем, выявление признаков (симптомов для выработки технологии лечения) должно осуществляться способами адекватными самому объекту.

Инструментальное энергетическое обследование электрической сети позволяет сформировать систему диагностических признаков, свидетельствующих об отклонения режимов электрической сети от нормы. В качестве нормы должны быть приняты значения показателей режима, обеспечивающие устойчивое электроснабжение потребителей и нормальную эксплуатацию сети в соответствии с правилами устройства электроустановок, правилами технической эксплуатации электростанций и сетей и другими нормативными документами.

Широкое инструментальное обследование энергетических сетей филиалов мрск сибери (обследовано более 100 подстанций), около 200 трансформаторов и 153 линии электропередачи, позволило выделить следующие диагностические признаки состояния сети:

ДП1 (ДП1 – означает диагностический признак и его и его порядковый номер) – загрузка ЛЭП по нагреву проводов в режиме наибольшей токовой нагрузки определяется отношение фактического (измеренного) тока линии к допускаемому току провода в соответствии с правилами устройства электроустановок:

$$K_3 = \frac{I_\phi}{I_{доп}}$$

ДП2 – экономическая загрузка лэп в режиме наибольшей нагрузки определяется отношением фактического (измеренного) тока к экономическому току (по экономической плотности тока):

$$K_э = \frac{I_\phi}{J_э \cdot F}$$

где: F – сечение провода, мм², $J_э$ – экономическая плотность тока по ПУЭ.

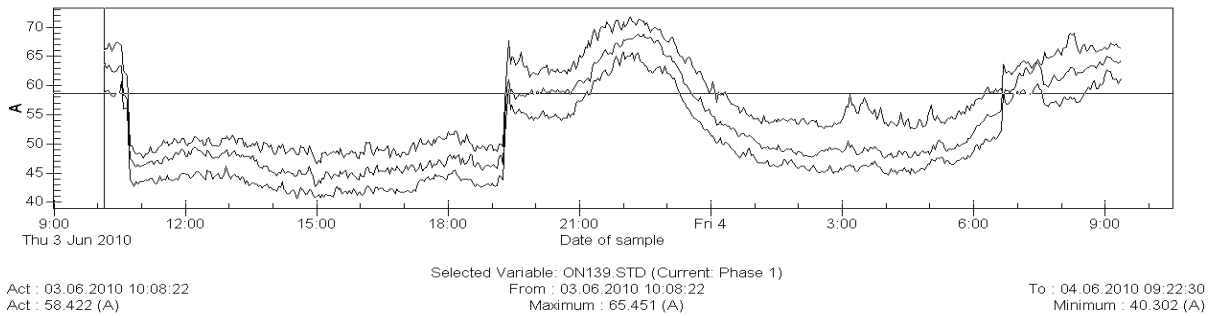


Рис. 1. Графики сурочного изменения фазных токов линии ВЛ110 ОК

Фазные токи линии за период измерений изменяются в пределах от 41а до 20а. Максимум наблюдается в 22.30 местного времени. Разница модулей фазных токов не превышает 5а.

ДПЗ – нагрузка трансформаторов в режиме наибольших нагрузок, определяемая как отношение полной трехфазной фактической мощности к номинальной мощности трансформатора:

$$K_T = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}}$$

где: $S_{MAX} = P_{MAX} + jQ_{MAX}$ – максимальная полная мощность, МВа.

График изменения мощности трансформатора регистрируется измерительными средствами, рис. 2.

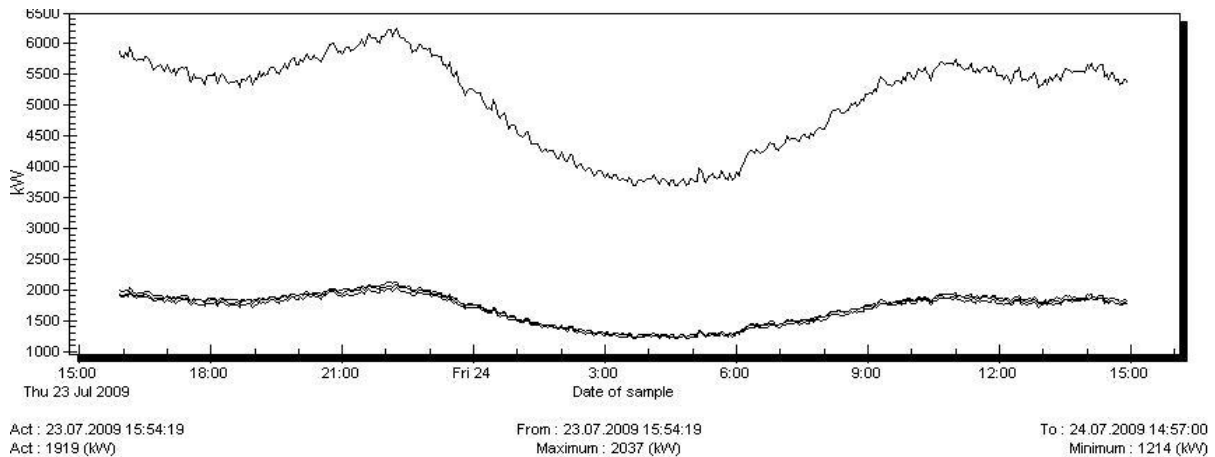


Рис. 2. Сурочные графики изменения фазных и суммарной активных мощностей трансформатора 1Т подстанции «Советская»

Трехфазная мощность имеет во времени арактерный сурочный цикл. Максимум наблюдается в 22.00 местного времени.

ДП4 – наибольшее и наименьшее значения напряжения на шинах высшего, среднего и низшего напряжения на сурочном интервале времени, рис. 3, 4, 5.

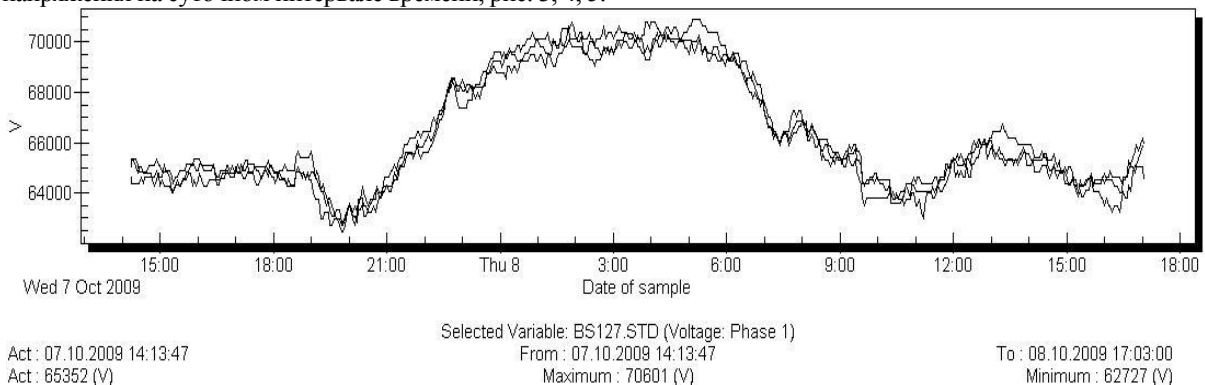


Рис. 3. Графики сурочного изменения фазных напряжений на шинах 110 кВ подстанции

Фазные напряжения находятся в пределах от 63,0 кВ (99,1 % $U_{НОМ}$) до 70,6 кВ (111,0 % $U_{НОМ}$).

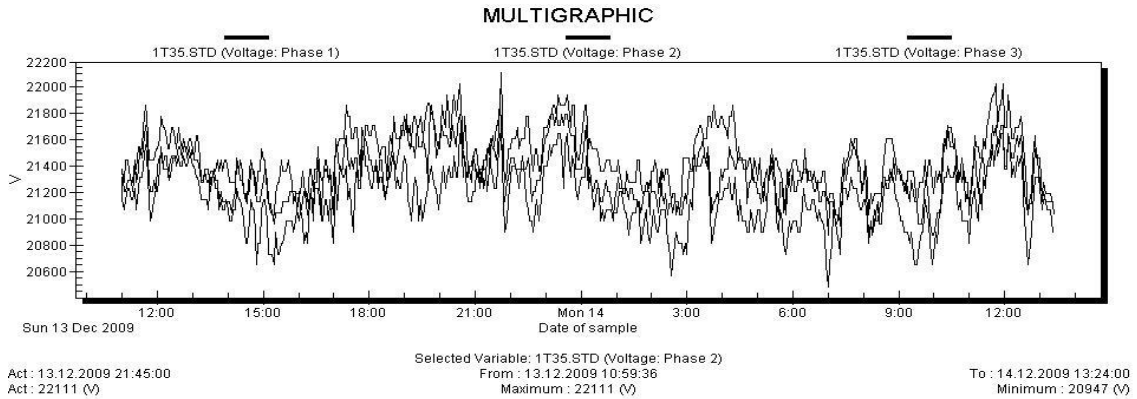


Рис. 4. Суточные изменения фазных напряжений на шинах 35 кВ подстанции
Фазные напряжения на шинах 35 кВ подстанции изменяются в диапазоне от 20,7 кВ (102,3 % $U_{ном}$) до 22,0 кВ (108,7 % $U_{ном}$), рис. 4.

Фазные напряжения изменяются в допустимых пределах и имеют разнопеременный характер.

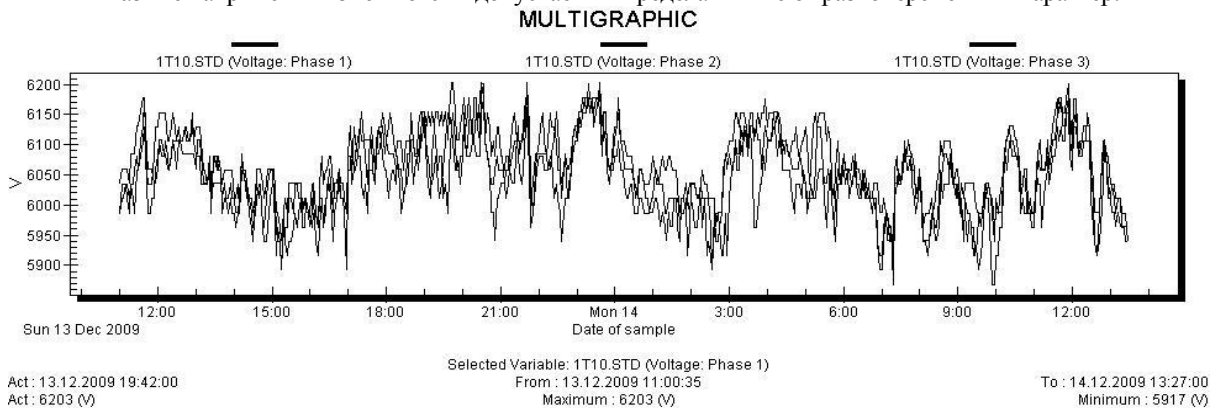


Рис. 5. Суточные изменения фазных напряжений на шинах 10 кВ подстанции

Фазные напряжения на шинах 10 кВ изменяются в пределах от 5,91 кВ (102,2 % $U_{ном}$) до 6,2 кВ (107,3 % $U_{ном}$).

ДП5 – размах изменения напряжения на суточном интервале

$$\Delta U = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_{\text{ном}}} 100\%$$

В рамках суточного изменения напряжений по результатам измерений, рис. 3, 4, 5 составил $\Delta U_{110} = 12,1\%$; $\Delta U_{35} = 6,4\%$; $\Delta U_{10} = 5,0\%$.

ДП6 – суточные графики изменения активной и реактивной мощности элементов сети, рис. 6, 7.

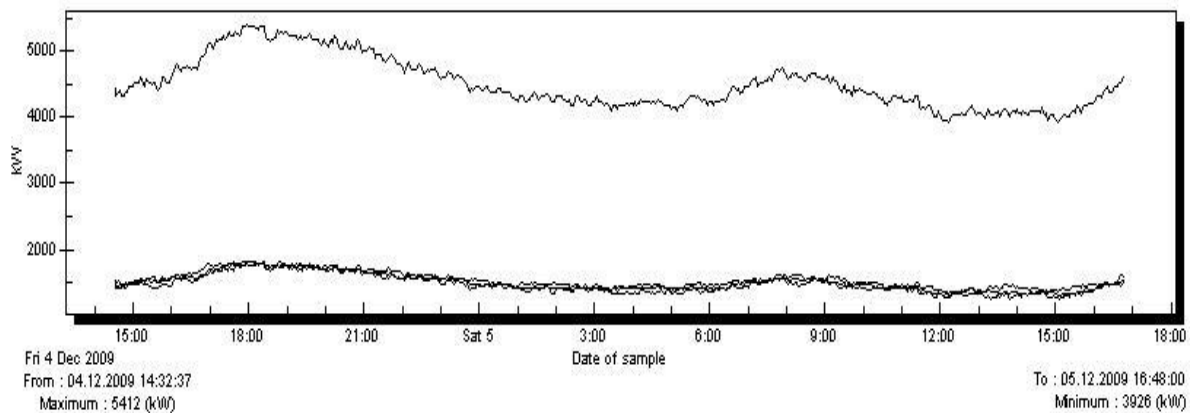


Рис. 6. Суточное изменение фазных и суммарной активной мощности линии

Суммарная активная мощность линии С-734 изменяется в суточном цикле от 4,0 МВт до 5,4 МВт.

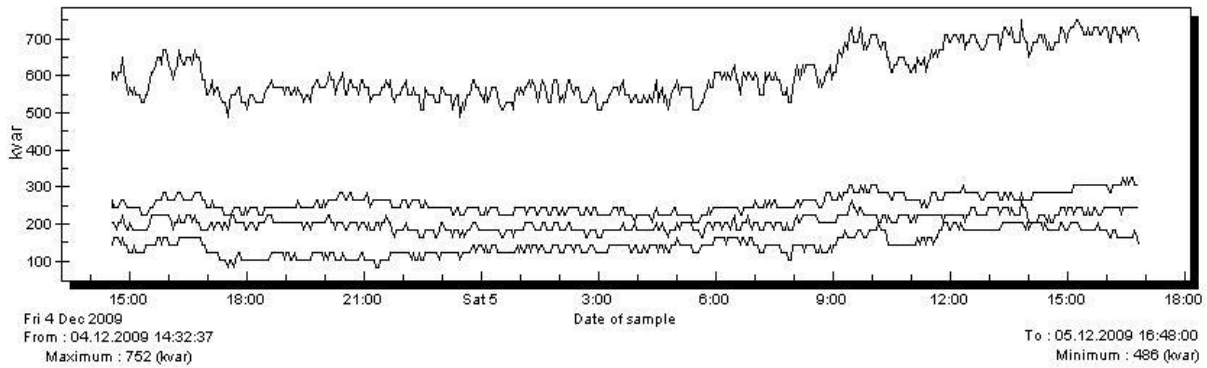


Рис. 7. Суточное изменение фазных и суммарной реактивной (емкостной) мощности линии

Суммарная реактивная (емкостная) мощность изменяется в пределах от 0,52 МВАр до 0,75 МВАр.

ДП7 – размах суточного изменения активных и реактивных мощностей:

$$\Delta P = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{P_{\max}}, \quad \Delta Q = \frac{Q_{\max} - Q_{\min}}{Q_{\max}}$$

$$\Delta P = 25,9\%; \quad \Delta Q = 31\%.$$

ДП8 – наибольшая активная и реактивная мощность линии (трансформатора, подстанции) на суточном графике

$$P_{\max} = 5,4 \text{ МВт}, \quad Q_{\max} = 0,75 \text{ МВАр (емк.)}$$

ДП9 – характер реактивной мощности индуктивный, емкостный.

ДП10 – направление потоков мощности:

- к шинам подстанции,
- от шин подстанции.

ДП11 – соотношение активной и реактивной мощности ($\text{tg}\varphi$, $\cos\varphi$) на суточном интервале времени

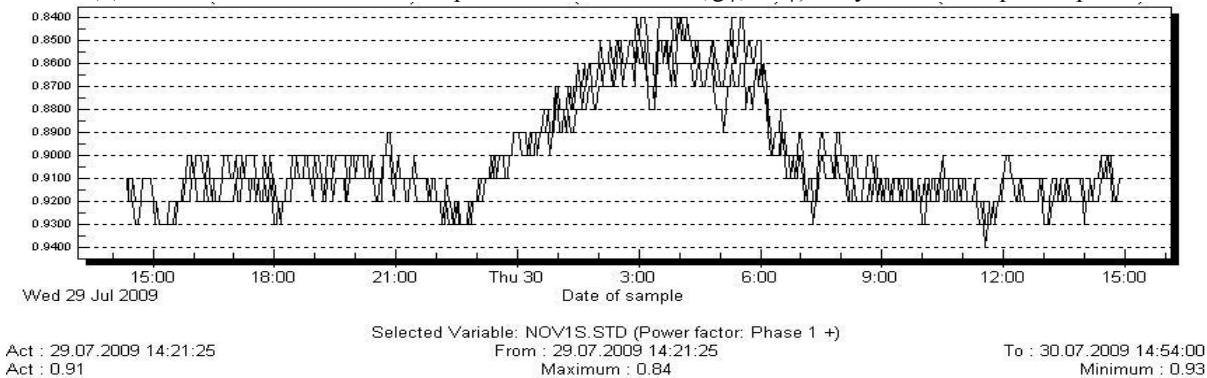


Рис. 8. Суточные графики изменения коэффициентов мощности $\cos\varphi$

Суточные изменения коэффициента мощности на вводе 1СШ находятся в пределах 0,84–0,93. Снижение коэффициента мощности имеет место в ночное время в период снижения нагрузки.

ДП12 – коэффициент искажения синусоидальности напряжения и тока.

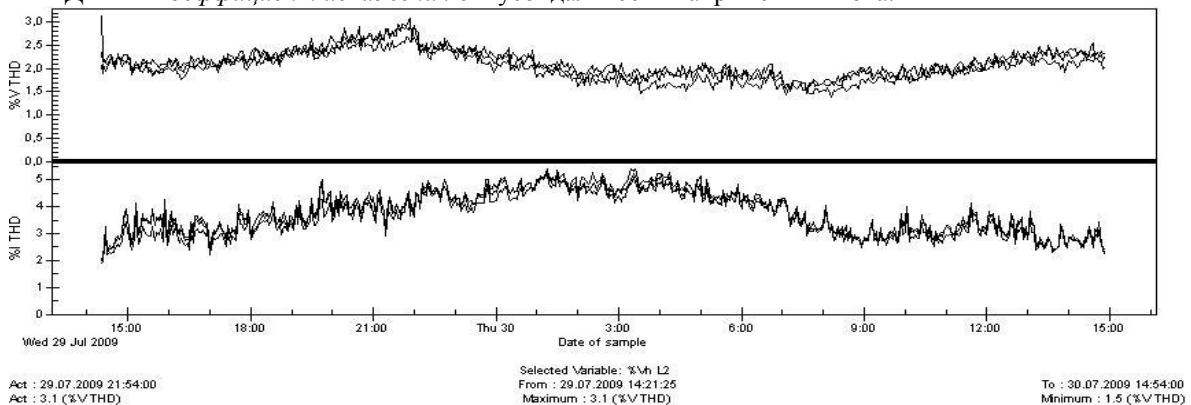


Рис. 9. Суточные графики изменения коэффициентов искажения синусоидальности напряжений (верхний график) и токов (нижний график)

Коэффициенты искажения синусоидальности в период наблюдений находились в следующих пределах: по напряжению – 1,5–3,0 %, по току – 2,5 %–5,5 %.

ДП13 – величина коэффициентов гармоник напряжения и тока.

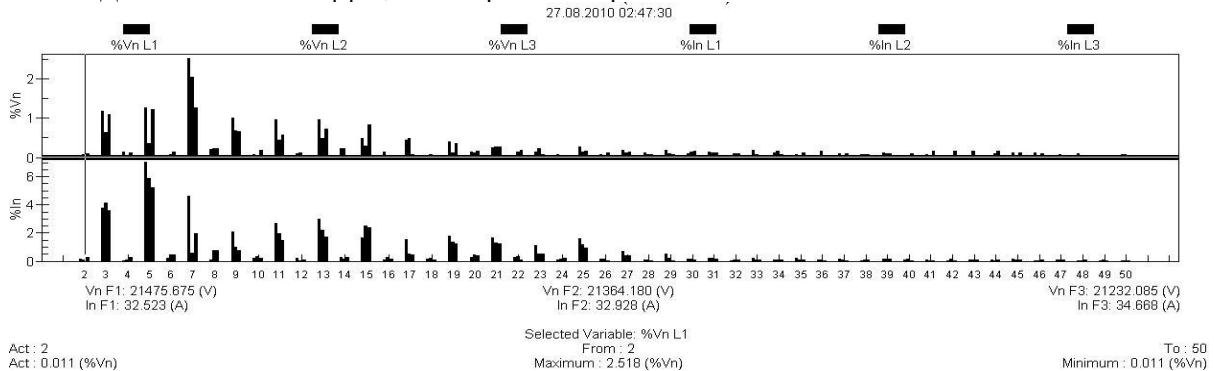


Рис. 10. Гармонический состав фазных напряжений (верхняя диаграмма) и фазных токов (нижняя диаграмма) в момент наибольшего значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения

Искажения синусоидальности вызваны действием гармоник, величина коэффициентов которых показана в табл. 1.

Таблица 1. Коэффициенты гармоник (для реализации, рис. 10)

Номер гармоники	Коэффициент гармоники	
	По напряжению, %	По току, %
3	1,2	4,0
5	1,4	6,7
7	2,5	4,1
9	0,95	2,0
11	1,0	2,0
13	0,95	2,6
15	0,7	2,4
19	-	1,7
21	-	1,7
35	-	1,5

Следы искажений синусоидальности токов и напряжений выявляются и при прямом осциллографировании.

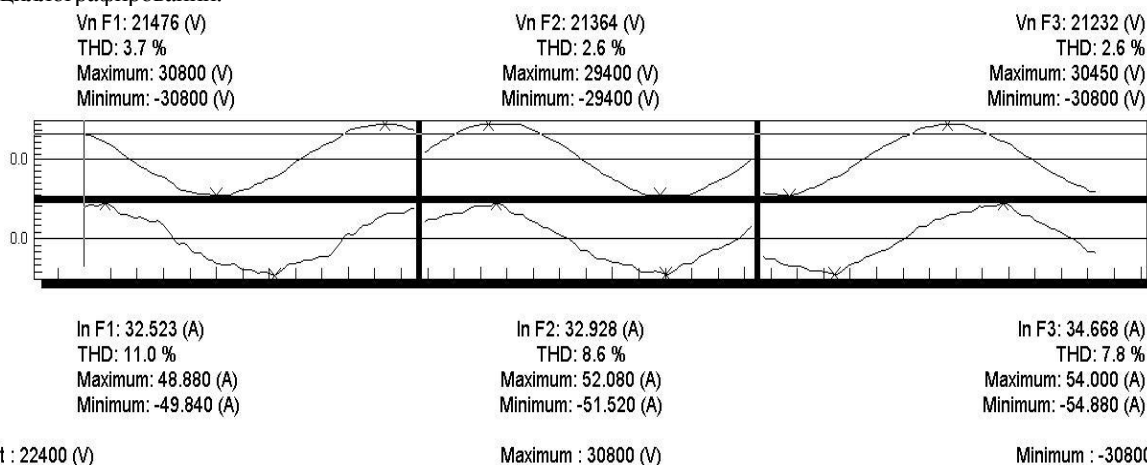


Рис. 11. Осциллограммы фазных напряжений (верхний график) и токов (нижний график), дающее представление о степени искажения синусоидальности

ДП14 – несимметрия напряжения на шинах подстанции, характеризуемая амплитудами напряжения обратной и нулевой последовательностей, рис. 12.

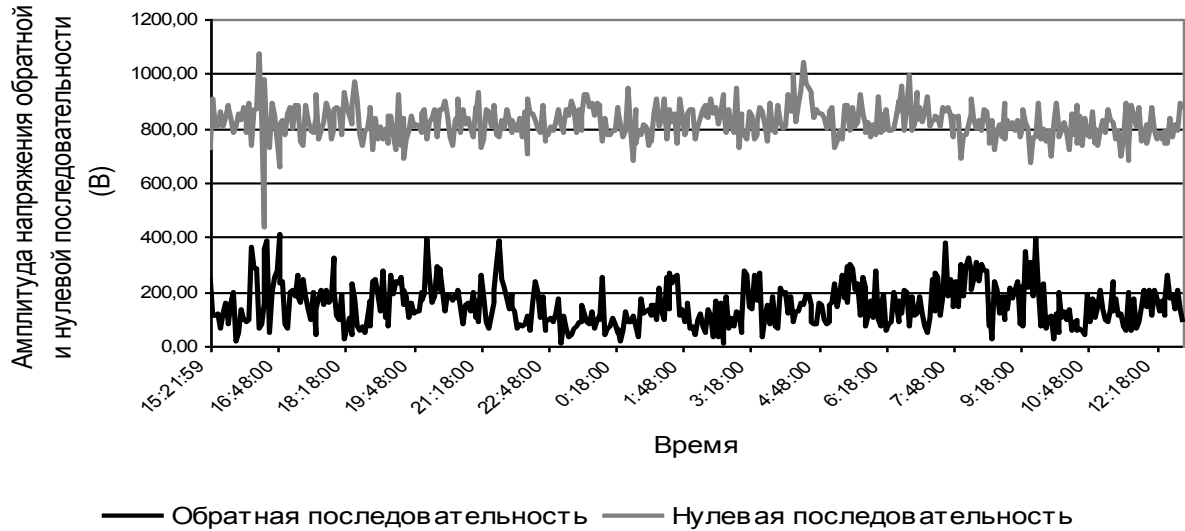


Рис. 12. Суточные изменения амплитуд напряжения обратной и нулевой последовательности на шинах 110 кВ подстанции ДП15 – несимметрия токов линии (трансформатора и др.).



Рис. 13. Изменения токов обратной и нулевой последовательностей линии 110 кВ

Непосредственное измерение токов и напряжений обратной и нулевой последовательности представляет определенный интерес, но более наглядное представление об уровне несимметрии дают значения коэффициентов обратной и нулевой последовательности соответственно по напряжению и току, рис. 14, 15.

Сведения по указанным выше 15 диагностическим признакам дают полную режимную картину на суточном интервале времени. При этом диагностические признаки одинаково успешно могут быть применены как для отдельных видов оборудования – линия электропередачи. Трансформатор, выключатель и др., так и для подстанции, рэс (район электрических сетей) и предприятию в целом.



Рис. 14. Изменения коэффициентов обратной (нижняя диаграмма) и нулевой (верхняя диаграмма) последовательностей напряжений



Рис. 15. Изменения коэффициентов обратной и нулевой последовательностей токов

Разумеется, список диагностических признаков может быть распространен на показатели надежности, безопасности, экономичности изоляционных свойств, эксплуатационной устойчивости, ремонтно-эксплуатационного обслуживания и другие направления деятельности предприятия.

Определение оптимального радиуса действия шкафных газорегуляторных пунктов

О.Н. Медведева, Е.Е. Любимова

ГОУ ВПО «Саратовский государственный технический университет», г. Саратов, Россия

НО «Строительно-архитектурно-дорожный институт», г. Саратов, Россия

medvedeva-on@mail.ru

В настоящее время в практике газификации городских и сельских населенных пунктов сетевым природным газом широко используются двухступенчатые системы газоснабжения, в статье приводятся результаты сравнительного анализа методик определения оптимальной централизации данных систем на базе шкафных газорегуляторных пунктов (ШГРП).

Двухступенчатые системы обеспечивают распределение и подачу газа потребителям по газопроводам двух категорий и включают в себя следующие технологические элементы: газовые сети высокого (среднего) давления – газорегуляторные пункты (ГРП) – газовые сети низкого давления. Основным звеном единой системы газоснабжения служат газорегуляторные пункты (установки). В последние годы принципиально изменилась как конструкция основного и вспомогательного оборудования установок, так и методы расчета и проектирования. Выбор оптимальной централизации систем газоснабжения на базе ШГРП представляет важную научно-техническую задачу. Обоснование оптимального количества квартир, подключаемых к одной газорегуляторной установке, повышает экономичность, надежность и безопасность систем.

В начальный период газификации (50-60 годы прошлого столетия) в качестве опорных пунктов газораспределительных систем использовались крупные ГРП, размещаемые в отдельно стоящих зданиях. Указанное обстоятельство предопределяло высокую степень централизации поселковых систем газоснабжения и соответствующую структуру распределительных газопроводов, сочетающую короткие газопроводы высокого (среднего) давления и протяженные газовые сети низкого давления. В зависимости от размера населенного пункта на сооружение распределительной газовой сети расходовалось до 80% всех капитальных вложений в систему газоснабжения. Из общей протяженности сетей до 70÷80% составляли газопроводы низкого давления и только 20÷30% газопроводы высокого (среднего) давления. Наличие протяженной сети газопроводов низкого давления в сочетании с большими диаметрами труб обуславливает повышенную материалоемкость газораспределительных систем а, следовательно, и высокую стоимость сооружения и эксплуатации систем газоснабжения. Дальнейшее развитие поселковых систем газоснабжения связано с широким использованием шкафных газорегуляторных пунктов, массовый выпуск которых освоен отечественной промышленностью в 70-х годах прошлого столетия. Низкая стоимость шкафных ГРП в сочетании с широким диапазоном пропускной способности качественно изменяет структуру распределительных систем газоснабжения. Наличие в населенном пункте большого количества дешевых ШГРП резко уменьшает протяженность материало- и капиталоемких газовых сетей низкого давления. Указанное обстоятельство, несмотря на повышенную протяженность газовых сетей высокого (среднего) давления, обуславливает значительное снижение общих затрат в сооружение и эксплуатацию поселковых систем газоснабжения.

Задачу исследования сформулируем следующим образом: разработка научно-обоснованной и практически применимой методики определения оптимальной централизации систем газоснабжения сетевым природным газом на базе ШГРП. В качестве целевой функции задачи примем удельные (на одну газифицируемую квартиру) приведенные затраты по комплексу: сети среднего давления, ШГРП, сети низкого давления. Критерию оптимальности соответствует минимум целевой функции вида [1]:

$$\frac{Z}{n} = \frac{1}{n} \left[Z_{c/d}(n) + Z_{шгрп}(n) + Z_{n/d}(n) \right] \rightarrow \min \quad (1)$$

Рассмотрим подробнее каждую составляющую целевой функции (1).

Удельные приведенные затраты в ШГРП определим по формуле:

$$\frac{Z_{шгрп}}{n} = \frac{1}{n} \cdot \left(a_{шгрп} + Q_{шгрп} \cdot b_{шгрп} \right) = f(a_{шгрп}, b_{шгрп}) \quad (2)$$

где n - количество квартир, снабжаемых газом от одного ШГРП, кв; $Q_{шгрп}$ - пропускная способность ШГРП, м³/ч; $a_{шгрп}$, $b_{шгрп}$ - стоимостные параметры ШГРП, руб/год и руб/(год·м³/ч).

Суммарная протяженность газовых распределительных сетей в значительной степени определяется структурой застройки населенного пункта. Рассмотрим вариант многорядной застройки. В этом случае удельные приведенные затраты в сети среднего давления определяются по формуле:

$$\frac{Z_{c/d}}{n} = Z'_{c/d} \cdot l_{c/d} \quad (3)$$

где $Z'_{с/д}$ - приведенные затраты в 1 км газопровода среднего давления, руб/(год·км); $I_{с/д}$ - удельная протяженность газопроводов среднего давления в расчете на 1 газифицируемую квартиру, м/кв.

Удельные приведенные затраты в сети низкого давления определяются по формуле:

$$\frac{Z_{н/д}}{n} = Z'_{н/д} \cdot I_{н/д}, \quad (4)$$

где $Z'_{н/д}$ - приведенные затраты в 1 км газопровода низкого давления, руб/(год·км); $I_{н/д}$ - удельная протяженность газовых сетей низкого давления в расчете на одну газифицируемую квартиру, м/кв.

Для газопроводов низкого давления, работающих в режиме «гладких» труб, диаметры головной магистрали и ответвлений можно определить по выражениям:

$$d_{гм} = a_0^{0,21} \cdot (Q_{ср}^{гм})^{0,368} \cdot \left(\frac{I_{гм}}{\Delta P_{гм}} \right)^{0,21}, \quad (5)$$

$$d_{отв} = a_0^{0,21} \cdot (Q_{ср}^{отв})^{0,368} \cdot \left(\frac{I_{отв}}{\Delta P_{н} - \Delta P_{гм}} \right)^{0,21}, \quad (6)$$

где $I_{гм}$, $I_{отв}$ - протяженности головной магистрали и ответвления для средней ветки распределительного газопровода, м; $\Delta P_{н}$ - нормативная потеря давления в распределительном газопроводе; $\Delta P_{гм}$ - потеря давления в головной магистрали; $\Delta P_{отв} = \Delta P_{н} - \Delta P_{гм}$ - потеря давления в ответвлении.

Средний диаметр расчетной ветки распределительного газопровода низкого давления определяем по формуле:

$$d_{н/д} = \frac{d_{гм}^{opt} \cdot I_{гм} + d_{отв}^{opt} \cdot I_{отв}}{I_{гм} + I_{отв}}. \quad (7)$$

где $d_{гм}^{opt}$, $d_{отв}^{opt}$ - оптимальные диаметры головной магистрали и ответвления.

Минимальному значению затрат $\left(\frac{Z}{n} \right)_{min}$ соответствует оптимальное количество квартир n_{opt} ,

снабжаемых газом от шкафной газорегуляторной установки.

В качестве примера численной реализации математической модели были определены размеры централизации системы газоснабжения жилого массива, застроенного одноэтажными зданиями. Газовое оборудование зданий – газовые плиты, отопительные котлы, проточные водонагреватели; плотность населения газоснабжаемой территории $q=0,0115$ чел/м²; количество квартир в 1 жилом доме $n_0=1$; прокладка газопроводов: 100% полиэтиленовых труб. Расчет произведен с помощью программного продукта. В результате расчетов получено, что оптимальное количество квартир подключаемых к одному ШГРП равно 441. Общее количество одноэтажных домов было принято равным 2700, тогда количество ШГРП будет равняться $2700/441 \approx 6$. К установке примем 7 ШГРП, так как в районе имеется небольшая доля 2-х и 3-х этажной застройки.

Для сравнения предлагаемой методики с существующими методами расчета определим оптимальное количество ШГРП по минимуму капитальных вложений.

Капитальные вложения в систему газоснабжения определяются по формуле:

$$K = K_{н.д.} + K_{шгп} + K_{с.д.} \quad (8)$$

где $K_{н.д.}$, $K_{с.д.}$ - капитальные вложения в надземный газопровод низкого давления, проложенный по опорам и газопроводы среднего давления, руб; $K_{шгп}$ - капиталовложения в ШГРП, руб.

Согласно [2] радиус действия ШГРП при любом варианте его размещения:

$$R = \sqrt{\frac{F}{2n}}, \quad (9)$$

где F - площадь газоснабжаемой территории, м²; n - количество ШГРП.

Капитальные вложения в сети низкого давления, $K_{н.д.}$, руб., согласно [2]:

$$K_{н.д.} = 0,9 \cdot \left(\frac{a}{\Delta P_{н}} \right)^{0,21} \cdot q^{0,368} \cdot R^{0,578} \cdot \sum L_{н.д.} \quad (10)$$

где a - коэффициент пропорциональности; ΔP_n - нормативный перепад давления в уличных сетях; q - удельный путь расход газа, $m^3/ч \cdot м$; α - коэффициент пропорциональности, зависящий от схемы размещения ШГРП; R - радиус действия ШГРП, м; $\sum L_{н.д.}$ - суммарная длина газопроводов низкого давления, м.

Капитальные вложения в ШГРП:

$$K_{шгп} = K_{шгп}^{уд} \cdot n, \quad (11)$$

где $K_{шгп}^{уд}$ - капитальные затраты в один ШРП.

Изменение радиуса действия ШГРП мало сказывается на общей конфигурации сети среднего давления. Изменяются, в основном, количество и протяженность ответвлений к ШГРП, тогда переменная часть капиталовложений в сети среднего давления составит:

$$K_{с.д.} = b \cdot d_{ср}^0 \cdot \frac{b \cdot F}{2 \cdot R}, \quad (12)$$

где b - коэффициент пропорциональности; $d_{ср}^0$ - средний диаметр ответвлений; β - коэффициент пропорциональности.

По результатам расчетов оптимальным является установка 12 ШГРП, что значительно больше, чем в предлагаемом варианте расчета. Определим оптимальные приведенные затраты по первому и второму варианту. По первому варианту суммарные приведенные затраты составят:

$$Z_{opt} = \left(\frac{3}{n} \right)_{opt} \cdot n_{шгп} = 77,952 \text{ тыс.руб/год} \quad (13)$$

По второму варианту суммарные приведенные затраты определим по формуле:

$$Z_{opt} = K_{opt} \cdot E + I, \quad (14)$$

где E - коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год; K_{opt} - оптимальные капитальные вложения, тыс.руб.; I - текущие издержки по эксплуатации объекта, руб/год.

Оптимальные затраты по второму варианту: $Z_{opt}^2 = 301,29$ тыс.руб/год.

Как показывают сравнительные расчеты, предлагаемая методика определения оптимальных размеров централизации систем газоснабжения обеспечивает значительные преимущества экономического характера.

Список литературы:

1. Курицын Б.Н., Медведева О.Н. Оптимизация поселковых систем газоснабжения на базе шкафных газорегуляторных установок // Теоретические основы теплогазоснабжения и вентиляции: Материалы Международной научно-технической конференции. - М.: МГСУ, 2005.- С.268-272
2. Курицын Б.Н. Оптимизация систем ТГС и В. - Саратов: Изд-во СГТУ, 1992. - 160с.

Надежность оборудования ТЭС

И.А. Степанов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

lis_19882010@mail.ru

Целью данной работы является создание математической модели для численного определения показателей надежности работы турбоустановки.

В результате анализа графиков останова турбин за 5 лет выводим среднее время работы турбины в год: $K_{раб} = \frac{5800}{8760} = 0,662$; среднее количество пусков и остановов 5,4 в год.

Можно предположить, что вероятности нарастания дефекта до предельного (критического) уровня равномерно распределены в интервале наработки от t_0 до t_2 . Тогда плотность распределения вероятности будет равна:

$$f(t) = \frac{1}{\int_{t_0}^{t_2} dt} = \frac{1}{t_2 - t_0};$$

Зависимость расчетной плотности распределения от времени в работе представлена на рис. 1.

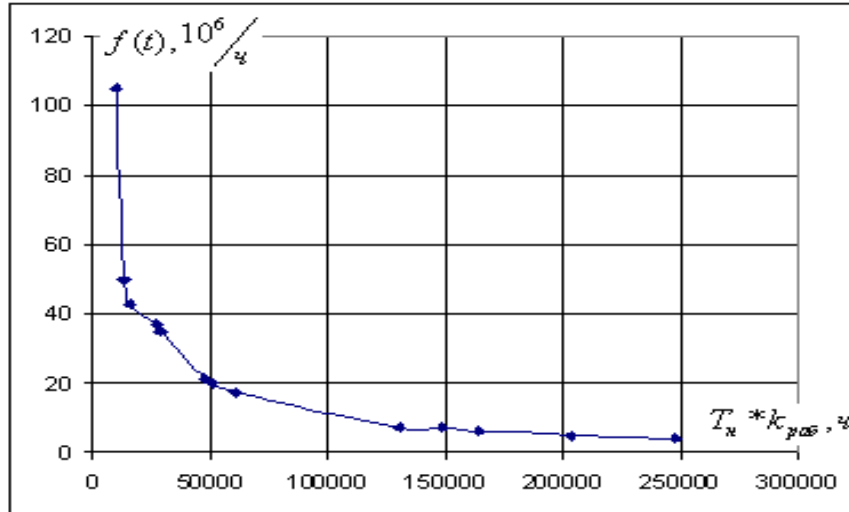


Рис. 1. Зависимость плотности распределения от времени в работе

Частота отказов становится Производной характеристикой объекта:

$$\omega = 8760 / T_n$$

Принимаем время восстановления постоянным $T_g = 960$ ч (средняя продолжительность ремонта 40 дней).

Коэффициент готовности - это вероятность того, что устройство будет работоспособно в произвольно заданный момент времени в промежутках между плановыми ремонтами. В силу принятых допущений за межремонтный период отказов не возникает, поэтому:

$$K_r = \frac{T_n}{T_n + T_B}$$

где T_B – продолжительность восстановления после отказа.

Коэффициент вынужденного простоя в этом случае:

$$K_B = \frac{T_B}{\frac{8760}{\omega} + T_B} = \frac{T_B \omega}{8760 + \omega T_B} \approx \frac{T_B \omega}{8760}$$

Вероятность безотказной работы:

$$P_{m=0} = e^{-\omega t}, \text{ где } m\text{-вероятность } 0 \text{ отказов.}$$

Зависимость частоты отказов и вероятности безотказной работы от времени в работе представлена на рис. 2.

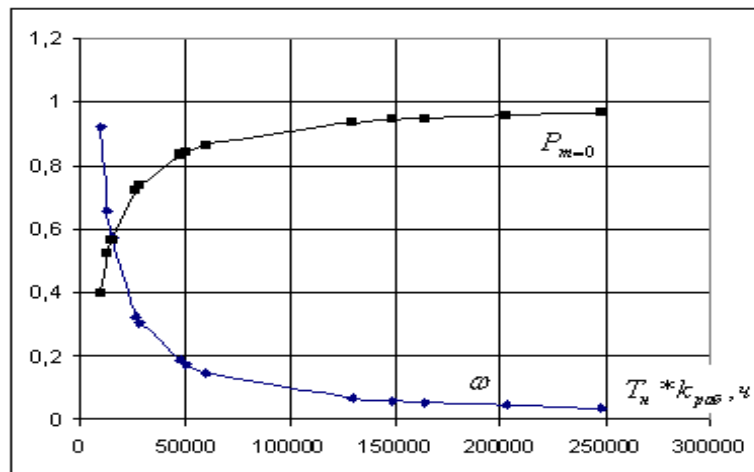


Рис. 2. Зависимость частоты отказов и вероятности безотказной работы от времени в работе

Из полученных зависимостей можно сделать выводы, что работоспособность подшипника в рассматриваемых объектах имеет чрезвычайно высокий диапазон. Это говорит о том, что начальное качество объекта и качество ремонта напрямую влияют на его работоспособность.

Список литературы:

1. Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы. / Ковалев Г. Ф., Сеннова Е. В., Чельцов М. Б. и др. / Под ред. Воропая Н.И. – Новосибирск, Наука, СП РАН, 1999. -434 с.
2. Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем, 2 из-е - М.: Энергоатомиздат. 1984. -200с.
3. Надежность систем энергетики. Терминология. Выпуск 95. –М.: Наука, 1980. -43 с.

Расчет осветительных сетей по потере напряжения при неравномерной нагрузке фаз методом приведенной мощности

К.П. Толкачева, В.Д. Никитин, В.Б. Вайнштейн*

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

**ООО «Томский нефтехим», г.Томск, Россия*

ksyshenka@sibmail.com

Анализируются существующие и предлагаются новые удобные инженерные методы расчета потерь напряжения в электрических, в первую очередь - осветительных сетях, учитывающие степень неравномерности распределения нагрузки по фазам.

Введение

Расчет по потере напряжения (ПН) является определяющим (критическим) для протяженных сетей [1]; как базовый рассматривается случай равномерной нагрузки фаз (РНФ). Однако даже если при проектировании сеть была нагружена равномерно, и при монтаже «не начудили», то при эксплуатации и в ходе реконструкций РНФ часто нарушается. Несимметрия напряжения может носить систематический (постоянная перегрузка одной из фаз) или вероятностный характер (непостоянство нагрузок в зависимости от случайных факторов). Для жилых зданий характерна неустраняемая асимметрия нагрузок; ток в нулевом проводе домов с электроплитами и в сетях с разрядными лампами нередко составляет 40-50% тока в фазном проводе. Обычно расчетчик, дабы не осложнять себе жизнь, делает вид, что неравномерности нет, а в крайнем случае прибегает к формуле Цейтлина [2]. Как позитивный пример отметим решение на с.170 [3].

Любопытно различие в подходах к не-РНФ: у электроснабженцев - «увеличение потерь мощности и энергии»; у светотехников - «существенное изменение светового потока, срока службы источников света (ИС) и других параметров».

1. Пример расчета сети с несимметрией напряжения

Результаты изучения справочной [4-7] и монографической [8] литературы по теме представлены в [9] и в данной работе не приводятся. Анализ показывает, что реально есть 2 причины.

$P_i = \text{const}, I_i = \text{var}$	$P_i = \text{var}, I_i = \text{const}$
К не-РНФ приводит (условное, из-за особенностей расчета по формуле Цейтлина) несоответствие длин плеч – которые материально могут быть равны. Частный, по сути, случай с N=6 кочует из издания в издание и получил (неоправдываемое практикой) широкое «представительство» в литературе [5-7]. Отметим: формула Цейтлина справедлива для сетей с чисто активной нагрузкой.	В массе реальных ситуаций приводит к не-РНФ. В проектной практике удается (формально) выровнять нагрузку по фазам, однако «эксплуатационная» не-РНФ – частая неизбежность: в [3] – при равных плечах – реально нагрузки по фазам оказываются разными. Цигельман (1977) описывает ситуацию $\Sigma M_A \neq \Sigma M_B \neq \Sigma M_C$ из-за неравномерного распределения нагрузок в щитках вдоль линии.

В качестве достойного примера решений в ситуации с не-РНФ из-за $P_i = \text{var}$ назовем [3]; в табл.1 предельно сжато даны узловые моменты расчета по ПН сети жилого дома (освещение + электроплиты) при фазных нагрузках 21<25<32 kW и приведенной длине $L=60\text{m}$; сеть выполнена проводом АПВ 3(1×70)+1×35; коэффициент $c=7,7$ – для однофазной сети, но в формуле Цейтлина используется значение $2c=2\cdot 7,7\approx 15,5$; ищется полная ПН как алгебраическая сумма составляющих.

Для сравнения: в случае РНФ (используем $C=46$ [3]) $\varepsilon=(\Sigma P)\cdot L\cdot(Cs)^{-1}=(21+25+32)\cdot 60\cdot(46\cdot 70)^{-1}=1,46\%$ (<2,77% !), и неучтенная асимметрия нагрузки может привести к выбору в фазе 3 заниженного сечения провода и, следовательно, к росту ПН в результате уменьшения питающего напряжения:

- поток ламп будет ниже номинального, поскольку $\Phi_{i'}=\Phi_n(U/U_n)^{3,6}$ (для ЛН) [7];

- температура конфорок снизится, а время работы увеличится ввиду $Q_{i'}=Q_n(U/U_n)^2$ (по закону Джоуля-Ленца).

Таблица 1. Расчет ПН ε в сети с не-РНФ (фазы 1,2,3=A, B, C при любом их порядке); потери в нулевом проводе тонированы)

Частичная потеря напряжения (ЧПН) в проводе	Значения ε , %, при фазной нагрузке равной		
	$P_1=21 \text{ kW}$	$P_2=25 \text{ kW}$	$P_3=32 \text{ kW}$
Фазном $\varepsilon(\alpha)$, $\alpha=60(15,5 \cdot 70)^{-1}=0,0553]$	$21 \cdot \alpha=1,16$	$25 \cdot \alpha=1,38$	$32 \cdot \alpha=1,77$
Нулевым $\varepsilon(\beta)$, $\beta=60(15,5 \cdot 35)^{-1}=0,111$	$21 \cdot \beta=2,32$	$25 \cdot \beta=2,76$	$32 \cdot \beta=3,54$
Нулевым двух других фаз: среднее значение ЧПН $\varepsilon(-0,5\beta)$	$-0,5 \cdot \beta \cdot (25+32) = -3,15$	$-0,5 \cdot \beta \cdot (21+32) = -2,93$	$-0,5 \cdot \beta \cdot (21+25) = -2,54$
Полные ПН в данной фазе $\Sigma\varepsilon = \varepsilon(\alpha) + \varepsilon(\beta) + \varepsilon(-0,5\beta)$	$1,16+2,32 - -3,15=0,33$	$1,38+2,76 - -2,93=1,21$	$1,77+3,54 - -2,54=2,77$ (!)

2. Характеристика формулы Цейтлина

В отношении самой формулы Цейтлина [2] (давно ставшей классикой) нет возражений, но приводимый в табл.2 анализ побуждает к совершенствованию расчетных методик.

Таблица 2. Характеристика формулы для расчета ПН в сети с не-РНФ

Формула Д. Г. Цейтлина $\varepsilon=\varepsilon(M_A, M_B, M_C, S_\phi, S_0)$ требует:		
Операций с моментами $M=P \cdot L$ нагрузок фаз, <i>тогда как</i> достаточно выполнять расчеты с мощностью P (током I) нагрузок. Расчёт мощностей по фазам всё равно необходим для выявления степени загрузки фазы; в некоторых случаях он позволяет уменьшить сечение фазной жилы (в примере – А, 50 mm ²), или подключить к $P=21 \text{ kW}$ дополнительную мощность.	Операций с <i>тремя</i> векторами (моменты M_1, M_2, M_3); переход к <i>двум</i> векторам – мощностям P_Σ и P_A , как показано далее, – упрощает расчеты и даёт возможность вместо трехмерных (крайне редких) использовать двухмерные (плоские) графики.	Применения таблиц для каждой из фаз, <i>тогда как</i> в принципе достаточно таблицы для одной фазы, и «вязких» (трудоемких) расчетов, <i>тогда как</i> возможны упрощения, если на одном графике учитывать отношение S_ϕ/S_0 одновременно с получением значения $S_{\text{всл}}$.

Продолжение таблицы 2.

Трудоемкость метода Цейтлина, оцениваемая числом операций		
Расчет в сети	одно\ трехфазной	Примечания
– Моментов $M=P_i \cdot L_i$	3\3	1. Предполагается, что мощности нагрузки по фазам и их сумма известны проектировщику из предыдущих вычислений. 2. В предлагаемом (п, 4) методе число операций заметно меньше: для трех фаз – 9 или 6 (в зависимости от S_ϕ/S_0)
– Усредненного значения $0,5(M_B+M_C)$	1\3	
– Потерь в фазном проводе	1\3	
– Потерь в нулевом проводе	2\6	
– Суммы потерь	1\3	
Итого	8\18	

3. Расчет сетей с не-РНФ методом приведенной мощности

Теоретическое обоснование метода.

Заменим три момента нагрузки по фазам на два: суммарный и данной (расчетной) фазы, а сечение нулевой жилы S_0 – на сечение фазной жилы S_ϕ с поправочным коэффициентом $\sigma = S_\phi / S_0$; преобразования формулы Цейтлина даны в табл.3.

Таблица 3. Преобразование формулы для ε и ее характеристика

Формула Цейтлина и ее параметры (коэффициент «с» – для однофазных линий)	$\varepsilon=0,5c^{-1}(M_A/S_\phi+M_A/S_0-0,5(M_B+M_C)/S_0)$, (1) где M_A, M_B, M_C – моменты нагрузки соответствующих фаз, S_ϕ и S_0 – сечения фазного и нулевого проводников.
Преобразованная формула (L – длина участка)	$\varepsilon=Lc^{-1}(0,5A/S_\phi+0,75A/S_0-0,25\Sigma/S_0)=Lc^{-1}P_p K_e / S_\phi = \varepsilon_p K_e$, (2) где Σ и A – нагрузки суммарная и расчетной фазы
Расчётная нагрузка фаз	$P_e=1,25A-0,25\Sigma$ (3)
Показатель перекося фаз	$\Delta=(3A-\Sigma P) / A$, (близок к $\sqrt{3}$ из [1]) (4)
Поправка K_e (σ, Δ); σ – в табл.5)	$K_e(\sigma, \Delta)=(2+\sigma\Delta)/(2+\Delta)=[2+\sigma(3-A^{-1}\Sigma)]/[5-A^{-1}\Sigma]$ (5)

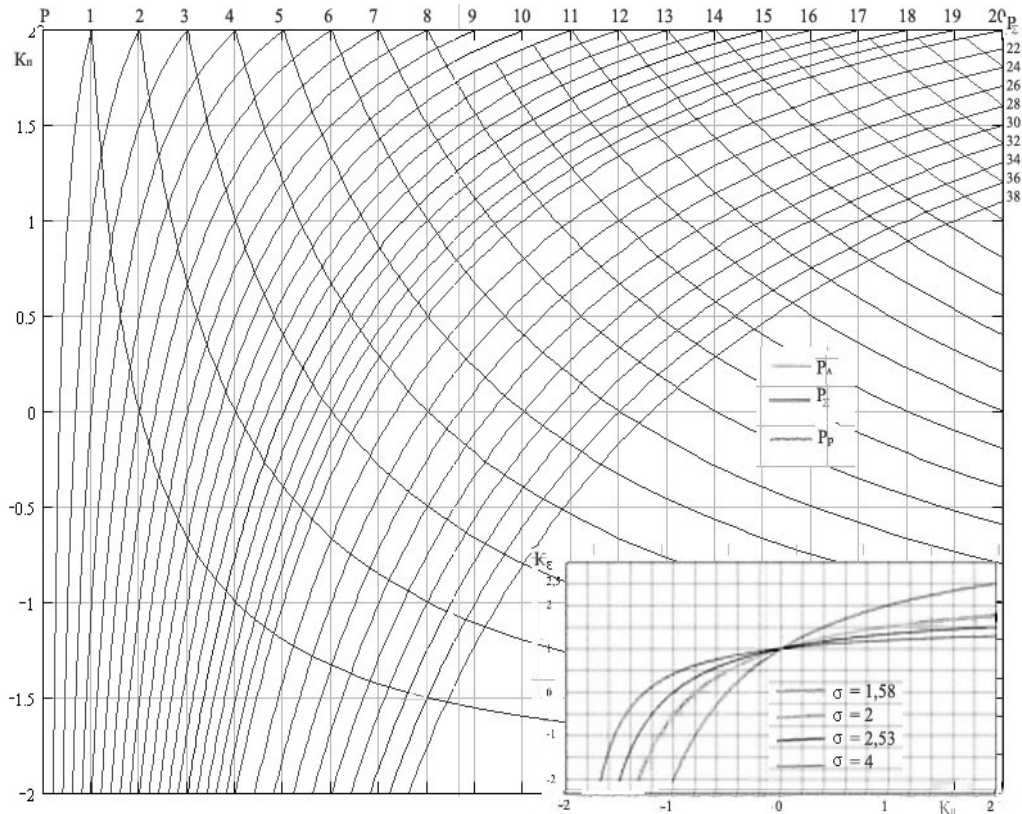


Рисунок. Линии равных значений P_n, P_Σ (наклонные) в поле P_p (абсцисса) и Δ (ордината); на врезке – поправка $K_\epsilon(\sigma, \Delta)$ в функции Δ

На рисунке изображены кривые приведенной мощности фазы A и суммарной мощности Σ в поле расчетной мощности фазы P_p и показателя перекоса Δ . Приведенная мощность определяется на пересечении мощности выбранной фазы и суммарной мощности, а поправка $K_\epsilon(\sigma, \Delta)$ – на врезке по горизонтали от точки пересечения линии со шкалы Δ к выбранному (существующему) соотношению сечений фазного и нулевого проводников σ ; $k_\epsilon=1$ при $\sigma=1$.

Заключение.

В силовых электроустановках мощности, как правило, выбираются с некоторым запасом, который перекрывает возможные колебания или ПН в сети; поэтому ПН сказываются только на общем расходе электроэнергии. Иная ситуация в осветительных электроустановках: понижение напряжения уменьшает световой поток всех источников и затрудняет включение разрядных ламп; повышение напряжения (для ламп накаливания) и любые отклонения напряжения от номинала (для разрядных ламп) могут значительно – в разы! – снизить срок службы ламп. Поэтому учет ПН в каждой фазе, а иногда и возле каждого светильника является важной электротехнической задачей; без упрощений ее решение может остаться недоступным для практики проектирования.

Список литературы:

1. Вайнштейн В.Б., Никитин В.Д. Электрическая часть осветительных установок\ Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПИ. 1984, – 92 с.
2. Цейтлин Д.Г. К вопросу о расчете трехфазных осветительных сетей с нулевым проводом при несимметричной нагрузке фаз // Электричество. – 1935. – №13. – С. 17-19.
3. Мирер Г.В. и др. Электрические сети жилых зданий. – М.: Энергия, 1974. – 264с.
4. Райцельский Л. А. Справочник по осветительным сетям. – М. Энергия, 1977. – 288 с.
5. Кнорринг Г.М., Фадин И.М., Сидоров В.Н. Справочная книга для проектирования электрического освещения. Л.: Энергоатомиздат, 1992. – 384с.
6. Альбом вспомогательных таблиц для проектирования осветительных установок. Часть 2. Электротехническая. М: Изд. ТПЭП, 1967.
7. Справочная книга по светотехнике/ Московский дом света; под ред. Ю.Б. Айзенберга. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Знак, 2006. – 972с.
8. Основы современной энергетики. Под. ред. Бурман А.П., Строева В.А. – т.2. – Изд. Дом МЭИ. – 2008г. – С.117-119.

9. Ванштейн В.Б., Никитин В.Д., Пашник (Толкачева) К.П. Методика комплексного решения задач по выбору сечения осветительной сети. /Национ.Светотехн.интернет-конф. - <http://nsk2009.svetotech.com>. – Сек. «Осветительные приборы и техника освещения. Общие вопросы», доклад №23. – 2009.

УДК 004.9:332.871

Возможности информационных систем сбора показаний приборов учёта для управления процессом энергосбережения в коммунальном секторе

В.Г. Ротарь, А.А. Лукьянец*, А.Г. Чернов *

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

**Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН
chernov_artem@mail.ru*

Несмотря на бурный рост производства электронных средств учета электроэнергии, тепла и воды Россия остается страной, где в секторе ЖКХ учет в большинстве случаев ведется традиционным способом – путем «ручного» списывания показаний с прибора учета потребителем с последующей подачей информации в бумажном виде в абонентскую службу, иногда эту операцию выполняет оператор. Однако на фоне бурного развития и внедрения технологий учета энергоресурсов значительно возрастают объемы информации, которые необходимо собирать и обрабатывать. В этих условиях классический способ учета становится технологическим и управленческим анахронизмом, а новые параметры учета потребления, особенно развитые в области электроснабжения (многотарифность, дистанционная передача информации о потреблении, централизованный сбор данных и др.), вошедшие в практику западных энергоснабжающих и коммунальных компаний, в России во многом не востребованы.

Создание систем учета коммунальных ресурсов, в особенности для старых домов, осложняется в России следующими обстоятельствами:

- необходимость установки приборов учета – оборудование места, ограничение доступа, реконструкция узла ввода и т.д.;
- преодоление организационно-правовых проблем – отсутствие ТСЖ или ЖСК не позволяет принимать показания домовых приборов учета;
- экономическая неэффективность, отсутствие положительного эффекта – в старых домах с разрегулированной системой и высокими теплопотерями, оплата по факту может оказаться выше, чем по нормативу.
- необходимость создания сетевой инфраструктуры, обеспечивающей сбор и обработку данных.

В то же время успешные примеры по усовершенствованию методов и средств управления приборами учета можно наблюдать в европейских странах. Для этого принимается план массовой замены устаревших индукционных счетчиков на специальные электронные счетчики, которые затем объединяются в единую систему дистанционного управления абонентской сетью. Конструктивно описание работы системы выглядит следующим образом. Интегрированный (снабженный прерывателем) электронный счетчик, осуществляет функции учета, управления контактом и передачу данных. При этом передача данных от счётчика может осуществляться разными способами – по силовой сети низкого напряжения до коммутатора, по радиоканалу до ближайшего стационарного или мобильного концентратора. Затем данные передаются в единый центр, где происходит их накопление и дальнейшая обработка.

Потенциальные возможности применения информационных систем в коммунальном комплексе России очень широки. Они могут использоваться практически на всех этапах производства-потребления коммунальных ресурсов. Однако наиболее перспективно внедрения информационных систем для контроля процессов передачи и потребления ресурсов. Именно на этих этапах возникают зоны перекрёстной ответственности, когда формально у оборудования есть собственник, но он его не обслуживает, а обслуживающая организация не заинтересована в эффективной работе данного оборудования. В итоге результаты неэффективной работы в виде потерь ресурсов, перебоев в их поставке, а также дополнительные финансовые расходы ложатся на плечи потребителей.

Возможности применения систем сбора показаний приборов учёта для управления процессом энергосбережения в коммунальном секторе:

- организация сбора данных о функционировании оборудования;
- управление удаленными объектами без присутствия персонала;
- контроль отпуска ресурсов;
- диагностика состояния сетей;
- предупреждение утечек ресурсов;
- оперативное выявление аварий в коммунальных сетях и оповещение ремонтных служб;
- организация системы ремонтов «по состоянию»;

- построение биллинговых систем;
- повышение собираемости платежей;
- внутридомовое распределение услуг;
- сигнализация об утечке бытового газа, о пожаре или затоплении;
- сбор показаний приборов учёта;
- обнаружение случаев мошенничества/защита от взлома;
- информирование абонента;
- изменение тарифных планов путем обновления программного обеспечения;
- контроль качества обслуживания отдельного абонента и т.д.

В качестве результатов внедрения систем сбора показаний приборов учёта для управления процессом энергосбережения могут быть отмечены:

- повышение оперативности обслуживания и сокращение потерь из-за простоев прибора, разрегулировки или выхода из строя измерителей;
- сокращение количества объездов или обходов узлов учета снятия показаний, а также для проведения профилактических работ и контроля;
- сокращения штата «полевых» сотрудников;
- повышение качества планирования, что в конечном итоге может привести к эффективной работе оборудования и существенной экономии энергоресурсов.

На сегодняшний день отечественные сбытовые компании в достаточной степени готовы к внедрению средств автоматизации в ЖКХ, однако не имеют достаточных средств для инвестиций. Этот сектор находится на стыке социальных и даже политических интересов. Увеличение тарифов, за счет которых можно было бы решить проблему, заведомо не будет популярным. Поэтому энергетическим компаниям достаточно трудно сделать выбор в пользу автоматизированных средств учета [1].

Для построения и развития систем контроля коммунальных ресурсов очень важно активное участие органов власти, регулирующих и надзорных органов. Именно органы власти могли бы стать инициатором внедрения современных технологий в жизненно необходимый всем коммунальный сектор. В частности необходимо решить ряд в том числе организационных проблем [2]:

- усилить конкуренцию среди сбытовых компаний;
- стимулировать потребителей к установке современных счётчиков воды и электроэнергии;
- сосредоточить зоны ответственности за обслуживание приборов учёта, обработку показаний и выставление счетов по конкретному адресу в «руках» одной сбытовой компании;
- перевести крупных потребителей и бюджетные организации на систему автоматизированного сбора показаний приборов учёта;
- ужесточить требования к приборам учёта, планируемых к производству.

Это позволит создать базу для масштабного внедрения информационных систем в коммунальном секторе, которое в дальнейшем уже будет проводиться собственными силами потребителей, обслуживающих и сбытовых организаций, так как они будут сами заинтересованы во внедрении подобных технологий.

Список литературы:

1. Лукьянец А.А., Шумский А.А., Ротарь В.Г., Шелупанов А.А. Основные направления информатизации управления тарифной и инвестиционной политикой регионального коммунального комплекса. /Системы управления и информационные технологии. № 5 (22), 2005.- С.73-78.
2. Лукьянец А.А., Чернов А.Г., Шумский А.А. и др. Основы экономики и управления в коммунальном комплексе. – Новосибирск: изд-во ИЭОПП СО РАН, 2008. – 448 с.

УДК 621.311.004.13

Энергосбережение в электроприводах.

А.Я. Абдурахмонов, Р.Х. Диёров, А.Ф. Сафдаршоев

Таджикский технический университет имени академика М.С. Осими, Республика Таджикистан

Энергосбережение является одним из основных направлений эффективного использования энергии. Основную роль в деятельности современного общества занимают электропривода, начиная от бытового уровня до промышленных масштабов. Внедрение энергосберегающих технологий в системе электроприводов, это важная проблема Республики Таджикистан, так как здесь развито машинное орошение земель.

Основным потребителем электроэнергии в системе сельского хозяйства и коммунальной службы города являются электропривод, на них приходится около 30% вырабатываемой электроэнергии и из них на регулируемые электропривода приходится 5%. Регулируемые электропривода являются экономичными по сравнению с нерегулируемыми. Регулируемые электропривода в прошлом не находили широкого применения из-за дорогой системы и дефицита комплектующих элементов, но в настоящее время эта проблема решена, выпускаются регулируемые привода, стоимость которых соизмерима с нерегулируемыми электроприводами.

Современные регулируемые электропривода достигли высокого совершенства. Они позволяют формировать необходимые характеристики и переходные процессы, удовлетворяющие различные технологические процессы. Применение регулируемых электроприводов может дать прямые и косвенные источники экономии, а именно:

- экономия электроэнергии за счет оптимизации энергопотребления работы электропривода при поддержании требуемого значения технологического параметра и имеющейся глубине регулирования;
- снижение непроизводительных потерь воды в системе горячего и холодного водоснабжения, связанных с избыточным давлением;
- снижение расходов за счёт увеличения ресурса и снижение затрат, направленных на аварийный, профилактический и капитальный ремонт сетей и оборудования.

Если прямой экономический эффект может быть определен на стадии технико-экономических расчетов и обоснований, точный размер косвенных источников экономии не может быть корректно определен до момента внедрения преобразователя, т.к. это связано с различными факторами оказывающими воздействие на систему и может быть оценено только после начала его работы. Для повышения общей энергетической эффективности в электроприводах необходимо увеличивать долю регулируемых электроприводов. Наиболее широко в отраслях промышленности и коммунального хозяйства используются электроприводы на базе асинхронных электродвигателей.

Как правило, во многих отраслях народного хозяйства, в т.ч. ЖКХ установлены электродвигатели с большим запасом по мощности в расчете на максимальную производительность оборудования, несмотря на то, что часы пиковой нагрузки составляют всего 30% от общего времени его работы. В результате электродвигатели с постоянной скоростью вращения потребляют среднесуточное значительно, иногда до 60%, больше электроэнергии, чем это необходимо. Отсюда следует, что большую экономию электрической энергии можно получить при широкомасштабном применении энергосберегающих электроприводов. Наиболее радикальным, дающим большую экономию электроэнергии способом (до 30%-50%) является оснащение электродвигателей частотными преобразователями, позволяющими регулировать частоту их вращения в зависимости от реальной нагрузки.

Достоинством метода частотного регулирования является отсутствие необходимости в замене стандартного электродвигателя, что особенно актуально при реконструкции электропривода.

Другое важное достоинство регулируемого электропривода – это снижение эксплуатационных затрат.

Другим достоинством применения регулируемого электропривода в системе водоснабжения может быть экономия горячей и холодной воды за счет работы насосных агрегатов в соответствии с требованием режима подачи воды, что является важным фактором эффективного использования водных ресурсов Республики Таджикистан.

На кафедре «Автоматизированный электропривод и электрические машины» Таджикского технического университета проводятся научно-исследовательские работы, направленные на энергосбережение и эффективное использование электрической энергии в системе регулируемых электроприводов, в частности ведется тема: «Разработка и внедрение энергосберегающих автоматизированных электроприводов и технологических процессов».

Список литературы:

1. Браславский И.Я., Ишматов З.Ш., Поляков В.Н. Энергосберегающий асинхронный электропривод. М.: Издательский центр «Академия» 2004.
2. Соколовский Г.Г. Электроприводы переменного тока с частотным регулированием.-М.: Издательский центр «Академия» 2006.

Потенциал энергосбережения региона

В.В. Литвак, Г.Н. Климова

Научно-исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

gariki@tpu.ru

Анализ энергетического баланса региона показывает объемы, структуру и динамику потоков энергетических ресурсов [1]. Но для разработки объективных мер энергосбережения важно знать не только объекты, где имеют место значительные потери энергоресурсов, но и способы их снижения.

Наиболее подробно техника составления баланса и выявления нерационального расходования (потерь) энергии и топливных ресурсов разработана для промышленных предприятий, где энергетические балансы являются основным методом планирования и анализа использования энергоресурсов.

Подходы к определению возможных резервов экономии топливно-энергетических ресурсов для региона (оценки величины регионального потенциала энергосбережения) схожи с методами, используемыми для этих же целей на промышленном предприятии. Коэффициентами, определяющими полезное использование энергии и топлива, являются удельные расходы на единицу валового регионального продукта (ВРП), энергопотребление на душу населения и т.д.

Потенциал энергосбережения показывает, какую долю энергии либо энергоресурса можно сохранить или полезно использовать, если произвести соответствующие переустройства действующего технологического процесса. Характеризуется он соотношением коэффициентов полезного использования энергии действующего и преобразованного (перспективного) технологического процесса [2]. В качестве последнего, могут быть использованы нормативный, эталонный и идеальный процессы.

Нормативный технологический процесс – это процесс, в котором оборудование и его режимы соответствуют нормативным, паспортным и проектным данным.

Эталонным процессом следует считать такой процесс, в котором используются технологии, соответствующие лучшим научно-техническим достижениям, реализованным в России или в мире.

Идеальным технологическим процессом является такой, в котором используется теоретически возможная, но практически недостижимая в данный момент времени технология.

В Указе Президента Российской Федерации №899 от 4 июня 2008 года «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» предусматривается снизить к 2020 году энергоёмкость ВВП не менее чем на 40% по сравнению с 2007 годом [3]. Для удобства сравнения представим этот потенциал как *назначенный потенциал энергосбережения*.

Сопоставление потерь энергии в реальном и перспективном процессе дает оценку потенциала энергосбережения. В дальнейшем будем рассматривать нормативный, эталонный, идеальный (теоретический) и назначенный потенциалы энергосбережения.

Потери от нерационального использования топливно-энергетических ресурсов существуют на всей цепочки добыча (производство) – потребление (утилизация). В связи с этим оценка потенциала энергосбережения произведена от объемов фактического потребления ТЭР (исходя из топливно-энергетического баланса).

Рассмотрим оценку потенциала энергосбережения региона на примере Кемеровской области. Графически предложенные варианты потенциалов энергосбережения для Кемеровской области можно распределить согласно рис. 1.

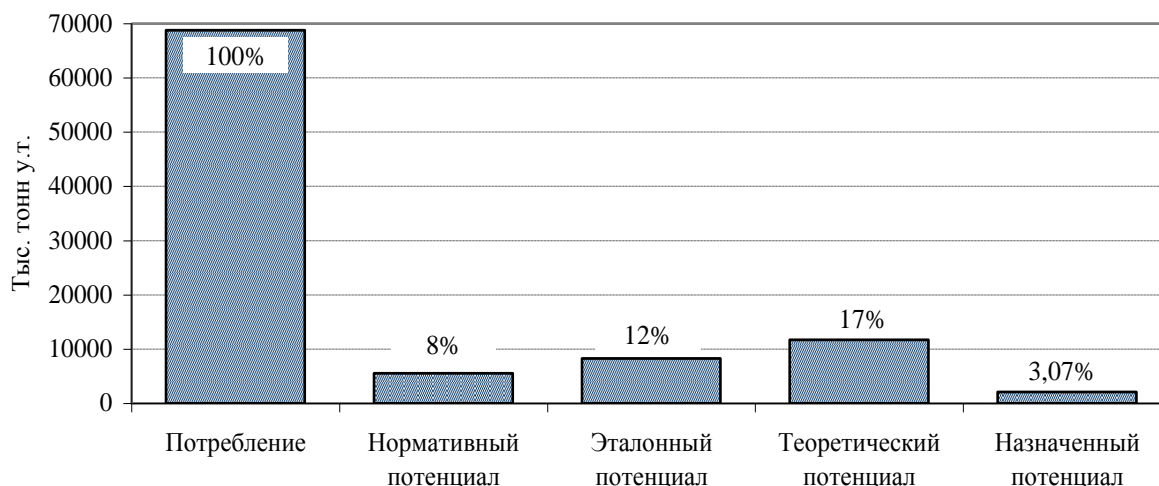


Рис. 1. Распределение потенциала энергосбережения в течение года

Практически оценить потенциал энергосбережения возможно следующим образом:

1. На основе результатов энергетического обследования реального процесса или отчетных материалов, на этапах технологического процесса определяются значения потерь энергии (энергоресурсов).
2. Вычисляются нормативные потери технологического процесса.
3. Нормативный потенциал энергосбережения на каждом этапе вычисляется поэлементным вычитанием соответствующих значений потерь, которые могут быть сокращены, если отрегулировать технологию до уровня проектной или нормативной:

$$\Pi = \Delta W_p - \Delta W_n,$$

где Π – потенциал; ΔW_p – потери в реальном процессе; ΔW_n – потери в нормативном процессе.

4. Переведа элементы потерь в условное топливо и суммируя их по столбцам, можно получить величину потенциала энергосбережения по виду энергоносителей, а по строкам – по этапам жизненного цикла.

5. Аналогично могут быть определены элементы потерь и значения потенциала энергосбережения по отношению к эталонным и теоретическим процессам.

Анализ технологических процессов и выработка мер по извлечению возможного потенциала энергосбережения позволяют выделить следующие группы энергосберегающих мероприятий.

1. *Организационные мероприятия*, которые сводятся к наведению регламентного порядка в использовании топлива и энергии. Среди этих мероприятий: устранение прямых технологических потерь при транспорте и хранении энергоносителей, своевременный ремонт и наладка оборудования и изоляции, соблюдение энергоэкономичных технологических режимов, улучшение организации производства, сокращение времени работы оборудования в холостых режимах, замена электродвигателей избыточной мощности, оборудование потребителей счетчиками электроэнергии, тепла, газа, воды, организация контроля за использованием энергии.

2. *Технологические мероприятия* обеспечивают модернизацию технологии и требуют определенных затрат для реализации. Повышение эффективности использования энергии здесь является основной целью, а эффект от энергосбережения должен в приемлемые сроки окупить затраты на реализацию мероприятия. При оценке технологических мероприятий важно учесть возможное увеличение тарифов на электрическую энергию и тепло и цен на топливно-энергетические ресурсы.

3. *Инвестиционные мероприятия* выполняются в порядке технического перевооружения предприятия. Энергосбережение в этом случае часто является сопутствующим фактором.

Теперь потенциал энергосбережения может быть представлен в виде, показанном в табл. 1.

Таблица 1. Структура реализации назначенного потенциала энергосбережения, тыс. тонн у.т.

№	Энергоресурсы	Способ извлечения потенциала		
		Организационный	Технический	Инвестиционный
1	Уголь	1958	3892	5874
2	Газ	191	380	574
3	Нефть и нефтепродукты	139	277	418
4	Прочие	310	616	930
5	Электроэнергия	972	1933	2916
6	Тепловая энергия	850	1691	2550
7	Всего	4420 (17%)	8788 (33%)	13260 (50%)
ИТОГО		26468		

Так как основным потребителем ТЭР на территории Кемеровской области является промышленность (до 85% от общего потребления), то и основной потенциал энергосбережения скрыт именно в отраслях промышленности. Структура назначенного потенциала энергосбережения по видам экономической деятельности представлена в табл. 2.

Таблица 2. Структура реализации назначенного потенциала энергосбережения по видам экономической деятельности, тыс. тонн у.т.

№	Виды экономической деятельности	Способ извлечения потенциала			Всего
		Организационный	Технический	Инвестиционный	
1	Промышленность	3815	7584	11444	22842
2	Строительство	13	26	42	82
3	Сельское хозяйство	35	70	106	212
4	Транспорт	73	145	219	437
5	Сфера услуг	84	167	252	503
6	Прочие	57	116	176	350
7	Население	342	679	1021	2042
8	Всего	4420	8788	13260	
ИТОГО		26468			

Распределение потенциала энергосбережения по видам экономической деятельности для целевого сценария развития области следующее: промышленность – 86%; строительство – 0%; сельское хозяйство – 1%; транспорт – 2%; сфера услуг – 2%; прочие – 1%; население – 8%.

Выводы.

Сравнение реального процесса энергоиспользования с эталонным, идеальным и назначенным процессами позволило создать концепцию и разработать метод определения потенциала энергосбережения, пригодный для использования на предприятиях, отраслевых комплексах региона и в регионе в целом.

Прогнозное значение назначенного потенциала энергосбережения составило 26468 тыс. тонн условного топлива, что равно 82713 млн. кВтч и превышает фактическое потребление электрической энергии областью в

2,7 раза. В эквиваленте тепловой энергии потенциал энергосбережения равен 15 млн. Гкал и превышает фактическое потребление тепла областью в 4 раза.

Оценку технологического потенциала энергосбережения целесообразно осуществлять диверсифицировано относительно организационных, технологических и инвестиционных энергосберегающих мероприятий.

Работы выполнены в рамках гранта РФФИ 10-08-00588-а "Создание системы прогностического моделирования эволюции спроса на энергию на территориях с отрицательными среднегодовыми температурами в России".

Список литературы:

1. Кузбасс: Статистический ежегодник/ Кемеровостат – Кемерово, 2009. – 284с.
2. Литвак В.В. Основы регионального энергосбережения (научно-технические и производственные аспекты). – Томск: Изд-во НТЛ, 2002. – 300с.
3. Указ Президента Российской Федерации №899 от 4 июня 2008 года «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики».