

Совершенствование метода расчета целевого показателя по энергосбережению систем транспорта нефти



А.С. ФИКОВ, ассистент кафедры «Электроснабжение», УО «Гомельский государственный технический университет им. П.О. Сухого»

Одним из показателей, характеризующих деятельность потребителей энергетических ресурсов в области энергосбережения, является целевой показатель по энергосбережению. Он позволяет численно определить достигнутый эффект по энергосбережению при сложных, постоянно изменяющихся условиях протекания технологических процессов. Для систем трубопроводного транспорта нефти (СТН) целевой показатель по энергосбережению является отчетным, выполнение которого является одной из первостепенных задач энергетиков и технологов. Повышение достоверности метода определения данного показателя на уровне предприятия, а также разработка метода, позволяющего определить значения данного показателя для отдельного участка нефтепровода, позволит повысить энергетическую эффективность СТН за счет контроля и выявления неэффективных режимов технологического процесса.

Существующий метод определения целевого показателя по энергосбережению СТН основывается на следующем выражении:

$$\text{ЦП} = \left(\frac{\text{ОЭЗ}^{\text{о}}}{\text{ОЭЗ}^{\text{б}} + \Delta\text{ОЭЗ}_{\text{с.у.}}} - 1 \right) 100, \% \quad (1)$$

где $\text{ОЭЗ}^{\text{о}}$ — обобщенные энергозатраты в отчетном периоде, т.у.т.; $\text{ОЭЗ}^{\text{б}}$ — обобщенные энергозатраты в базисном периоде, т.у.т.; $\Delta\text{ОЭЗ}_{\text{с.у.}}$ — поправка на сопоставимые условия, т.у.т.

Поправка на сопоставимые условия показывает, насколько изменились бы энергозатраты базисного периода, если бы предприятие работало в технологических условиях отчетного периода. Существующий метод определения целевого показателя по энергосбережению предполагает учет изменения только такого технологического показателя, как грузооборот нефти.

Можно показать, что ощутимую роль в отклонении потребления энергии по отношению к базисному периоду для СТН играет температура наружного воздуха. На рисунке 1 представлено изменение средней температуры наружного воздуха в течение 2006–2009 гг. Температура воздуха измерялась в г. Пинске. Данный населенный пункт расположен в средней части одного из участков нефтепровода. Интервал осреднения температуры охватывает весь отчетный период: например, для 2 января он равен 2 суткам, а для 3 января — 3 суткам. Из представленного рисунка видно, что при температурах наружного воздуха больших $t_{\text{кр}} = 2 \text{ } ^\circ\text{C}$ (в этой

области температур наблюдается изменение электропотребления рассматриваемого участка нефтепровода при изменении температуры наружного воздуха) отличие в средних температурах наружного воздуха ($\Delta t_{\text{н.в.}}$) достигает значения $4,5 \text{ } ^\circ\text{C}$. Отсутствие изменения электропотребления при изменении температуры наружного воздуха в области менее $2 \text{ } ^\circ\text{C}$ можно объяснить стабилизацией условий теплообмена потока нефти с окружающей средой, приводящей к балансу потерь тепловой энергии с поверхности нефтепровода и

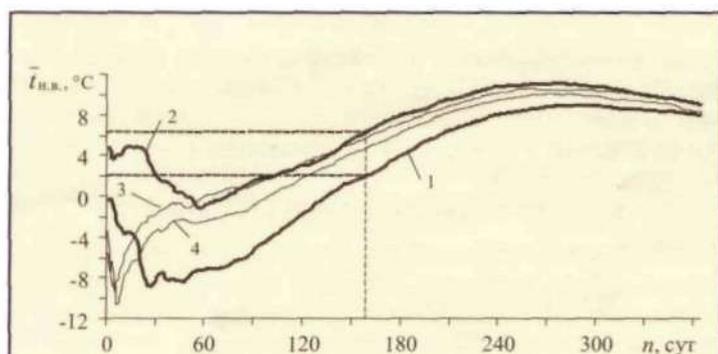


Рис. 1. Изменение средней температуры наружного воздуха в контрольной точке нефтепровода (г. Пинск)
1 — данные за 2006 г.; 2 — данные за 2007 г.; 3 — данные за 2008 г.; 4 — данные за 2009 г.

подведенной тепловой энергии за счет работы силы трения: при температурах наружного воздуха меньших $t_{кр}$ температура грунта на глубине заложения оси нефтепровода практически постоянна; после промерзания грунта его влажность и теплопроводность существенно меняться не должны.

Согласно полученным данным, для одного из участков нефтепровода коэффициент регрессии (β_1) в модели электропотребления при температуре наружного воздуха, измеренной в г. Пинске, составил минус 2954 кВт·ч/(сут·°C). Параметр β_1 является случайной величиной, а погрешность его определения обусловлена двумя источниками: погрешностью измерения электропотребления и погрешностью моделирования электропотребления. Учитывая нормальный закон распределения величины β_1 и уровень достоверности 0,95, погрешность определения β_1 в модели электропотребления составляет $\delta_m = 8,5\%$.

Суточные значения электропотребления определялись по счетчикам коммерческого учета. Класс точности счетчиков электроэнергии составляет 0,2, класс точности трансформаторов тока составляет 0,2, класс точности трансформаторов напряжения составляет 0,5. При такой точности измерительных комплексов погрешность измерения электропотребления оказывается существенно меньше величины δ_m и не оказывает значимого влияния на суммарную погрешность определения параметра β_1 .

На основании полученного значения β_1 можно утверждать, что отличие потребления энергии в отчетном периоде от потребления энергетических ресурсов в базисном периоде за счет изменения температуры наружного воздуха может достигать:

$$\Delta W = -\Delta t_{н.в.} \cdot \beta_1 = 13000 \text{ кВт·ч/сут.}$$

Поскольку полученная величина соизмерима с заданием целевого показателя по энергосбережению, то учет температуры наружного воздуха при расчете поправки на сопоставимые условия $\Delta OЭЗ_{с.у.}$ является целесообразным.

Как уже отмечалось ранее, в существующем методе определения целевого показателя по энергосбережению приведение энергозатрат базисного периода в сопоставимые условия с отчетным периодом производится по грузообороту нефти. Причем используются его значения, приведенные к фактической протяженности участков. Это позволяет для моделирования электропотребления СТН, с целью расчета целевого показателя по энергосбережению, использовать наивысший уровень агрегирования данных — уровень предприятия:

$$W = \beta \cdot P_{пр}^\alpha, \text{ кВт·ч/сут.}; \quad (2)$$

где β — коэффициент регрессии степенной модели электропотребления, кВт·ч/(сут $^{1-\alpha}$ ·(тыс. т·км) $^\alpha$); $P_{пр}$ — суммарный по всем участкам нефтепровода приведенный грузооборот нефти, тыс. т·км/сут.; α — показатель степени модели электропотребления.

Поправка на сопоставимые условия рассчитывается по выражению:

$$\Delta OЭЗ_{с.у.} = OЭЗ_{техн} \left(\left(\frac{P_{пр}^0}{P_{пр}^6} \right)^\alpha - 1 \right), \text{ т у.т.}, \quad (3)$$

где $OЭЗ_{техн}$ — технологические затраты электрической энергии на транспортировку нефти, т у.т.; $P_{пр}^0$ — суммарный приведенный грузооборот нефти отчетного периода, тыс. т·км; $P_{пр}^6$ — суммарный приведенный грузооборот нефти базисного периода, тыс. т·км.

Фактически, автором работы было предложено ввести в выражение (3) показатель степени α , определяемый на основе статистических данных с использованием модели (2). Ранее данный показатель степени не учитывался, т.е. принимался равным единице. А расчет поправки на сопоставимые условия велся исходя из предположения наличия пропорциональной связи грузооборота нефти и затрат электрической энергии (W):

$$W = k \cdot P, \text{ кВт·ч/сут.}, \quad (4)$$

где k — коэффициент пропорциональности, кВт·ч/тыс. т·км; P — среднесуточный грузооборот нефти, тыс. т·км/сут.

Использование нелинейной зависимости при расчете целевого показателя по энергосбережению для описания электропотребления СТН не согласуется с доказанным в работе положением о возможности с достаточной степенью точности описать данный параметр моделью в виде линейной комбинации технологических параметров. В частности, модели такого вида использованы автором работы для моделирования электропотребления с целью нормирования и прогнозирования потребления электрической энергии, расчета экономии электрической энергии от ряда технологических энергосберегающих мероприятий. Необходимость учета нелинейности электропотребления в рамках решаемой задачи автор работы пояснил графически (рисунок 2а).

Из рисунка 2а видно, что использование пропорциональной модели электропотребления вида (4) вносит погрешность в значение целевого показателя по энергосбережению, равную $\Delta ПП_6$. Аппроксимируя суточные значения электропотребления СТН не степенной, а линейной зависимостью 3 (рисунок 2б), также можно исключить методическую погрешность определения целевого показателя по энергосбережению. Вопрос выбора модели должен решаться на основе анализа ее качества.

На рисунке 3 приведены результаты моделирования электропотребления СТН. Даже без оценки численных значений критериев качества моделей видно, что принципиальной разницы между степенной и линейной моделями электропотребления нет. Максимальная относительная погрешность прогнозирования годового электропотребления по полученным моделям составляет 0,9%, среднеквадратическое отклонение относительной погрешности составляет 0,5%. Таким образом,

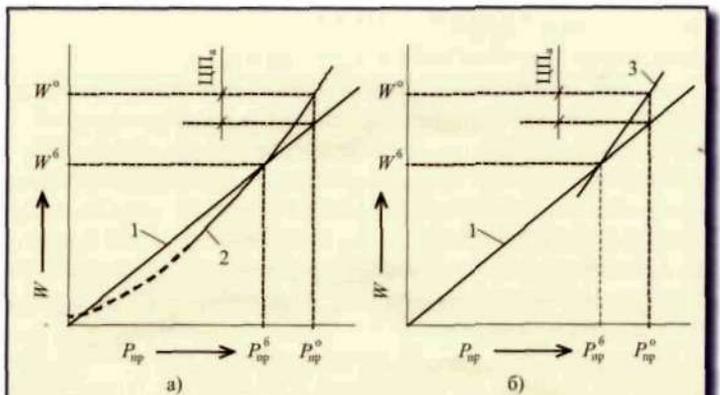


Рис. 2. Исключение методической погрешности определения целевого показателя по энергосбережению систем транспорта нефти:

а) на основе степенной модели электропотребления;

б) на основе линейной модели электропотребления

1 — модель электропотребления вида (4); 2 — модель электропотребления вида (2); 3 — модель, линейно аппроксимирующая электропотребление



Рис. 3. Результаты моделирования электропотребления системы транспорта нефти

расчет поправки на сопоставимые условия может основываться на линейной модели электропотребления СТН.

Использование наивысшего уровня агрегирования данных при расчете целевого показателя по энергосбережению не дает возможности определить вклад каждого технологического участка нефтепровода в формирование целевого показателя в целом, а значит, выявить эффективные режимы транспортировки нефти не представляется возможным. Для устранения этого недостатка моделирование электропотребления должно вестись для каждого участка нефтепровода в отдельности. В этих условиях использование приведенных к фактической длине значений грузооборота нефти теряет смысл и можно ограничиться использованием его действительных значений.

Используемый в настоящее время способ построения модели электропотребления от суммарного приведенного грузооборота нефти основывается на сглаживании статистических данных скользящим средним, причем период усреднения изменяется в соответствии с отчетным месяцем. Так, для января месяца период усреднения принимается равным 30, а при расчете годового значения целевого показателя по энергосбережению используется значение периода усреднения, численно равное 360. Для построения модели электропотребления СТН используются суточные значения как базисного, так и отчетного периодов, что противоречит определению сопоставимых условий. Необходимо использовать данные только базисного года.

При годовом объеме суточной статистической информации использовать период усреднения, равный 360, практически не представляется возможным. Количество сглаженных значений электропотребления в данном случае не может превысить семи, что составляет 1,9% от объема исходной статистической информации. Следует отметить, что минимальный объем статистической информации для построения моделей электропотребления СТН составляет 80 значений.

Ставить период прогнозирования электропотребления и период сглаживания в соответствие является нецелесообразным, поскольку это приводит к уменьшению объема выборки и уменьшению области допустимых значений входящих в модель параметров. Выбор периода усреднения можно осуществлять по выражению:

$$\tau_0 = (-b\tau_{\max})^{\frac{1}{1-b}}, \quad (5)$$

где b — показатель степени в степенной функции среднеквадратического отклонения относительной погрешности модели электропотребления; τ_{\max} — количество суточных значений электропотребления в периоде прогнозирования.

На практике параметр b принимает значения от $-0,75$ до $-0,15$. Для моделей электропотребления нефтепроводов, учитывающих температуру наружного воздуха, автором получены значения показателя b , близкие к нижней границе указанного диапазона. Принимая значение параметра $b = -0,65$, запишем выражение для определения периода сглаживания статистических данных:

$$\tau_0 = 0,8\tau_{\max}^{0,6}. \quad (6)$$

Использование выражения (6) для выбора периода сглаживания позволит не только исключить указанные последствия чрезмерного сглаживания, но и рассчитывать поправку на сопоставимые условия, основываясь на модели электропотребления, построенной по данным базисного периода. Что соответствует определению поправки на сопоставимые условия.

На основании вышеизложенного можно сформулировать следующие принципы определения целевого показателя по энергосбережению СТН:

- приведение энергозатрат базисного периода в сопоставимые условия с отчетным периодом должно производиться с учетом изменения грузооборота нефти и температуры наружного воздуха в зоне пролегания нефтепровода;
- моделирование электропотребления должно производиться для каждого участка нефтепровода в отдельности.

Реализовать сформулированные принципы предлагается на основе модели среднесуточного электропотребления участка нефтепровода в виде линейной комбинации грузооборота нефти и температуры наружного воздуха, построенной по данным базисного года:

$$W = \beta_p \cdot P + \beta_t \cdot t_{н.в.} \cdot H(t_{н.в.}/t_{кр} - 1) + \beta_0 \cdot (1 + \delta \cdot [1 - H(t_{н.в.}/t_{кр} - 1)]), \text{ кВт·ч/сут.}; \quad (7)$$

где β_p — коэффициент регрессии при грузообороте нефти, кВт·ч/тыс. т·км; P — суточный грузооборот нефти, тыс. т·км/сут.; β_t — коэффициент регрессии при температуре наружного воздуха, кВт·ч/(сут·°C); $t_{н.в.}$ — среднесуточная температура наружного воздуха в зоне пролегания нефтепровода, °C; $t_{кр}$ — критическая температура наружного воздуха, °C; $H(t_{н.в.}/t_{кр} - 1)$ — функция Хевисайда, принимающая при значениях аргумента меньших нуля значение 0, при значениях аргумента больших и равных нулю — значение 1; β_0 — свободный член уравнения регрессии, кВт·ч/сут; δ — поправка свободного члена уравнения регрессии.

При построении модели электропотребления в качестве параметра $t_{н.в.}$ используются значения температуры наружного воздуха, измеренные на метеостанции, расположенной вблизи средней части участка нефтепровода. Вопрос выбора метеостанции является непринципиальным, поскольку имеется тесная корреляционная взаимосвязь между температурами наружного воздуха в различных городах республики. В частности, коэффициент парной корреляции для среднесуточных температур наружного воздуха в городах Гомеле и Минске за 2008 г. составил 0,98. Под критической температурой понимается температура наружного воздуха, превышение которой приводит к изменению электропотребления участка нефтепровода.

Выражение для определения целевого показателя по энергосбережению для отдельного i -го участка нефтепровода можно записать в виде:

$$\text{ЦП}_i = \left(\frac{\text{ОЭЗ}_i^o}{\text{ОЭЗ}_i^b + \Delta\text{ОЭЗ}_{\text{с.у.}i}} - 1 \right) 100, \%, \quad (8)$$

где $OЭЗ_i^o$ — обобщенные энергозатраты в отчетном периоде, т у.т.; $OЭЗ_i^b$ — обобщенные энергозатраты в базисном периоде, т у.т.; $\Delta OЭЗ_{c,y,i}$ — поправка на сопоставимые условия, т у.т.

Поправка на сопоставимые условия для i -го участка нефтепровода с учетом приведения в сопоставимые условия по грузообороту нефти и температуре наружного воздуха запишется:

$$\Delta OЭЗ_{c,y,i} = b(\Delta W_i^P + \Delta W_i^T \cdot T) \cdot 10^{-3}, \text{ т у.т.}, \quad (9)$$

где b — удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, т у.т./тыс. кВт·ч; ΔW_i^P — поправка на приведение в сопоставимые условия по грузообороту нефти, кВт·ч; ΔW_i^T — поправка на приведение в сопоставимые условия по температуре наружного воздуха, кВт·ч/сут.; T — количество календарных дней в отчетном периоде, сут.

Поправку на приведение энергозатрат базисного периода в сопоставимые условия с отчетным периодом по грузообороту нефти предложено определять по выражению:

$$\Delta W_i^P = \beta_p (P_i^o - P_i^b), \text{ кВт·ч}, \quad (10)$$

где P_i^o — грузооборот нефти в отчетном периоде по i -му участку нефтепровода, тыс. т·км; P_i^b — грузооборот нефти в базисном периоде по i -му участку нефтепровода, тыс. т·км.

Поправку на приведение энергозатрат базисного периода в сопоставимые условия с отчетным периодом по температуре наружного воздуха предложено определять по выражению:

$$\begin{aligned} \Delta W_i^T = & \beta_t (t_{н.в.i}^o \cdot A_i^o - t_{н.в.i}^b \cdot A_i^b) + \\ & + \beta_0 \cdot \delta (A_i^b - A_i^o), \text{ кВт·ч/сут.}, \end{aligned} \quad (11)$$

где $t_{н.в.i}^o, t_{н.в.i}^b$ — температуры наружного воздуха в зоне расположения нефтепровода в отчетном и базисном периодах, °С; A_i^o, A_i^b — множители, определяемые по выражениям:

$$A_i^o = H(t_{н.в.i}^o / t_{кр.i} - 1); \quad A_i^b = H(t_{н.в.i}^b / t_{кр.i} - 1). \quad (12)$$

Отчетное значение целевого показателя по энергосбережению можно определить по выражению:

$$ЦП = \left(OЭЗ^o / \left(OЭЗ^b + \sum_{i=1,m} \Delta OЭЗ_{c,y,i} \right) - 1 \right) 100, \%, \quad (13)$$

где m — количество участков нефтепровода.

Заключение

Существующий метод определения целевого показателя по энергосбережению СТН нуждается в корректировке с целью обеспечения приведения энергозатрат базисного периода в сопоставимые условия с отчетным периодом по температуре наружного воздуха в зоне пролегания нефтепровода. При этом моделирование электропотребления должно вестись по статистическим данным базисного периода для каждого участка нефтепровода в отдельности.

Наличие моделей электропотребления каждого участка нефтепровода позволит оценивать вклад каждого участка в формирование отчетного значения целевого показателя по энергосбережению, что способствует выявлению энергетически эффективных режимов транспортировки нефти.

Замена нелинейной модели электропотребления моделью линейного вида в диапазоне фактического изменения технологических параметров не снижает точности определения показателя ЦП.

Получено выражение для определения периода сглаживания статистических данных скользящим средним, позволяющее исключить чрезмерное сглаживание, выраженное в сокращении объема выборки до 98%, и использовать для построения модели электропотребления участка нефтепровода статистические данные только базисного периода.

Предложено приведение энергозатрат базисного периода в сопоставимые условия с отчетным периодом вести с использованием моделей электропотребления участков нефтепровода в виде линейной комбинации грузооборота нефти и температуры наружного воздуха в зоне пролегания нефтепровода. 

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Токочакова, Н. В. Методология оценки энергоэффективности транспорта нефти на основе моделирования электропотребления: дисс. д-ра техн. наук: 05.14.01 / БНТУ, Гом. гос. техн. ун-т. Минск — Гомель, 2007. 357 с.
2. Архив метеорологических наблюдений [Электронный ресурс] / Гидрометцентр Респ. Беларусь. Минск, 2001. Режим доступа: <http://www.pogoda.by/zip/> Дата доступа: 02.08.2009.
3. Управление энергетической эффективностью промышленных потребителей со сложной взаимосвязью между энергетикой и технологией: отчет о НИР (заключ.) / УО «Гомельский государственный технический университет им. П.О. Сухого»; рук. темы Н.В. Грунтович. Гомель, 2009. 135 с. № ГР 20090451.