



СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
SIBERIAN FEDERAL UNIVERSITY



ПРОСПЕКТ СВОБОДНЫЙ- 2017

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ

ЭЛЕКТРОННЫЙ СБОРНИК МАТЕРИАЛОВ
МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ СТУДЕНТОВ,
АСПИРАНТОВ И МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ
“ПРОСПЕКТ СВОБОДНЫЙ 2017”
ПОСВЯЩЕННОЙ ГОДУ ЭКОЛОГИИ В РФ

КРАСНОЯРСК, СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

17-21 АПРЕЛЯ 2017 Г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»**

Проспект Свободный - 2017

Материалы научной конференции
посвященной Году экологии в Российской Федерации
17-21 апреля 2017 г.

Электронное издание

Красноярск
СФУ
2017 г.

Электроэнергетика

КОМБИНИРОВАННОЕ ОПТИМАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ПОВОРОТА ЭКСКАВАТОРА

Курочкин Н. С.,

Научный руководитель д-р техн. наук, проф., Кочетков В. П.

Сибирский федеральный университет

В работе рассмотрен электропривод поворотного механизма экскаватора ЭКГ-8И выполненный по системе преобразователь частоты – асинхронный двигатель (ПЧ-АД) с комбинированной оптимальной системой правления (КОСУ).

Карьерные экскаваторы, эксплуатируемые в тяжёлых условиях высоких динамических нагрузок, входят в список наиболее значимых элементов в комплексе открытой добычи горных пород, который, по сравнению с подземным способом добычи горных пород, является более производительным и менее затратным. Эффективность функционирования карьерных экскаваторов, как наиболее важных элементов горнодобывающей отрасли, непосредственно влияет на себестоимость добычи полезных ископаемых. Современные горные машины и в частности экскаваторы, являются сложными высокопроизводительными машинами, которые по насыщенности электрооборудованием, по общеустановленной мощности электрических машин, сравнима со средним промышленным предприятием. Достигнуть совершенства технологического процесса экскавации можно за счёт совершенствования применяемого экскаваторного электропривода. Операция поворота занимает до 75% общего цикла работы экскаватора и поэтому в значительной мере определяет производительность машины [1].

Характерными особенностями электроприводов поворота являются: во-первых, большие приведенные к валу двигателя инерционные массы поворотной платформы с оборудованием, стрелой и ковшом на значительном вылете, во-вторых, большое передаточное число и, в-третьих, наличие в кинематической цепи открытого зубчатого зацепления ведущей шестерни с неподвижным венцом, отличающегося невысокой точностью изготовления, работающего с консистентной смазкой и подверженного быстрому износу. Это определяет повышенный кинематический зазор и кинематическую погрешность передач, поэтому режимы разгона и торможения механизма поворота сопровождаются процессом зазорообразования и резонансными явлениями, когда максимальные броски упругого момента более чем в два раза могут превысить стопорное значение.

В связи с этим необходимо правильно выбрать систему управления электроприводом поворота экскаватора, обеспечивающую соответствие переходных процессов противоречивым требованиям повышения быстродействия и увеличения степени устойчивости при ограничении динамических нагрузок. Главной задачей электропривода является высокое быстродействие при наибольшем ограничении динамических нагрузок в механической части электропривода. Этим требованиям отвечают системы выполненные на базе ПЧ-АД с КОСУ.

Системы подчиненного регулирования (СПР) и системы аналитического конструирования оптимальных регуляторов (АКОР) имеют свои преимущества и недостатки. Замечено, что электропривод с СПР по сравнению с АКОР может иметь при управляющем воздействии небольшое преимущество по быстродействию, но уступает последним при возмущающем воздействии [2]. Поэтому целесообразно строить системы комбинированного оптимального управления, учитывающие как положительные свойства систем подчиненного регулирования, так и систем с АКОР.

КОСУ сочетают подчиненное регулирование внутренних и оптимальное регулирование внешних координат электропривода. Комбинированную систему оптимального управления можно составить из системы, представляющей одно-, двух- или трехконтурную систему последовательной коррекции больших и средних постоянных времени и системы, ограничивающей динамические нагрузки в механической части при помощи АКОР. Можно осуществить как частичную коррекцию постоянных времени электрических величин, так и полную.

С учетом последовательной коррекции потокосцепления ротора $\psi_{R\kappa}$ система преобразуется в систему двух уравнений, где $i_{sy}^* = \frac{i_{sy}}{I_{s\delta}}$, $\omega^* = \frac{\omega}{\omega_{\delta}}$, $u_y^* = u$, $i_{sy}^* = x_1$, $\omega^* = x_2$,

$$a_{11} = \frac{1}{T_s}, \quad a_{12} = \frac{k_R \omega_{\delta}}{L'_s I_{\delta}}, \quad b_k = \frac{u_{\delta}}{L'_s I_{\delta}}, \quad a_{21} = \frac{3 p_{\Pi} k_R I_{\delta}}{2 J_{\Sigma} \omega_{\delta} k_{ovx}}, \quad L'_s = \left(L_s - \frac{L_m^2}{L_r} \right), \quad L'_s - \text{приведенная индуктивность}$$

статора, $i_{sy}^* = x_1$, $\omega_1^* = x_2$, $u_{sy}^* = u$, где k_R - коэффициент электромагнитной связи ротора, T_R - постоянная времени обмотки ротора, отн. ед., $k_R = x_m / x_R$, $T_R = x_R / r_R$; x_m , x_R , - взаимноиндуктивное и индуктивное сопротивления ротора, r_R - активное сопротивление ротора; p_{Π} - количество пар полюсов двигателя; L_m - взаимная индуктивность между обмотками статора и ротора; T_s - постоянная времени обмотки статора; $u_{s\delta}$ - базовое напряжение статора, $u_{s\delta} = \sqrt{2}U$. ω_{δ} - базовая скорость вращения вала двигателя, $\omega_{\delta} = 2\pi f$; $I_{s\delta}$ - базовый ток статора, $I_{s\delta} = \sqrt{2}I$;

В формализованном виде ЭМС описывается системой уравнений:

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = -a_{11}x_1 - a_{12}x_2 + b_k u_y \\ \dot{x}_2 = a_{21}x_1 \end{cases} \quad (1)$$

Критерий оптимальности рассматривается в виде минимизации квадратичных отклонений координат и управляющего воздействия:

$$J = \frac{1}{2} \int_0^{\infty} (x_1^2 + x_2^2 + u^2) dt, \quad (2)$$

Определим структуру аналитически конструируемого оптимального регулятора (АКОР). Воспользуемся вычислительной процедурой принципа максимума Л.С. Понтрягина.

Составляем функцию Гамильтона:

$$H = -\frac{1}{2}(x_1^2 + x_2^2 + u^2) + \psi_1(-a_{11}x_1 - a_{12}x_2 + b_k u) + \psi_2 a_{21} x_1. \quad (3)$$

Полагая, что оптимальное управление отрицательно по отношению к задающему воздействию, примем

$$u^0 = -b_k \psi_1. \quad (4)$$

Берем частные производные функции Гамильтона по координатам и составляем систему сопряженных уравнений:

$$\begin{cases} \frac{d\psi_1}{dt} = -a_{11}\psi_1 + a_{21}\psi_2 - x_1, \\ \frac{d\psi_2}{dt} = -a_{12}\psi_1 - x_2. \end{cases} \quad (5)$$

На основании (4) и (5) составим структуру АКОР (рис. 1).

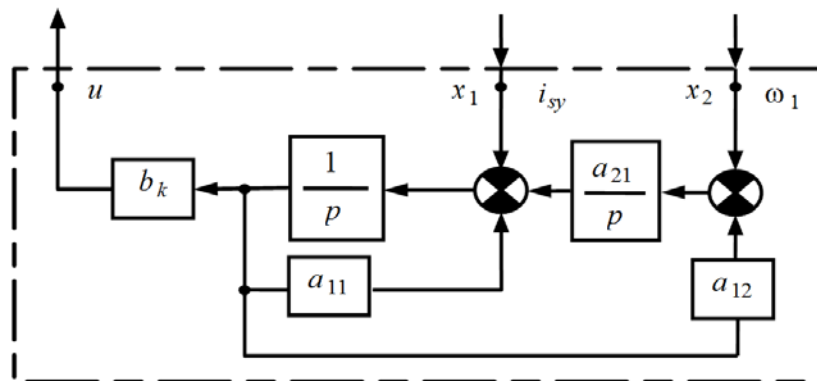


Рис. 1 – Структурная схема АКОР по i_{sy} и ω

Структура регулирования скорости двигателя с АКОР в прямом канале может быть представлена как двухконтурная система подчиненного регулирования с внутренним

контуром и апериодическим регулятором тока статора по оси «у», а также внешним контуром с интегральным регулятором скорости двигателя и внутренней обратной связью с регулятора тока статора на регулятор скорости двигателя.

Для проверки полученной в работе комбинированной оптимальной системы управления, с помощью физического моделирования, на кафедре «Электроэнергетика» в лаборатории электропривода разработана экспериментальная установка.

Для силового модуля был использован частотный преобразователь. Он состоит из платы управления и платы ключей, соединяемых проводом - шлейфом. Плата STM32F4DISCOVERY была подключена платой управления. Ядро микроконтроллера работает на частоте до 168 МГц и имеет блок арифметики с плавающей точкой (FPU), который поддерживает все ARM-инструкции и типы данных одинарной точности.

Схема подключения и задействованных выводов микроконтроллера представлена на рисунке 2.

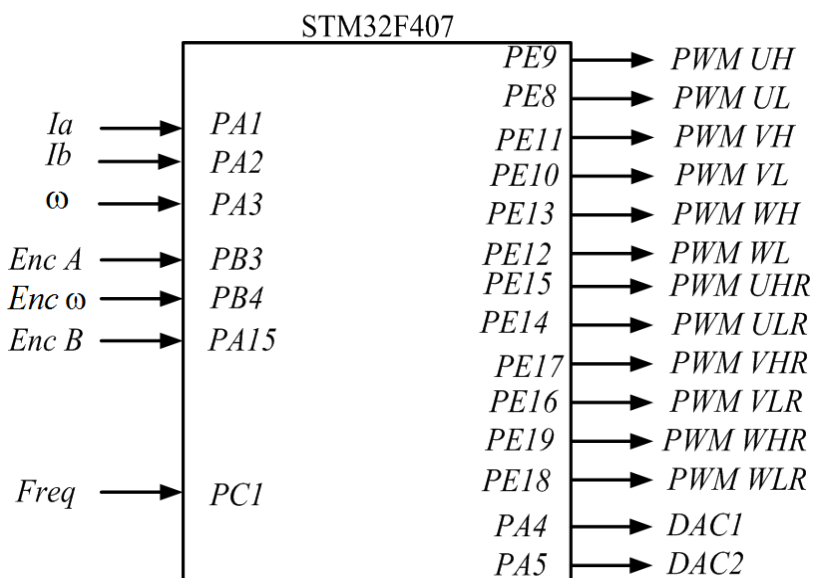


Рис. 2 – Блок-схема микроконтроллера STM32F407

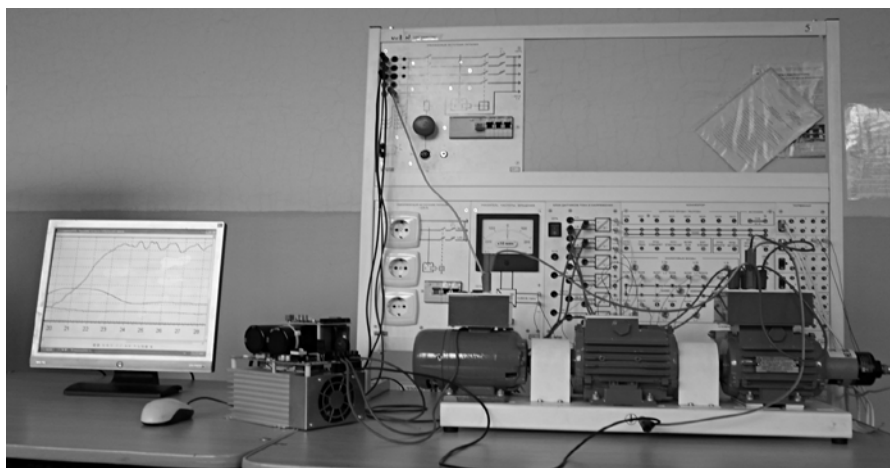


Рис. 3 – Внешний вид экспериментальной установки

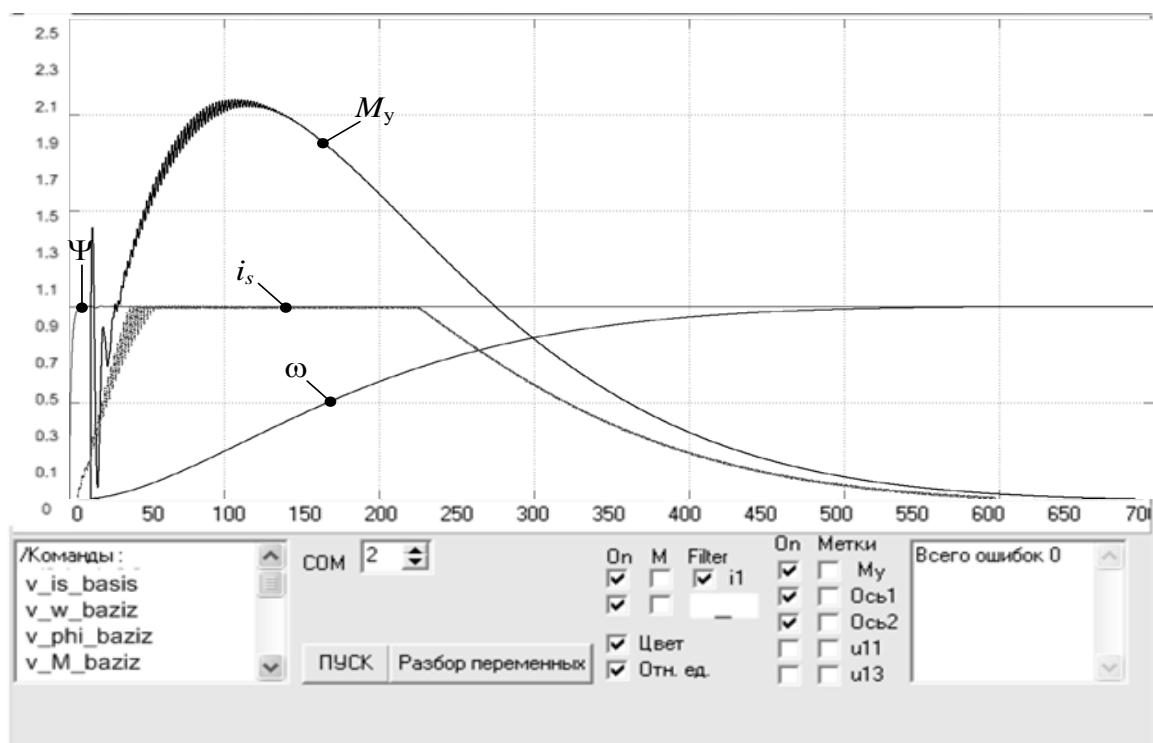


Рис. 4 – Экспериментальные переходные процессы при пуске с КОСУ по i_s и ω_1 при

$$k_{ois} = 0,2$$

Внешний вид экспериментальной установки показан на рисунке 3. На рисунке 4 представлен переходный процесс в электроприводе поворота полученный в результате эксперимента.

Сравнивая полученные данные, можно видеть, что в экспериментальных данных наблюдаются более сильные колебания токов статора, которые вызваны реализацией ШИМ модуляции и использованием транзисторов IGBT типа, что не учитывается при моделировании. В целом результаты моделирования и эксперимента близки друг к другу и входят в зону отклонения равную 5%. Таким образом, экспериментальные переходные процессы подтверждают результаты моделирования и теоретические рассуждения о преимуществах КОСУ для управление электроприводами главных механизмов экскаватора.

Список использованных источников

1. Кочетков В. П., Курочкин Н. С. Динамика автоматизированного электропривода с комбинированной оптимальной системой управления. *Вестник СибГАУ*, 2016, 17(2), 393-402.
2. Кочетков В. П., Курочкин Н. С. Динамика экскаваторного электропривода переменного тока с комбинированной оптимальной системой управления. *Известия вузов. Горный журнал*, 2017, 1,109-116.

ИНСТРУМЕНТЫ ТЕОРИИ ИНФОРМАЦИИ В ЗАДАЧАХ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Карандеев Д. Ю.

Научный руководитель д-р техн. наук Дулесов А. С.

Хакасский государственный университет им. Н.Ф. Катанова

Введение. Электрические распределительные сети являются достаточно сложными техническими объектами, которые работают круглый год на открытом воздухе и подвергаются воздействию атмосферных осадком и прочим нежелательным факторам. Следствием воздействия данных факторов является появление событий, которые способствуют изменению режима работы электрооборудования (элемента сети), переводя его из работоспособного состояния в неработоспособное. Всё это способствует изменению структуры сети, что в свою очередь приводит к производственным ущербам и денежным тратам, вызванными простоем оборудования. Стоит отметить, что данные состояния – работоспособное и неработоспособное, в свою очередь можно выразить через вероятностную величину. Например, вероятность того, что подстанция будет работать (вероятность работоспособного состояния подстанции) равняется 0.957, а вероятность того, что она выйдет из строя 0.043, причем данные вероятностные величины в сумме для одного элемента системы всегда равны единице. Сложность заключается в разграничении данных показателей. Для решения этой проблемы можно прибегнуть к такой области информатики как теория информации. Путем мониторинга и анализа состояний сети можно отслеживать её структурное содержание (изменяющиеся состояния элементов) и в последующем принимать решения, направленные на устранение негативных последствий. Следовательно, накопление и систематизация информации о состоянии электрооборудования пополняет знания и позволяет выработать решения по снятию неопределенности в поведении сети.

Задача анализа надежности. Решая вопросы анализа надежности, трудность формализации задачи учета неопределенности заставляет нас ограничиваться рассмотрением только структурного содержания распределительной сети. Однако с другой стороны построение простейшей структуры сети не составляет особого труда. Структуру можно представить в виде графа, в котором связи (ребра) – элементы сети (например, линии электропередач), а узлы (вершины) – сочленения элементов (например, электроприемники). Ребра данного графа обладают следующим перечнем параметров: состояние (работоспособное или неработоспособное), частота и вероятность появления событий.

В процессе анализа надежности функционирования сети [1] ценность информации заключается в возможностях использования её неопределенности в качестве меры информационной энтропии. Данная мера позволяет обобщить опыт работы системы электроснабжения на случай, когда важно учесть воздействие случайных факторов на изменчивость структуры, выраженное через величину энтропию как в количественной, так и в качественной форме [2].

Связь между вероятностью состояний и количеством информации, полученной при наступлении событий, выражается формулой К. Шеннона [3]:

$$I = -\sum_{i=1}^N p_i \log_2 p_i, \text{ при условии } \sum_{i=1}^N p_i = 1, \quad (1)$$

где I – количество информации; N – количество возможных событий; p_i – вероятность появления i -го события.

Когда рассматриваемые участки структуры состоят из последовательно соединенных элементов выражения для определения величины энтропии, с учетом разграничения энтропии на составляющие, будут иметь вид [4]:

- для работоспособного состояния участка:

$$H(P_{0-j}) = \sum_{i=1}^m [(\prod_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^m p_k) H(p_i)] \quad (2)$$

- для неработоспособного состояния участка:

$$H(Q_{0-j}) = \sum_{i=1}^m [H(q_i) + (1 - \prod_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^m p_k) H(p_i)] \quad (3)$$

где k – порядковый номер элемента участка $0-j$, m – количество элементов участка, $i = \overline{1, m}$ – порядковый номер элемента участка.

Составной частью анализа структурной надежности распределительной сети является соблюдение условия о допущении возможного перерыва в электроснабжении группы или отдельных электроприемников. Поэтому меру неопределенности информации необходимо не только определить, но и сопоставить их с граничными (критическими) величинами:

- $H^0(P_j)$ – энтропия, как информация обеспечения бесперебойного электроснабжения электроприемника j по участку $0-j$;
- $H^0(Q_j)$ – энтропия, как информация допустимого отказа в электроснабжении электроприемника j по участку $0-j$.

В процессе анализа рассматривается выполнение следующих условий:

- для работоспособного состояния участка, $H(P_{0-j}) \leq H^0(P_j)$; (4)

- для неработоспособного состояния участка, $H(Q_{0-j}) \leq H^0(Q_j)$. (5)

Алгоритм расчета энтропии. Расчет энтропии и анализ надежности сети следует выполнять в следующей последовательности:

1. Рассматриваемую распределительную сеть представляем в виде графа, у которого ветви – это элементы сети (например, ЛЭП), а вершины – это электроприемники, потребляющие электроэнергию от источника питания (узла 0).

2. Следующим шагом выступает определение вероятностей работоспособного p_i и неработоспособного q_i состояний посредством анализа статистических данных за пройденный срок службы, учитывая данные частоты отказов и времени восстановления.

3. Третьим шагом выступает расчет информационной энтропии каждого элемента.

4. Далее необходимо определить величину граничной энтропии для данных электроприемников, учитывая допустимое время отказа.

5. Рассчитывается величина энтропии работоспособного $H(P_{0-j})$ или неработоспособного $H(Q_{0,j})$ состояния для выбранной ветви сети.

6. Путем сопоставления полученных в ходе расчетов значений энтропии состояния ветви с граничной энтропией электроприемника, запитываемого по данной ветви от источника электроэнергии, осуществляется анализ и делаются выводы по степени надежности участка и потребности в резервировании.

Далее на примере будет продемонстрирован описанный способ вычисления количества энтропии в структуре распределительной сети.

Пример. Пусть дана распределительная электрическая сеть, для простоты ее можно представить в виде графа (рис. 1). Необходимо определить величину энтропии для участков 0-5 (ветви 0-2 и 2-5) и 0-1. Сопоставить полученные результаты с граничным значением энтропии электроприемников в вершинах 5 и 1.

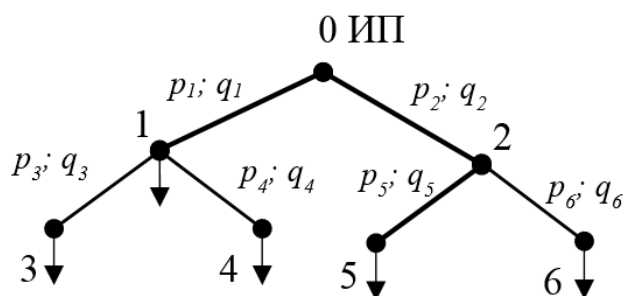


Рис. 1 – Граф распределительной электрической сети

Решение. Исходные данные задачи: вероятности работоспособного состояний элементов – $p_1=0.985$, $p_2=0.975$, $p_5=0.998$ (p_3 , p_4 и p_6 не рассматриваются в расчетах). Определим вероятности неработоспособного состояний элементов $q_j=1-p_i$: $q_1=0.015$, $q_2=0.025$, $q_5=0.002$.

Величины энтропии для выбранных нами элементов определим по выражениям: $H(p_i)=-p_i \log_2 p_i$; $H(q_i)=-q_i \log_2 q_i$. Результат: $H(p_1)=0.021$; $H(q_1)=0.09$; $H(p_2)=0.035$; $H(q_2)=0.013$; $H(p_5)=0.003$; $H(q_5)=0.018$.

Определим величины граничной энтропии для 1 и 5 электроприемников:

- примем граничные величины среднегодовой продолжительности неработоспособного состояния: для электроприемника 1 – $M_{q1}=80$ часов; для электроприемника 5 – $M_{q5}=200$ часов. Также для работоспособного состояния: $M_{p1}=T-M_{q1}=8760-80=8680$ часов; $M_{p5}=8560$ часов;

- определим вероятности бесперебойного электроснабжения и допустимого отказа в электроснабжении:

- для электроприемника 1: $p_1^0 = M_{p1}/T=8680/8760=0.9909$; $q_1^0 = M_{q1}/T=0.009$;

- для электроприемника 5: $p_5^0 = M_{p5}/T=8560/8760=0.9771$; $q_5^0 = M_{q5}/T=0.0228$;

- граничные величины энтропии:

- для электроприемника 1: $H^0(P_1) = -p_1^0 \log_2 p_1^0 = -0.9909 \log_2 0.9909 = 0.013$;

$$H^0(Q_1) = -q_1^0 \log_2 q_1^0 = -0.009 \log_2 0.009 = 0.0612.$$

- для электроприемника 5: $H^0(P_5) = 0.0326$; $H^0(Q_5) = 0.124$.

Рассчитаем энтропию работоспособного или неработоспособного состояния для выбранных участков сети:

- для работоспособного состояния участка 0-1: $H(P_{0-1}) = H(p_1) = 0.021$;

- для неработоспособного состояния участка 0-1: $H(Q_{0-1}) = H(q_1) = 0.09$;

- для работоспособного состояния участка 0-5:

$$H(P_{0-5}) = p_5 H(p_2) + p_2 H(p_5) = 0.0278;$$

- для неработоспособного состояния участка 0-5:

$$H(Q_{0-5}) = H(q_2) + H(q_5) + q_2 H(p_5) + q_5 H(p_2) = 0.0311.$$

Проверка выполненного расчета для участка 0-5:

$$H(P_{0-5}) + H(Q_{0-5}) = H(p_2) + H(q_2) + H(p_5) + H(q_5)$$

$$0.0378 + 0.0311 = 0.035 + 0.013 + 0.003 + 0.018$$

$$0.0689 = 0.0689.$$

Сопоставим значения энтропии:

- для участка 0-1: $H(P_{0-1}) > H^0(P_1)$, $H(Q_{0-1}) > H^0(Q_1)$;
- для участка 0-5: $H(P_{0-5}) < H^0(P_5)$; $H(Q_{0-5}) < H^0(Q_5)$.

Сопоставляя значения энтропии между собой видно: условия (4) и (5) для участка 0-5 распределительной сети выполняются, а для – 0-1 не выполняются. Поэтому на участке 0-5 работу по обеспечению заданного уровня надежности следует признать удовлетворительной, на участке 0-1 – неудовлетворительной. На этом участке необходимо принять ряд мер (например, посредством резервирования) по предупреждению непредвиденных ситуаций и устранению нежелательных последствий, что в свою очередь позволит в будущем сэкономить значительные денежные средств.

Заключение. Таким образом, задачу анализа надежности распределительной электрической сети можно решить посредством инструментов теории информации, в частности, посредством меры неопределенности информации. Путем сопоставления рассчитываемой величины меры неопределенности информации и сравнения ее с граничным значением, которое в свою очередь характеризует требуемое значение надежности, можно будет сделать вывод о том, является ли данная распределительная сеть в полной мере надежной или же требуется добавление резервирующих элементов. Всё это свидетельствует о целесообразности синтеза таких областей как теория информации и электроэнергетика [5].

Список использованных источников

1. Дулесов А.С., Карандеев Д.Ю. Построение оптимальной структуры технической системы методом «ветвей и границ» с учетом критериев экономичности и надежности. *Надежность и безопасность энергетик*, 2016, 2(33). 56-59.
2. Дулесов А.С., Дулесова Н.В., Карандеев Д.Ю. Показатель разграничения уровня надежности технической системы по качественному признаку: энтропийный подход. *Фундаментальные исследования*, 2016, 2(3), 477-481.
3. Shannon, C.E. Communication Theory of Secrecy Systems. *Bell System Tech.*, 1949, 28, 656-715.
4. Дулесов А.С., Карандеев Д.Ю., Кондрат Н.Н. Определение количества информационной энтропии в структуре технической системы методом минимальных путей. *Современные наукоемкие технологии*, 2016, 2(3), 425-429.
5. Карандеев Д.Ю. Развитие концепции SMART GRID в области проектирования систем электроснабжения при поддержке теории информации. *Материалы IV Международного форума «Интеллектуальные энергосистемы»*, 2016, 2, 277-280.

**ВАРИАЦИИ ГЕОМАГНИТНОГО ПОЛЯ КАК ОДИН ИЗ ФАКТОРОВ
НЕПРАВИЛЬНОГО СРАБАТЫВАНИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ
РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ**

Верзилова А. С., Воевода А. Е.

Научный руководитель канд. техн. наук Платонова Е. В.

*Хакасский технический институт – филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»*

Последние два десятилетия характеризуются интенсивным переходом от электромеханических к микропроцессорным устройствам релейной защиты и автоматики на объектах электроэнергетических систем. Этот переход осуществляется не только по мере ввода в эксплуатацию новых электростанций и подстанций, но и путем замены старого действующего оборудования. Современные микропроцессорные устройства релейной защиты (МУРЗ) оказались весьма чувствительными к электромагнитным помехам, поступающим «из воздуха» по цепям оперативного тока, вторичным цепям напряжения от трансформаторов тока [1]. Отмечались случаи ложного срабатывания МУРЗ даже от мобильного телефона. Неправильная работа релейной защиты по причине недостаточной электромагнитной совместимости по данным «Мосэнерго» составляют до 10% от всех случаев их срабатывания, причем это касается только реле на микроэлектронной и микропроцессорной элементной базе [2]. Столь высокий процент случаев неправильной работы по причине недостаточной электромагнитной совместимости вызван тем, что чувствительность к электромагнитным полям МУРЗ на несколько порядков выше, чем у традиционных электромеханических реле.

Одной из причин недостаточной электромагнитной совместимости в работах [3, 4, 5].

Нами был проведен анализ случаев неправильного срабатывания МУРЗ, установленных на объектах энергосистемы Республики Хакасия за период с 2013 по 2016 годы с использованием информации, предоставленной филиалом АО «СО ЕЭС» Хакасское РДУ. По результатам анализа на долю аварийных отключений вследствие неправильных действий МУРЗ в целом по энергосистеме приходится 2,11% в 2013 году (5 отключений), 3,97% в 2014 году (7 отключений), 8,56% в 2015 году (19 отключений) и 7% в 2016 году (14 отключений). Характерен рост числа таких отключений по годам, что обусловлено увеличением доли МУРЗ в общем количестве устройств релейной защиты и автоматики на подстанциях энергосистемы.

Вопрос влияния вариаций геомагнитного поля на надежность работы МУРЗ актуален, хотя и недостаточно изучен. В [6] приведена классификация, в соответствии с которой различают четыре вида вариаций магнитного поля Земли: вековые, годовые, суточные и магнитные возмущения (бури). На постоянное поле Земли накладывается переменное магнитное поле (вариации годовые, суточные, магнитные бури), вызванное внешними процессами, происходящими в ионосфере. Годовые и суточные вариации являются плавными, периодическими. Их называют невозмущенными вариациями. Кроме невозмущенных (периодических) вариаций существуют возмущенные вариации, к которым относятся непериодические импульсные вариации и магнитные бури. Магнитные бури бывают разной интенсивности (до 1000 нТл и более) и охватывают, как правило, большие площади. Они возникают спорадически и проходят по всей земной поверхности либо одновременно, либо с запаздыванием до нескольких часов.

Неправильные срабатывания устройств релейной защиты и автоматики вызываются именно магнитными бурями, которые возникают спорадически и проходят по всей земной поверхности либо одновременно, либо с запаздыванием до нескольких часов. Продолжительность магнитных бурь колеблется от нескольких часов до нескольких суток, а их интенсивность достигает несколько тысяч нТл.

Для анализа магнитограмм были использованы данные с сайта ФГБУН «Институт земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн им. Н.В. Пушкова» Российской академии наук), зафиксированные Московской обсерваторией [7]. Информация Московской обсерватории представлена компонентами H , D , Z геомагнитного поля. Компоненты X , Y и H_t были получены по известным тригонометрическим соотношениям.

Было высказано и проверено предположение о том, что наведенный геомагнитными полями ток в проводнике является дифференциальной функцией напряженности геомагнитного поля, и, следовательно, степень воздействия на МУРЗ вариаций геомагнитного поля зависит от скорости изменения геомагнитного поля. Для проверки высказанного предположения была определена и проанализирована скорость изменения (первая производная по времени) всех компонентов геомагнитного поля: dH/dt , dX/dt , dY/dt , dZ/dt , dD/dt и dH_t/dt .

Численное дифференцирование компонентов геомагнитного поля, заданных в табличной форме, производилось на основе построения по узловым (табличным) точкам интерполяционного многочлена Лагранжа. Многочлен строился по трем точкам. Методом табличного дифференцирования были рассчитаны скорости изменения всех составляющих магнитного поля Земли за 2013-2016 годы.

На рисунке 1 приведен пример магнитограмм геомагнитного поля 4 октября 2013 года. Графически представлены все компоненты за период времени с 00 часов 32 минут до 03 часов 52 минут. В этот период, в 02 часа 14 минут на одной из подстанций энергосистемы Республики Хакасия произошло отключение, обусловленное неправильным срабатыванием МУРЗ. Характер магнитограмм, приведенных на рисунке 1, свидетельствует о повышенном уровне компонентов D и Z, а также полной напряженности Ht, что характерно для больших магнитных бурь. В то же время уровень Ни Y лежат в диапазоне эталонных величин для умеренных магнитных бурь, а уровень X соответствует малым магнитным бурям. Все компоненты геомагнитного поля стабильны, их вариации незначительны.

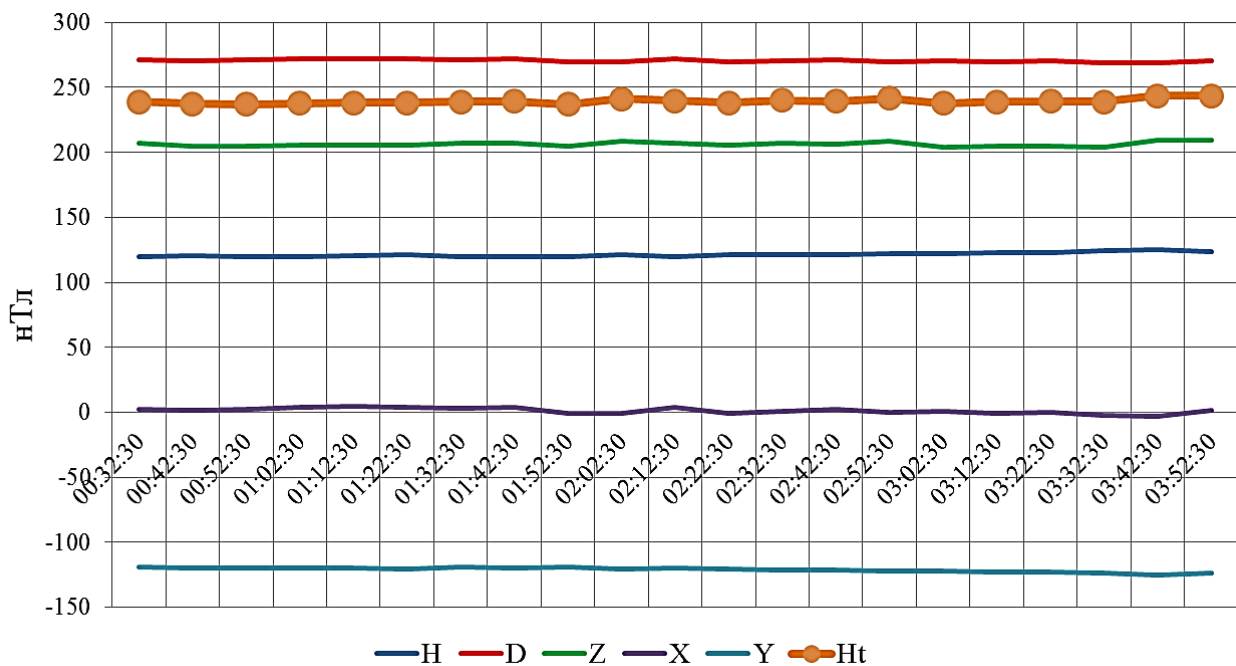


Рис.1 – Магнитограммы компонентов геомагнитного поля 04.10.2013 г.

Таким образом, можно сделать вывод, что высокий уровень компонентов геомагнитного поля сам по себе не является причиной неправильного срабатывания МУРЗ.

На рисунке 2 графически представлены результаты табличного дифференцирования компонентов геомагнитного поля за тот же период времени с 00 часов 32 минут до 03 часов 52 минут. Анализ этих графиков позволяет отметить, что компонента X, имеющая самый незначительный уровень (см. рисунок 1), изменяется с самой высокой скоростью, которая в 2,5 – 3 раза выше скорости изменения всех остальных, более стабильных, компонентов. Быстрым вариациям подвержена также компонента Z, вариации которой плотно накладываются на вариации компоненты X в течение достаточно продолжительного периода времени с 01 часа 42 минут до 02 часов 42 минут. Отметим, что неправильное срабатывание МУРЗ произошло в 02 часа 14 минут.

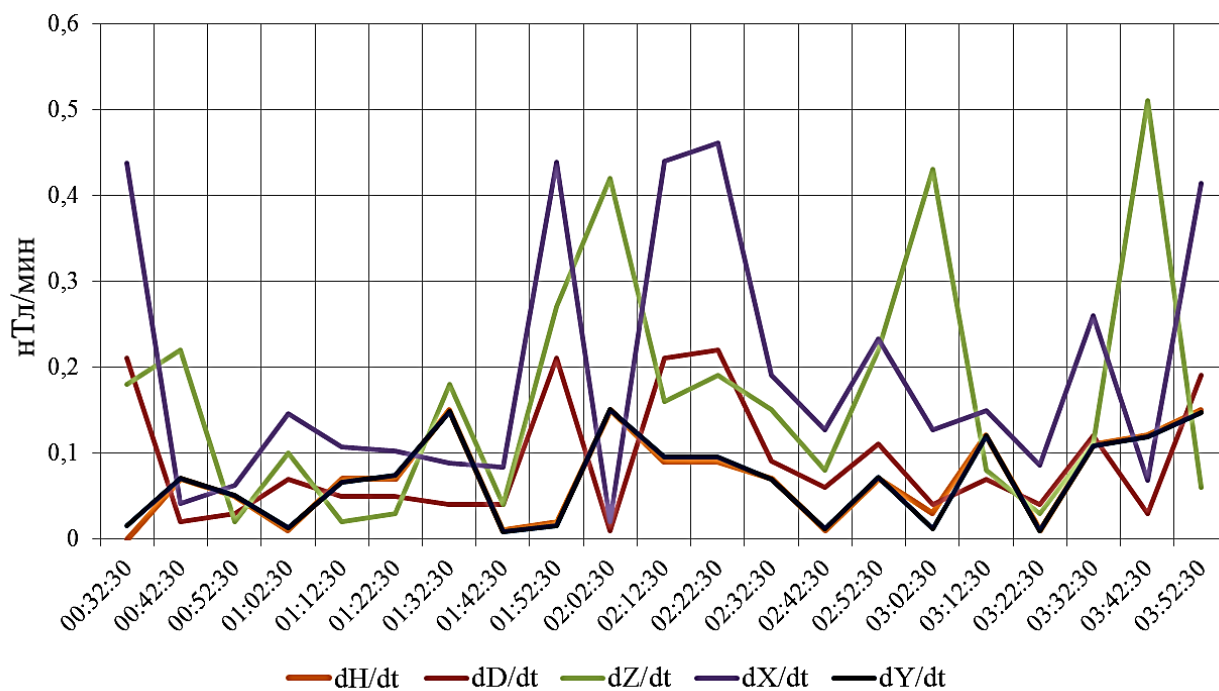


Рис.2 – Скорость изменения компонентов геомагнитного поля 04.10.2013 г.

Анализ неправильных срабатываний МУРЗ за 2013 – 2016 годы позволил сделать следующие выводы.

1. Интенсивные вариации геомагнитного поля могут стать причиной неправильного срабатывания МУРЗ.

2. Неправильные срабатывания МУРЗ происходят при интенсивных вариациях одной или нескольких компонентов геомагнитного поля, когда скорость их изменения на продолжительном (например, часовом) интервале времени более чем в 2 раза превышает среднесуточные значения.

3. Интенсивные вариации разных компонентов геомагнитного поля, которые накладываются друг на друга в течение продолжительного периода времени, увеличивают вероятность неправильного срабатывания МУРЗ.

Список использованных источников

1. Гуревич В.И. Проблема электромагнитного воздействия на микропроцессорные устройства релейной защиты. Часть 2 [Текст]. *Компоненты и технологии*, 2010, 3, 91-93.

2. Гуревич В.И. Проблема электромагнитного воздействия на микропроцессорные устройства релейной защиты. Часть 3 [Текст]. *Компоненты и технологии*, 2010, 4, 91-96.

3. Гершенгорн А.И. Воздействия геомагнитных токов на электрооборудование энергосистем [Текст]. *Электрические станции*, 1993, 6, 54-63.

4. Авакян С.В., Воронин Н.А., Дубаренко К.А. Влияние магнитных бурь на аварийность систем электроэнергетики, автоматики и связи [Текст]. *Научно-технические ведомости СПбГПУ*, 2012, 154 (2), 253-266.

5. Платонова Е.В. Воздействие геомагнитных явлений на качество и надежность электроснабжения [Текст]. *Вестник Хакасского технического института - филиала КГТУ*, Абакан, 2006, 22, 26 – 33.

6. Шевнин, В. Д., Левитина А. Е., Громова Л. И., Дремухина Л. А. Солнечная циклическая вариация в магнитных элементах обсерватории Москва [Текст]. *Геомагнетизм и аэрономия*, 2009, 3, 315-320.

7. Мировая сеть одноминутных геомагнитных данных [Электронный ресурс]. *Институт земного магнетизма, ионосфера и распространения радиоволн им. Н. В. Пушкова*. – Режим доступа: http://serv.izmiran.ru/webff/magdb_all.html.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПАКТНОГО ГЕНЕРАТОРА ВЫСОКОЙ ЧАСТОТЫ ДЛЯ РАЗОГРЕВА ЗАГОТОВОК

Коржова В.М.

Научный руководитель канд. техн. наук Токочаков В.И.

Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого

На машиностроительном предприятии в кузнечном участке заготовительного отделения для разогрева тяг, применяемых при изготовлении железнодорожной гарнитуры, используются пять нагревательных печей. Годовое потребление природного газа кузнечного участка составляет около 100 т условного топлива (у.т.). Для экономии топливно-энергетических ресурсов предлагается установить среднечастотный индукционный нагреватель СЧВ-45АВ, промышленный охладитель воды типа «вода-воздух» чиллер ЧА-28. Ориентировочная стоимость оборудования равна 47000 белорусских руб. Завод изготовитель – Компания «Мосиндуктор». Мощность нагревателя СЧВ-45АВ составляет 45 кВт, частота рабочего тока 5-10 кГц. Мощность чиллера ЧА-28 составляет 9 кВт.

Технико-экономическое обоснование проводится в двух контекстах:

- расчета экономии топливно-энергетических ресурсов для государства при формировании программы энергосбережения предприятия [1];
- расчета экономии топливно-энергетических и денежных ресурсов для предприятия при формировании бизнес-плана реконструкции системы теплоснабжения и получении льготного кредита в банке.

Определим годовой расход природного газа на нагревательную печь при годовой программе выпуска тяг 36000 штук:

$$V_{\text{пг}} = b_{\text{пг}} \cdot T = 30 \cdot 2700 = 81000 \text{ м}^3, \quad (1)$$

где $b_{\text{пг}}$ – часовой расход природного газа, равен 30 м³/ч; T – годовое время работы нагревательных печей, равно 2700 ч.

Годовой расход условного топлива составляет:

$$V_{\text{т}} = V_{\text{пг}} \cdot 1,15 \cdot 10^{-3} = 81000 \cdot 1,15 \cdot 10^{-3} = 93,2 \text{ т у.т.}, \quad (2)$$

где 1,15 – коэффициент перевода калорийности природного газа в условное топливо.

Годовой расход электрической энергии индукционного нагревателя:

$$\mathcal{E}_{\text{ин}} = P_{\text{ин}} \cdot k_{\text{и}} \cdot T \cdot 10^{-3} = 45 \cdot 0,3 \cdot 2700 \cdot 10^{-3} = 36,45 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3)$$

где $P_{ин}$ – электрическая мощность индукционного нагревателя, 45 кВт; k_u – коэффициент использования электрической мощности, принимаем равным 0,3.

Годовой расход электрической энергии на систему охлаждения:

$$\mathcal{E}_{co} = P_{co} \cdot k_u \cdot T \cdot 10^{-3} = 9 \cdot 0,5 \cdot 2700 \cdot 10^{-3} = 12,15 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (4)$$

где P_{co} – электрическая мощность системы охлаждения, 9 кВт; k_u – коэффициент использования электрической мощности, принимаем равным 0,5.

Суммарный годовой расход электрической энергии на работу индукционного нагревателя и системы охлаждения:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{ин} + \mathcal{E}_{co} = 36,45 + 12,15 = 48,6 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}. \quad (5)$$

Расход условного топлива, необходимый для покрытия расхода электроэнергии на работу индукционного нагревателя и системы охлаждения с учетом потерь в электросетях [1]:

$$B_3 = \frac{\mathcal{E} \cdot k_{пот} \cdot b_3}{1000} = \frac{48,6 \cdot 1,105 \cdot 285}{1000} = 15,3 \text{ т у.т.}, \quad (6)$$

где $k_{пот}$ – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях, 1,105; b_3 – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива в замыкающей электростанции белорусской энергосистемы, 285 г у.т./кВт·ч.

Общая экономия условного топлива от ликвидации нагревательных печей составит

$$\Delta B = B_T - B_3 = 93,2 + 15,3 = 77,9 \text{ т у.т.} \quad (7)$$

Стоимость сэкономленного условного топлива равна:

$$C_{эк} = \frac{\Delta B \cdot c_{тут}}{1000} = \frac{77,9 \cdot 418}{1000} = 32,6 \text{ тыс. руб.}, \quad (8)$$

где $c_{тут}$ – удельная стоимость условного топлива для 2017 года равна 418 руб./т у.т.

Капитальные вложения на оборудование, проектные, строительно-монтажные и пуско-наладочные работы [1]:

$$K = C_{обор} (1 + 0,025 + 0,25 + 0,03) = 47 \cdot 1,305 = 61,3 \text{ тыс. руб.}, \quad (9)$$

где $C_{обор}$ – стоимость основного оборудования, 47 тыс. руб.

Простой срок окупаемости мероприятия за счет экономии топливно-энергетических ресурсов со стороны государства:

$$Cp_{ок} = \frac{K}{C_{эк}} = \frac{61,3}{32,6} = 2 \text{ года}. \quad (10)$$

Стоимость годового расхода электрической энергии:

$$C_3 = \frac{\mathcal{E} \cdot c_3}{1000} = \frac{48,6 \cdot 293,4}{1000} = 14,3 \text{ тыс. руб.}, \quad (11)$$

где $c_э$ – фактическая стоимость электрической энергии на предприятии, равна 293,4 руб./тыс. кВт·ч.

Стоимость годовой экономии природного газа:

$$C_Г = \frac{B_{пг} \cdot c_Г}{1000} = \frac{81 \cdot 658,7}{1000} = 53,4 \text{ тыс.руб.}, \quad (12)$$

где $c_Г$ – фактическая стоимость природного газа на предприятии, равна 658,7 руб./тыс. м³.

Суммарная стоимость экономии топлива:

$$C_{эк} = C_Г - C_э = 53,4 - 14,3 = 39,1 \text{ тыс.руб.} \quad (13)$$

Срок окупаемости мероприятия за счет экономии топлива энергии со стороны предприятия:

$$C_{рок} = \frac{K}{C_{эк}} = \frac{61,3}{39,1} = 1,6 \text{ года.} \quad (14)$$

Таким образом, установка среднечастотного индукционного нагревателя имеет следующие преимущества:

- годовая экономия энергоресурсов составит 78 т условного топлива;
- годовая экономия природного газа объемом 81 тыс. м³ уменьшает потребление импортного энергоресурса.

Список использованных источников

1. Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий. *Энергоэффективность*, 2016, № 8, прил.

РАСЧЁТ ВРЕМЕНИ ОПТИМАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК С УЧЁТОМ ИХ КОММУТАЦИОННОЙ СПОСОБНОСТИ

Д. С. Кочемазов

Научный руководитель: к.т.н., доцент Д.И. Зализный

*Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого,
г. Гомель, Республика Беларусь*

На срок службы осветительных установок оказывают влияние многие факторы. К ним относятся токи высших гармоник, электромагнитные волны, тепловое воздействие, а также износ источников света и пускорегулирующей аппаратуры (ПРА), в зависимости от их типов, параметров окружающей среды и питающей сети. Одним из важнейших факторов необходимо признать количество коммутаций в процессе эксплуатации установки.

Суть данной работы заключается в определении времени рационального использования одной осветительной установки, т.е. такого времени, при котором затраты на электроэнергию с момента включения будут равны приведенным затратам, обусловленным износом частей электроустановки из-за одного включения.

Рассмотрим упрощённый состав общих финансовых затрат на монтаж и эксплуатацию систем электрического освещения:

$$Z_{\text{сэо}} = Z_{\text{эле}} + Z_{\text{монтаж}} + Z_{\text{экспл}}, \quad (1)$$

где: $Z_{\text{эле}}$ - финансовые затраты на приобретение элементов системы электрического освещения (СЭО), руб; $Z_{\text{монтаж}}$ - финансовые затраты на монтаж всех предусмотренных элементов системы электрического освещения, руб; $Z_{\text{экспл}}$ - финансовые затраты на эксплуатацию элементов системы электрического освещения, руб.

Показатель $Z_{\text{эле}}$ характеризует величину капитальных вложений в проектируемую систему электрического освещения (не учитывает эксплуатационные расходы). Неизвестные, входящие в состав суммы $Z_{\text{эле}}$, зависят от выбранных источников света (светотехнических параметров), количества ламп и светильников, высоты их подвеса, токовой нагрузки и т.д.:

$$Z_{\text{эле}} = Z_{\text{светильник}} + Z_{\text{электропроводка}} + Z_{\text{ПРА}} + Z_{\text{ламп}} + Z_{\text{эле.упр}} + Z_{\text{апп.защ}} + Z_{\text{прочие}}, \quad (2)$$

где: $Z_{\text{светильник}}$, $Z_{\text{электропроводка}}$, $Z_{\text{ПРА}}$, $Z_{\text{ламп}}$, $Z_{\text{элем.упр}}$, $Z_{\text{апп.защ}}$ – финансовые затраты на приобретение элементов системы электрического освещения, руб; $Z_{\text{прочие}}$ – прочие финансовые затраты, не вошедшие в общий список капиталовложений, руб.

Параметр $Z_{\text{экспл}}$ будем определять по формуле:

$$Z_{\text{экспл}} = C_{\text{эл.эн}} \cdot T_{\text{факт}} + Z_{\text{аморт}}, \text{ руб}, \quad (3)$$

где: $C_{\text{эл.эн}}$ – стоимость потребляемой устройством электроэнергии в единицу времени, руб/ч;

$T_{\text{факт}}$ – фактическое суммарное время работы устройства во включенном состоянии, ч;

$Z_{\text{аморт}}$ – затраты на амортизационные отчисления, руб.

Таким образом, очевидно, что затраты на эксплуатацию напрямую зависят от времени, в течение которого включено электрического освещение и, изменяя режим работы электросветильников, можно добиться изменения суммарных затрат на электроосвещение при проектировании либо непосредственно при эксплуатации.

Рассмотрим детально влияние длительности цикла работы различных электросветильников на эксплуатационные затраты.

В общем случае, финансовые затраты на 1 пуск электросветильника, с учётом амортизационных отчислений на износ источников света и ПРА составят:

$$Z_{\text{1пуск}} = (C_{\text{л}} \cdot n_{\text{л}} \cdot I_{\text{л}}^{-1}) + (C_{\text{ПРА}} \cdot I_{\text{ПРА}}^{-1} \cdot k_{\text{попр1}}) + (C_{\text{э.э}} \cdot k_{\text{попр2}} \cdot (W_{\text{пуск}} - W_{\text{ном.раб}})), \quad (4)$$

где: $C_{\text{л}}$ – цена одной лампы, установленной в данном электросветильнике с учётом НДС, руб/шт; $n_{\text{л}}$ – количество ламп, установленных и работающих в данном светильнике, шт; $I_{\text{л}}$, $I_{\text{ПРА}}$, – количество циклов включения/отключения, вычисленных на основе среднестатистического срока службы (источника света или ПРА), шт; $k_{\text{попр1}}$ – коэффициент, учитывающий влияние неявных факторов (токов высших гармоник, токов наводки, вероятности отказа элементов и т.д.); $k_{\text{попр2}}$ – коэффициент, учитывающий дополнительные затраты электроэнергии сверх теоретического, в зависимости от типов источников света и ПРА; $C_{\text{э.э}}$ – текущая стоимость 1кВт·ч электроэнергии, приведенная к текущему курсу доллара США, руб/1кВт·ч; $W_{\text{пуск}}$, $W_{\text{ном.раб}}$ – затраты электроэнергии при включении электросветильника и затраты электроэнергии при отсутствии переходных процессов за тот же промежуток времени (работа лампы после полного розжига и достижения установившегося значения токов и температуры), кВт·ч.

Тогда финансовые затраты за потреблённую электроэнергию в течение некоторого промежутка времени будут равны:

$$Z_{э.э} = t_{\text{раб}} \cdot \left(C_{э.э} \cdot \sum P_{\text{л}} \cdot k_{\text{ПРА}} \right), \quad (5)$$

где: $t_{\text{раб}}$ – время работы электросветильника (включенное состояние всех ламп) за рассматриваемый промежуток времени, ч; $P_{\text{л}}$ – активная расчётная мощность одной лампы, принимаемая равной паспортной мощности, кВт; $k_{\text{ПРА}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение потребляемой мощности, обусловленное потреблением электроэнергии самой ПРА (варьируется в зависимости от типа, модели и производителя ПРА).

Для обеспечения минимальных финансовых эксплуатационных расходов денежные затраты на одно включение лампы должны быть меньше или равны плате за электроэнергию за определённое (оптимальное) время включения:

$$Z_{\text{пуск}} \leq Z_{э.э}. \quad (6)$$

Подставляя выражения (4) и (5) в неравенство (6), получим:

$$\left(\Pi_{\text{л}} \cdot n_{\text{л}} \cdot I_{\text{л}}^{-1} \right) + \left(\Pi_{\text{ПРА}} \cdot I_{\text{ПРА}}^{-1} \cdot k_{\text{попр1}} \right) + \left(C_{э.э} \cdot k_{\text{попр2}} \cdot (W_{\text{пуск}} - W_{\text{ном.раб}}) \right) \leq t_{\text{раб}} \cdot \left(C_{э.э} \cdot \sum P_{\text{л}} \cdot k_{\text{ПРА}} \right). \quad (7)$$

Откуда оптимальное время включения лампы по критерию экономической эффективности $t_{\text{кч}}$, обеспечивающее минимальные затраты, обусловленные износом элементов светильника, при минимальной плате за электроэнергию, будет равно:

$$t_{\text{кч}} = \frac{\left(\Pi_{\text{л}} \cdot n_{\text{л}} \cdot I_{\text{л}}^{-1} \right) + \left(\Pi_{\text{ПРА}} \cdot I_{\text{ПРА}}^{-1} \cdot k_{\text{попр1}} \right) + \left(C_{э.э} \cdot k_{\text{попр2}} \cdot (W_{\text{пуск}} - W_{\text{ном.раб}}) \right)}{C_{э.э} \cdot \sum P_{\text{л}} \cdot k_{\text{ПРА}}}. \quad (8)$$

Рассчитанное таким образом время $t_{\text{кч}}$ позволяет регулировать режим работы электросветильников: при $t_{\text{раб}} > t_{\text{кч}}$ возрастают финансовые затраты на электроэнергию, а при $t_{\text{раб}} < t_{\text{кч}}$ увеличиваются финансовые затраты на замену ламп и ПРА. Следовательно, данная методика позволяет уменьшить общие финансовые затраты $Z_{э.э}$ на систему электрического освещения в целом.

Для достижения значения $t_{\text{кч}}$ возможно, как применение только организационных мероприятий (работа СЭО по разработанному графику, где время включения освещения в

помещении максимально близко к $t_{кч}$), так и организационно-технических (включающих также установку систем автоматического включения/отключения светильников, датчиков движения и т.д.).

На основе результатов расчёта по предлагаемой методике в части цеха производства пластмассовых изделий №1 ЗАО «Легпромразвитие» г. Бобруйска было внедрено в производство рационализаторское предложение по оптимизации эксплуатации электрических светильников на основе времени оптимального включения $t_{кч}$, что позволило существенно увеличить срок службы источников света. Затраты на замену ламп уменьшились в 3 раза, соответственно, снизились расходы на утилизацию ламп, снизилось время простоя, вызванное временным отсутствием освещения в рабочей зоне и уменьшилось количество человеко-часов на обслуживание СЭО.

На данный момент планируется внедрение данной методики на территории нескольких цехов ОАО «Белшина», ОАО «Бобруйскагромаш» и РУП «БЗТДиА».

ВНЕДРЕНИЕ ТРИГЕНЕРАЦИОННОЙ СТАНЦИИ НА ПРЕДПРИЯТИИ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ПЛАСТМАССОВЫХ КОНТЕЙНЕРОВ

Савенок А.А.

Научный руководитель канд. техн. наук Токочаков В.И.

Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого

На предприятии по производству одноразовых пластиковых упаковочных контейнеров установлено 18 термоформовочных машинах, единичной электрической мощностью от 15 до 325 кВт. Для охлаждения контейнеров при выходе из термоформовочной машины установлено несколько охладительных комплексов, общей мощностью 270 кВт. Режим работы предприятия непрерывный. Среднегодовая активная мощность более 1 МВт. Тепловая энергия используется на нужды горячего водоснабжения и отопления.

На предприятии предлагается установить когенерационную установку и абсорбционную холодильную машину. Холод будет использоваться для работы системы охлаждения технологических машин.

Когенерационная установка должна работать не менее 8000 часов в году, выбираем одну когенерационные установки типа Vitobloc 200 EM-199/263 фирмы Viessmann тепловой мощностью 283 кВт (0,243 Гкал/ч), электрической мощностью 199 кВт, электрический КПД 37 %, тепловой КПД 52,6%. Стоимость равно 290 тыс. белорусских рублей.

Выбираем абсорбционную холодильную машину фирмы BROAD типа BDH-30 холодильной мощностью 302 кВт. Источником тепла будет когенерационная установка – горячая вода с температурой 85/65 °С. Стоимость равно 124 тыс. руб. с учетом стоимости градирни и всех вспомогательных установок.

Технико-экономическое обоснование проводится в двух контекстах:

– расчета экономии топливно-энергетических ресурсов для государства при формировании программы энергосбережения предприятия [1];

– расчета экономии топливно-энергетических и денежных ресурсов для предприятия при формировании бизнес-плана реконструкции системы энергоснабжения и получении льготного кредита в банке.

Удельный расход топлива на производство электрической энергии по конденсационному циклу [1]:

$$b_3 = \frac{123}{\eta_3} 100 = \frac{123}{37} 100 = 332 \text{ г у.т./кВт}\cdot\text{ч}, \quad (1)$$

где η_3 – коэффициент полезного действия когенерационной установки по конденсационному циклу, 37 %.

Определение часового расхода условного топлива на производство электроэнергии по конденсационному циклу [1]:

$$B_3 = \frac{b_3 \cdot N_{\text{уст}}}{1000} = \frac{332 \cdot 199}{1000} = 66,1 \text{ кг у.т./ч}, \quad (2)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная электрическая мощность когенерационной установки, 199 кВт.

Расход топлива на отпуск тепловой энергии:

$$B_{\text{т3}} = b_{\text{т3}} \cdot Q_{\text{уст}} = 154 \cdot 0,243 = 37,4 \text{ кг у.т./ч}, \quad (3)$$

где $Q_{\text{уст}}$ – установленная тепловая мощность принятой за аналог когенерационной установки, 0,243 Гкал/ч; $b_{\text{т3}}$ – удельный расход топлива действующей котельной предприятия, 154 кг у.т./Гкал.

Часовой расход условного топлива на выработку электроэнергии на выбранной когенерационной установке по комбинированному циклу:

$$B_{\text{э3}} = B_3 - B_{\text{т3}} = 66,1 - 37,4 = 28,7 \text{ кг у.т./ч}. \quad (4)$$

Удельный расход топлива на производство электрической энергии на когенерационной установке [1]:

$$b_{\text{э3}} = \frac{B_{\text{э3}}}{N_{\text{уст}}} 1000 = \frac{28,7}{199} 1000 = 144 \text{ г у.т./кВт}\cdot\text{ч}. \quad (5)$$

Годовая выработка электроэнергии на когенерационной установке:

$$\mathcal{E}_{\text{выр}} = \frac{N_{\text{уст}} \cdot T_{\text{уст}}}{1000} = \frac{199 \cdot 8000}{1000} = 1592 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}, \quad (6)$$

где $T_{\text{уст}}$ – годовое время работы когенерационной установки.

Количество электроэнергии, отпущенной когенерационной установкой [1]:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{кгу}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} (1 - \alpha_{\text{сн}}^{\text{э3}}) = 1592 \cdot (1 - 0,05) = 1512 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}, \quad (7)$$

где $\alpha_{\text{сн}}^{\text{э3}}$ – коэффициент потребления электроэнергии на собственные нужды когенерационной установки, равен 0,05.

Необходимое количество электроэнергии, отпущенной с шин электростанций концерна “Белэнерго”, с учетом потерь в электрических сетях на ее транспортировку до вводов токоприемников предприятия [1]:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{эс}} = \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{кгу}} \cdot (1 + \Delta \mathcal{E}_{\text{пот}}) = 1512 \cdot (1 + 0,105) = 1671 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}, \quad (8)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{пот}}$ – коэффициент потерь в электрических сетях на транспортировку электроэнергии, равен 0,105 в среднем по концерну “Белэнерго”.

Экономия топлива от применения выбранной когенерационной установки [1]:

$$\Delta B^{\text{кгу}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{эс}} \cdot b_{\text{эз}}^{\text{сп}} - B_{\text{эз}} \cdot T_{\text{уст}}}{1000} = \frac{1671 \cdot 285 - 28,7 \cdot 8000}{1000} = 247 \text{ т у.т.}, \quad (9)$$

где $b_{\text{эз}}^{\text{сп}}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме за предшествующий год, 285 г у.т./кВт·ч.

Капитальные вложения на оборудование, проектные, строительно-монтажные и пуско-наладочные работы [1]:

$$K = C_{\text{обор}} (1 + 0,025 + 0,25 + 0,03) = 414 \cdot 1,305 = 540 \text{ тыс. руб.}, \quad (10)$$

где $C_{\text{обор}}$ – стоимость основного оборудования, 414 тыс. руб.

Стоимость сэкономленного тепла и отпуска электрической энергии равна:

$$C_{\text{эк}} = \frac{\Delta B^{\text{кгу}} \cdot c_{\text{тут}}}{1000} = \frac{247 \cdot 418}{1000} = 103 \text{ тыс.руб.}, \quad (11)$$

где $c_{\text{тут}}$ – удельная стоимость условного топлива для 2017 года равна 418 руб./т у.т.

Простой срок окупаемости мероприятия за счет экономии топливно-энергетических ресурсов со стороны государства и предприятия:

$$C_{\text{рок}} = \frac{K}{C_{\text{эк}}} = \frac{414}{103} = 4 \text{ года.} \quad (12)$$

Годовой расход условного топлива на когенерационную установку:

$$B_{\text{т}} = \frac{B_{\text{э}} \cdot T_{\text{уст}}}{1000} = \frac{66,1 \cdot 8000}{1000} = 528,8 \text{ т у.т.} \quad (13)$$

Стоимость годового расхода природного газа:

$$C_{\text{г}} = \frac{B_{\text{т}} \cdot c_{\text{г}}}{1000 \cdot 1,15} = \frac{528,8 \cdot 658,7}{1150} = 303 \text{ тыс. руб.}, \quad (14)$$

где $c_{\text{г}}$ – фактическая стоимость природного газа на предприятии, равна 658,7 руб./тыс. м³ ; 1,15 – коэффициент перевода калорийности природного газа в условное топливо.

Стоимость годового отпуска электрической энергии когенерационной установкой равна:

$$C_{\text{э}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{кгу}} \cdot c_{\text{э}}}{1000} = \frac{1512 \cdot 293,4}{1000} = 444 \text{ тыс.руб.}, \quad (15)$$

где $c_{\text{э}}$ – фактическая стоимость электрической энергии на предприятии, равна 293,4 руб./тыс. кВт·ч.

Для определения годового расхода электрической энергии на работу холодильных установок, которые замещает абсорбционная холодильная машина, выбирается холодильный комплекс производительностью 280 кВт холода и средней электрической мощностью 64 кВт. Годовая экономия электрической энергии на работу холодильных установок равна:

$$C_{\text{эx}} = P_{\text{ср}}^{\text{x}} \cdot T_{\text{уст}} \cdot 10^{-3} = 64 \cdot 8000 \cdot 10^{-3} = 512 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (16)$$

Стоимость годовой экономии электрической энергии на работу холодильных установок равна:

$$C_{\text{эx}} = \frac{\Xi_{\text{эx}} \cdot c_{\text{э}}}{1000} = \frac{512 \cdot 293,4}{1000} = 150 \text{ тыс. руб.} \quad (17)$$

Суммарная стоимость экономии энергоресурсов:

$$C_{\text{эк}} = C_{\text{э}} + C_{\text{эx}} - C_{\text{Г}} = 444 + 150 - 303 = 291 \text{ тыс. руб.} \quad (18)$$

Срок окупаемости мероприятия за счет экономии энергоресурсов для предприятия:

$$C_{\text{рок}} = \frac{K}{C_{\text{эк}}} = \frac{414}{291} = 1,4 \text{ года.} \quad (19)$$

В предлагаемом варианте когенерационная установка и абсорбционная холодильная машина будут содержать следующие тепловые контуры:

- высокотемпературный контур когенерационной установки с температурным графиком 85/65 °С – будет использоваться для работы абсорбционной холодильной машины, системы отопления, системы горячего водоснабжения;

- низкотемпературный контур когенерационной установки с температурным графиком 38/35 °С – может использоваться для предварительного нагрева в системе горячего водоснабжения;

- основной контур охлаждения абсорбционной холодильной машины с температурным графиком 7/12 °С – будет использоваться для работы системы охлаждения технологических машин;

- вспомогательный контур охлаждения абсорбционной холодильной машины с температурным графиком 37/30 °С – будет использоваться для работы системы охлаждения холодильной машины вместе с градирней.

Список использованных источников

1. Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий. *Энергоэффективность*, 2016, № 8, прил.

ВНЕДРЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ КОТЛОВ ДЛЯ НУЖД ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Хромова В.А.

научный руководитель канд. техн. наук Токочаков В.И.

Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого

В Республике Беларусь в 2019 году вводится в эксплуатацию атомная электростанция, это приведет к глобальному изменению энергетического баланса и политики энергосбережения в стране. На примере машиностроительного предприятия проведем расчеты внедрения электрических и газовых котлов для нужд горячего водоснабжения, используя действующие нормативные документы.

В котельной машиностроительного предприятия установлены старые водогрейные и паровые котлы, удельный расход условного топлива на отпуск тепла которых равен 161,4 кг у.т./Гкал. Удельный расход электроэнергии, необходимой для производства и транспорта тепловой энергии равен 25 кВт·ч/Гкал. Годовое потребление предприятием на горячее водоснабжение равно 207 Гкал, потери по существующей теплотрассе – 153 Гкал.

Необходимо произвести технико-экономическое обоснование двух вариантов реконструкции системы горячего водоснабжения:

- установка четырех отдельных котельных с газовыми котлами;
- установка четырех отдельных котельных с электрическими котлами.

Автоматизированные котельные будут располагаться в существующих зданиях, в которых подведены газовые и электротехнические коммуникации. Внешние тепловые сети горячего водоснабжения будут отсутствовать.

Рассмотрим первый вариант реконструкции системы горячего водоснабжения с газовыми котлами, основное оборудование котельных представлено в таблице 1. Стоимость основного оборудования котельных равна 86000 белорусских рублей.

Технико-экономическое обоснование проводится в двух контекстах:

- расчета экономии топливно-энергетических ресурсов для государства при формировании программы энергосбережения предприятия [1];
- расчета экономии топливно-энергетических и денежных ресурсов для предприятия при формировании бизнес-плана реконструкции системы теплоснабжения и получении льготного кредита в банке.

Таблица 1 – Оборудование котельных по первому варианту реконструкции

Наименование здания	Тип, количество, мощность и КПД котлов	Дополнительное оборудование
Заготовительный участок	2 котла Buderus Logano plus GB102S-16, 16 кВт, КПД = 98%	Буферная емкость Elektromet WGJ-B 1000, емкость 1000 л
Столовая	2 котла Buderus Logano plus GB102S-30, 30 кВт, КПД = 98%	Буферная емкость Elektromet WGJ-B 1000, емкость 1000 л
Кузнечный участок	2 котла Buderus Logano plus GB102S-16, 16 кВт, КПД = 98%	Буферная емкость Elektromet WGJ-B 1000, емкость 1000 л
Сборочный участок	2 котла Buderus Logano plus GB102S-16, 16 кВт, КПД = 98%	Буферная емкость Elektromet WGJ-B 1000, емкость 1000 л

Удельный расход условного топлива на отпуск тепла газовыми котлами Buderus равен [1]:

$$b_{\text{тэ ли}} = \frac{142,86}{\eta_{\text{к}}} = \frac{142,86}{0,98} = 145,8 \text{ кг у.т./Гкал}, \quad (1)$$

где $\eta_{\text{к}}$ – коэффициент полезного действия котлов, о.е.

Перерасход топлива, получаемый при использовании теплопровода и котлов с низким КПД [1]:

$$\Delta B_{\text{тэ}} = \frac{(Q + \Delta Q_{\text{пот}})b_{\text{тэ}} + Q \cdot b_{\text{тэ ли}}}{1000} = \frac{(207 + 153)161,4 + 207 \cdot 145,8}{1000} = 27,9 \text{ т у.т.}, \quad (2)$$

где Q – количество потребленной тепловой энергии, 207 Гкал; $\Delta Q_{\text{пот}}$ – потери тепловой энергии по существующей теплотрассе, 153 Гкал; $b_{\text{тэ}}$ – удельный расход топлива действующего теплоисточника, 161,4 кг у.т./Гкал.

Расход электроэнергии, необходимой для передачи тепловой энергии по длинной теплотрассе [1]:

$$\mathcal{E}_{\text{п}} = \frac{(Q + \Delta Q_{\text{пот}}) \cdot \mathcal{E}_{\text{сн тэ}}}{1000} = \frac{(207 + 153) \cdot 25}{1000} = 9,0 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3)$$

где $\mathcal{E}_{\text{сн тэ}}$ – удельный расход электроэнергии, необходимой для производства и транспорта тепловой энергии по существующей схеме, 25 кВт·ч/Гкал.

Расход электроэнергии, необходимой для производства и транспорта тепловой энергии от локального источника:

$$\mathcal{E}_{\text{ли}} = \frac{Q \cdot \mathcal{E}_{\text{сн ли}}}{1000} = \frac{207 \cdot 15}{1000} = 3,1 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч}, \quad (4)$$

где $\varepsilon_{\text{снли}}$ – удельный расход электроэнергии, необходимой для производства и транспорта тепловой энергии на локальном источнике, принимается равным 15 кВт·ч/Гкал.

Расход топлива, необходимый для покрытия перерасхода электроэнергии на производство тепловой энергии с учетом потерь в электросетях [1]:

$$\Delta B_3 = \frac{(\varepsilon_{\text{п}} - \varepsilon_{\text{ли}})k_{\text{пот}} \cdot b_3}{1000} = \frac{(9 - 3,1) \cdot 1,105 \cdot 285}{1000} = 1,9 \text{ т у.т.}, \quad (5)$$

где $k_{\text{пот}}$ – коэффициент, учитывающий потери в электрических сетях, 1,105; b_3 – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива в замыкающей электростанции белорусской энергосистемы, 285 г у.т./кВт·ч.

Общая экономия топлива от ликвидации длинной теплотрассы и установки экономичных котлов составит

$$\Delta B = \Delta B_{\text{тэ}} + \Delta B_3 = 27,9 + 1,9 = 29,8 \text{ т у.т.} \quad (6)$$

Стоимость сэкономленного условного топлива равна:

$$C_{\text{эк}} = \frac{\Delta B \cdot c_{\text{туг}}}{1000} = \frac{29,8 \cdot 418}{1000} = 12,5 \text{ тыс.руб.}, \quad (7)$$

где $c_{\text{туг}}$ – удельная стоимость условного топлива для 2017 года равна 418 руб./т у.т.

Капитальные вложения на оборудование, проектные, строительно-монтажные и пуско-наладочные работы [1]:

$$K = C_{\text{обор}} (1 + 0,025 + 0,25 + 0,03) = 86 \cdot 1,305 = 112,2 \text{ тыс.руб.}, \quad (8)$$

где $C_{\text{обор}}$ – стоимость основного оборудования, тыс. руб.

Простой срок окупаемости мероприятия за счет экономии топливно-энергетических ресурсов со стороны государства:

$$C_{\text{рок}} = \frac{K}{C_{\text{эк}}} = \frac{112,2}{12,5} = 9 \text{ лет.} \quad (9)$$

Годовая экономия электрической энергии по сравнению с существующей системой горячего водоснабжения равна:

$$\Delta \varepsilon = \varepsilon_{\text{п}} - \varepsilon_{\text{ли}} = 9 - 3,1 = 5,9 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч.} \quad (10)$$

Стоимость годовой экономии электрической энергии:

$$C_3 = \frac{\Delta \varepsilon \cdot c_3}{1000} = \frac{5,9 \cdot 293,4}{1000} = 1,7 \text{ тыс.руб.}, \quad (11)$$

где c_3 – фактическая стоимость электрической энергии на предприятии, равна 293,4 руб./тыс. кВт·ч.

Стоимость годовой экономии природного газа:

$$C_{\text{г}} = \frac{\Delta B_{\text{тэ}} \cdot c_{\text{г}}}{1000 \cdot 1,15} = \frac{27,9 \cdot 658,7}{1150} = 16,0 \text{ тыс.руб.}, \quad (12)$$

где c_{Γ} – фактическая стоимость природного газа на предприятии, равна 658,7 руб./тыс. м³ ;
1,15 – коэффициент перевода калорийности природного газа в условное топливо.

Суммарная стоимость экономии топлива и электрической энергии:

$$C_{\text{эк}} = C_{\text{э}} + C_{\Gamma} = 1,7 + 16 = 17,7 \text{ тыс.руб.} \quad (13)$$

Срок окупаемости мероприятия за счет экономии топлива и электрической энергии:

$$C_{\text{р.ок}} = \frac{K}{C_{\text{эк}}} = \frac{112,2}{17,7} = 6,3 \text{ года.} \quad (14)$$

Рассмотрим второй вариант реконструкции системы горячего водоснабжения с электрическими котлами, основное оборудование котельных представлено в таблице 2. Стоимость основного оборудования котельных равна 15000 рублей.

Таблица 2 – Оборудование котельных по второму варианту реконструкции

Наименование здания	Тип, количество, мощность и КПД котлов	Дополнительное оборудование
Заготовительный участок	2 электрических котла Tenko EKONOM DIGITAL (DKE) 15 кВт, КПД = 99%	Буферная емкость Elektromet WGJ-B 1000, емкость 1000 л
Столовая	3 электрических котла Tenko EKONOM DIGITAL (DKE) 15 кВт, КПД = 99%	Буферная емкость Elektromet WGJ-B 1000, емкость 1000 л
Кузнечный участок	2 электрических котла Tenko EKONOM DIGITAL (DKE) 15 кВт, КПД = 99%	Буферная емкость Elektromet WGJ-B 1000, емкость 1000 л
Сборочный участок	2 электрических котла Tenko EKONOM DIGITAL (DKE) 15 кВт, КПД = 99%	Буферная емкость Elektromet WGJ-B 1000, емкость 1000 л

Расход топлива, необходимый для отпуска тепла при использовании теплопровода и котлов с низким КПД [1]:

$$B_{\text{тэ}} = \frac{(Q + \Delta Q_{\text{пот}}) b_{\text{тэ}}}{1000} = \frac{(207 + 153) 161,4}{1000} = 58,1 \text{ т у.т.,} \quad (15)$$

Расход топлива, необходимый для производство тепловой энергии с учетом потерь в электросетях [1]:

$$B_{\text{эТ}} = \text{Э}_{\text{п}} \cdot k_{\text{пот}} \cdot K_{\text{туТ}}^{\text{э}} = 9 \cdot 1,105 \cdot 0,26 = 2,6 \text{ т у.т.,} \quad (16)$$

где $K_{\text{туТ}}^{\text{э}}$ – коэффициент пересчета электроэнергии в условное топливо, для белорусской энергосистемы в 2017 году принимается равным 0,26 кг у.т./кВт·ч.

Годовое количество потребленной электрической энергии на электрические котельные с переводом в условное топливо [1]:

$$B_{\text{эк}} = Q \cdot k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{пот}} \cdot K_{\text{тут}}^{\text{э}} = 207 \cdot 1,16 \cdot 1,105 \cdot 0,26 = 69 \text{ т у.т.}, \quad (17)$$

где $k_{\text{пер}}$ – переводной коэффициент Гкал в МВт·ч, равен 1,16.

Общая экономия топлива от ликвидации длинной теплотрассы и установки электрических котлов составит

$$\Delta B = B_{\text{тэ}} + B_{\text{эт}} - B_{\text{эк}} = 58,1 + 2,6 - 69 = - 8,3 \text{ т у.т.} \quad (18)$$

Полученная в формуле (17) величина говорит о том, что никакой экономии условного топлива от внедрения электрических котлов нет – фактически появляется перерасход условного топлива.

Таким образом, установка автоматизированных котельных с электродотлами для нужд горячего водоснабжения предприятия имеет следующие преимущества по сравнению с установкой газовых котлов: стоимость оборудования котельной в шесть раз меньше и природный газ является импортным ресурсом. Внедрение электродотлов никакой экономии энергетических ресурсов не дает ни государству, ни предприятию. Возможно изменение тарифной политики со стороны Белэнерго приведет к экономии денежных ресурсов предприятий при внедрении электрических котлов.

Список использованных источников

1. Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий. *Энергоэффективность*, 2016, № 8, прил.

ВНЕДРЕНИЕ КОГЕНЕРАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ НА ЗАВОДЕ ПО ПРОИЗВОДСТВУ РЕКТИФИЦИРОВАННОГО СПИРТА

Юданова К.А.

Научный руководитель канд. техн. наук Токочаков В.И.

Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого

На заводе по производству ректифицированного спирта основное производство запитано от трансформатора типа ТМ-400-10/0,4 со среднегодовой загрузкой 50 %. Режим работы завода непрерывный с остановкой в июне на профилактические и ремонтные работы. На технологические нужды используется насыщенный пар и горячая вода различных параметров. Среднегодовая тепловая мощность на основное производство составляет около 4 Гкал/ч.

Для экономии топливно-энергетических ресурсов предлагается установить когенерационную установку, которая должна работать не менее 8000 часов в году. Для примера выбираем одну блочно-модульную ТЭС Vitobloc 200 EM-50/81 фирмы Viessmann тепловой мощностью 81 кВт (0,07 Гкал/ч), электрической мощностью 50 кВт, электрический КПД 37 %, тепловой КПД 52,6 %. Стоимость равна 130 тысяч белорусских рублей.

Технико-экономическое обоснование проводится в двух контекстах:

- расчета экономии топливно-энергетических ресурсов для государства при формировании программы энергосбережения предприятия [1];
- расчета экономии топливно-энергетических и денежных ресурсов для предприятия при формировании бизнес-плана реконструкции системы теплоснабжения и получении льготного кредита в банке.

Удельный расход топлива на производство электрической энергии по конденсационному циклу [1]:

$$b_э = \frac{123}{\eta_э} 100 = \frac{123}{37} 100 = 332 \text{ г у.т./кВт}\cdot\text{ч}, \quad (1)$$

где $\eta_э$ – коэффициент полезного действия когенерационной установки по конденсационному циклу, 37 %.

Определение часового расхода условного топлива на производство электроэнергии по конденсационному циклу [1]:

$$B_э = \frac{b_э \cdot N_{уст}}{1000} = \frac{332 \cdot 50}{1000} = 16,6 \text{ кг у.т./ч}, \quad (2)$$

где $N_{уст}$ – установленная электрическая мощность когенерационной установки, 50 кВт.

Расход топлива на отпуск тепловой энергии:

$$B_{тэ} = b_{тэ} \cdot Q_{уст} = 165 \cdot 0,07 = 11,6 \text{ кг у.т./ч}, \quad (3)$$

где $Q_{уст}$ – установленная тепловая мощность принятой за аналог когенерационной установки, 0,07 Гкал/ч; $b_{тэ}$ – удельный расход топлива действующей котельной завода, 165 кг у.т./Гкал.

Часовой расход условного топлива на выработку электроэнергии на выбранной когенерационной установке по комбинированному циклу:

$$B_{э} = B_{э} - B_{тэ} = 16,6 - 11,6 = 5 \text{ кг у.т./ч}. \quad (4)$$

Удельный расход топлива на производство электрической энергии на когенерационной установке [1]:

$$b_{э} = \frac{B_{э}}{N_{уст}} \cdot 1000 = \frac{5}{50} \cdot 1000 = 100 \text{ г у.т./кВт} \cdot \text{ч}. \quad (5)$$

Годовая выработка электроэнергии на когенерационной установке:

$$\mathcal{E}_{выр} = \frac{N_{уст} \cdot T_{уст}}{1000} = \frac{50 \cdot 8000}{1000} = 400 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (6)$$

где $T_{уст}$ – годовое время работы когенерационной установки.

Количество электроэнергии, отпущенной когенерационной установкой [1]:

$$\mathcal{E}_{отп}^{кгу} = \mathcal{E}_{выр} (1 - \alpha_{сн}^{э}) = 400 \cdot (1 - 0,05) = 380 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (7)$$

где $\alpha_{сн}^{э}$ – коэффициент потребления электроэнергии на собственные нужды когенерационной установки, равен 0,05.

Необходимое количество электроэнергии, отпущенной с шин электростанций концерна “Белэнерго”, с учетом потерь в электрических сетях на ее транспортировку до вводов токоприемников предприятия [1]:

$$\mathcal{E}_{отп}^{эс} = \mathcal{E}_{отп}^{кгу} \cdot (1 + \Delta \mathcal{E}_{пот}) = 380 \cdot (1 + 0,105) = 420 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (8)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{пот}$ – коэффициент потерь в электрических сетях на транспортировку электроэнергии, равен 0,105 в среднем по концерну “Белэнерго”.

Экономия топлива от применения выбранной когенерационной установки [1]:

$$\Delta B^{кгу} = \frac{\mathcal{E}_{отп}^{эс} \cdot b_{э}^{сп} - B_{э} \cdot T_{уст}}{1000} = \frac{420 \cdot 285 - 5 \cdot 8000}{1000} = 80 \text{ т у.т.}, \quad (9)$$

где $b_{э}^{сп}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме за год, предшествующий составлению расчета, 285 г у.т./кВт·ч.

Капитальные вложения на оборудование, проектные, строительно-монтажные и пуско-наладочные работы [1]:

$$K = C_{\text{обор}} (1 + 0,025 + 0,25 + 0,03) = 130 \cdot 1,305 = 169,7 \text{ тыс. руб.}, \quad (10)$$

где $C_{\text{обор}}$ – стоимость основного оборудования, 130 тыс. руб.

Стоимость сэкономленного тепла и отпуска электрической энергии равна:

$$C_{\text{эк}} = \frac{\Delta B^{\text{кгу}} \cdot c_{\text{туг}}}{1000} = \frac{80 \cdot 418}{1000} = 33,4 \text{ тыс.руб.}, \quad (11)$$

где $c_{\text{туг}}$ – удельная стоимость условного топлива для 2017 года равна 418 руб./т у.т.

Простой срок окупаемости мероприятия за счет экономии топливно-энергетических ресурсов со стороны государства и предприятия:

$$C_{\text{рок}} = \frac{K}{C_{\text{эк}}} = \frac{169,7}{33,4} = 5 \text{ лет.} \quad (12)$$

Годовой расход условного топлива на когенерационную установку по комбинированному циклу:

$$B_{\text{т}} = \frac{B_{\text{ээ}} \cdot T_{\text{уст}}}{1000} = \frac{5 \cdot 8000}{1000} = 40 \text{ т у.т.} \quad (13)$$

Стоимость годового расхода природного газа:

$$C_{\text{г}} = \frac{B_{\text{т}} \cdot c_{\text{г}}}{1000 \cdot 1,15} = \frac{40 \cdot 658,7}{1150} = 22,9 \text{ тыс. руб.}, \quad (14)$$

где $c_{\text{г}}$ – фактическая стоимость природного газа на предприятии, равна 658,7 руб./тыс. м³ ; 1,15 – коэффициент перевода калорийности природного газа в условное топливо.

Стоимость годовой экономии электрической энергии:

$$C_{\text{э}} = \frac{\Xi_{\text{отп}}^{\text{кгу}} \cdot c_{\text{э}}}{1000} = \frac{380 \cdot 293,4}{1000} = 111,5 \text{ тыс.руб.}, \quad (15)$$

где $c_{\text{э}}$ – фактическая стоимость электрической энергии на предприятии, равна 293,4 руб./тыс. кВт·ч.

Суммарная стоимость экономии энергоресурсов:

$$C_{\text{эк}} = C_{\text{э}} - C_{\text{г}} = 111,5 - 22,9 = 88,6 \text{ тыс.руб.} \quad (16)$$

Срок окупаемости мероприятия за счет экономии энергоресурсов для предприятия:

$$C_{\text{рок}} = \frac{K}{C_{\text{эк}}} = \frac{169,7}{88,6} = 2 \text{ года.} \quad (17)$$

В предлагаемом варианте когенерационная установка будет содержать следующие тепловые контуры:

– высокотемпературный контур когенерационной установки с температурным графиком 85/65 °С – будет использоваться для работы системы технологического горячего водоснабжения;

– низкотемпературный контур когенерационной установки с температурным графиком 38/35 °С – может использоваться для предварительного нагрева воды в котельной завода.

Список использованных источников

1. Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий. *Энергоэффективность*, 2016, № 8, прил.