

УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НА ОСНОВЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Канд. техн. наук, доц. ТОКОЧАКОВА Н. В.

УО «Гомельский государственный технический университет им. П. О. Сухого»

За последнее десятилетие произошло качественное и количественное изменение научных и практических задач, решаемых специалистами промышленной электроэнергетики в области управления электропотреблением промышленных потребителей (ПП) различных отраслей, что связано с принятием в Республике Беларусь Закона об энергосбережении [1] и Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь [2] как одних из компонентов национальной и экономической безопасности. В качестве одного из факторов, ослабляющих энергетическую безопасность страны, выделена высокая энергоемкость экономики, а основополагающими принципами обеспечения энергетической безопасности являются рациональное использование топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и проведение активной энергосберегающей политики. В этих условиях задача эффективного использования электрической энергии (ЭЭ) в различных отраслях промышленности приобретает особую актуальность.

В качестве показателей энергетической эффективности (ЭЭФ) Законом об энергосбережении определена научно обоснованная абсолютная или удельная величина потребления ТЭР (с учетом их нормативных потерь) на производство единицы продукции (работ, услуг) любого назначения, установленная нормативными документами. С 1998 г. в республике введен еще один показатель, позволяющий оценивать ЭЭФ использования ТЭР, – целевой показатель (ЦП) по энергосбережению. Он ежегодно устанавливается постановлением Совета Министров Республики Беларусь в качестве одного из основных целевых показателей социально-экономического развития страны и доводится республиканским органам государственного управления и государственным организациям, подчиненным Правительству Республики Беларусь, областям и г. Минску. Для предприятий, основной деятельностью которых является выпуск товарной продукции, целевой показатель по энергосбережению определяется как разность между темпами изменения обобщенных энергозатрат в сопоставимых условиях и объемов производства промышленной продукции в отчетном периоде по сравнению с базисным. Для учреждений, организаций, основной деятельностью которых не является производство промышленной продукции (социально-бюджетная сфера, оказание услуг населению, осуществление перевозок железнодорожным и другим транспортом, жилищно-коммунальное хозяйство и т. д.), целевой показатель по энергосбережению определяется как относительное изменение обобщенных энергозатрат в сопоставимых условиях в отчетном периоде по сравнению с базисным периодом. Целевой показатель по энергосбережению в отличие от удельных

расходов ТЭР на выпуск продукции отражает уровень ЭЭФ не только производственного процесса, но и непроизводственного потребления, например коммунально-бытового, социально-культурного. Для объективной оценки целевого показателя по энергосбережению обобщенные энергозатраты базисного периода приводятся к сопоставимым условиям, которые представляют собой совокупность факторов отчетного периода, связанных с изменением энергопотребления и не отражающих работу по энергосбережению.

Управление ЭЭФ включает комплекс задач, которые укрупненно могут быть представлены как: энергетическое обследование, прогнозирование и нормирование расхода ЭЭ, оценка и прогнозирование целевого показателя энергосбережения.

Существуют определенные трудности при решении указанных задач, связанные, прежде всего, с отсутствием методического обеспечения как расчета самих показателей ЭЭФ, так и оценки потенциала энергосбережения за счет мероприятий, воздействующих на технологическую систему ПП.

При проведении энергетического обследования ПП отсутствуют методики, позволяющие установить, на сколько может быть повышена ЭЭФ ПП и пути ее повышения; оценить экономию ЭЭ при совершенствовании технологической системы. Отличительной особенностью существующих методик оценки экономии ТЭР является их узкая направленность, затрагивающая лишь режимы работы единичных приемников, а не технологической системы в целом. Не являются исключением и предприятия трубопроводного транспорта нефти, которые относятся к сложным технологическим комплексам, состоящим из нескольких подсистем. Функционирование такой сложной и большой (по количеству элементов) системы определяется характером взаимосвязей между ее подсистемами, а также внешними и внутренними возмущающими воздействиями. При решении задач управления ЭЭФ необходимо учитывать, что технологическая система ПП как объект управления имеет свои индивидуальные свойства и закономерности функционирования, отличные от закономерностей функционирования отдельных подсистем и элементов, входящих в систему [3].

При прогнозировании и нормировании расхода ЭЭ очень важным фактором является возможность учета изменения объемов выпускаемой продукции, а также общего состояния технологического объекта, которое непрерывно изменяется, вследствие чего нестабильны режимы электропотребления. Особо остро эта проблема стоит для сложных технологических комплексов, таких как предприятия транспорта нефти, металлургические предприятия, предприятия нефтепереработки и др. Для них существуют технологические факторы, определяющие режим электропотребления, неучет которых приводит к высокой погрешности при нормировании и прогнозировании удельных и общих расходов ЭЭ.

Целевой показатель энергосбережения для потребителей, основной деятельностью которых не является выпуск товарной продукции (к этой группе относятся предприятия транспорта нефти), определяется по формуле [4]:

$$\text{ЦП} = \left(\frac{\text{ОЭЗ}^0}{\text{ОЭЗ}_{\text{с.у}}} - 1 \right) \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где $OЭЗ^o$ – обобщенные энергозатраты за отчетный период, т у. т.; $OЭЗ^o_{cy}$ – приведенные к сопоставимым условиям обобщенные энергозатраты в предыдущем (базисном) периоде, т у. т.

Неучет сопоставимых условий при оценке темпа роста обобщенных энергозатрат отчетного и предыдущего (базисного) периода искажает ЦП, а значит, не позволяет объективно оценить ЭЭФ ПП.

Разработан комплексный подход к решению задач управления ЭЭФ для сложных технологических комплексов, который может быть представлен в виде структурной схемы (рис. 1).



Рис. 1. Структурная схема управления ЭЭФ

Основу указанного подхода составляют расчетно-статистические модели электропотребления. В качестве факторов, включенных в модель, используются показатели подсистем, оказывающие влияние на режим электропотребления всей технологической системы в целом. Количество факторов, включаемых в модель, может варьироваться, а вид модели может трансформироваться в зависимости от решаемой задачи энергосбережения: проведение энергетического обследования; прогнозирование и нормирование ЭЭ; оценка целевого показателя энергосбережения, что позволяет, в конечном итоге, воздействуя на технологический объект, улучшать его ЭЭФ.

Предприятия транспорта нефти, с точки зрения решения задач управления ЭЭФ, относятся к сложной технологической системе [3], состоящей из нескольких подсистем, связанных между собой и оказывающих влияние на

режим работы технологической системы в целом (рис. 2). Технологическая система может быть представлена четырьмя подсистемами: нефтеперекачивающие станции с установленными насосными агрегатами (НА); линейные сооружения (трубопроводная часть); резервуарные парки; транспортируемая нефть.

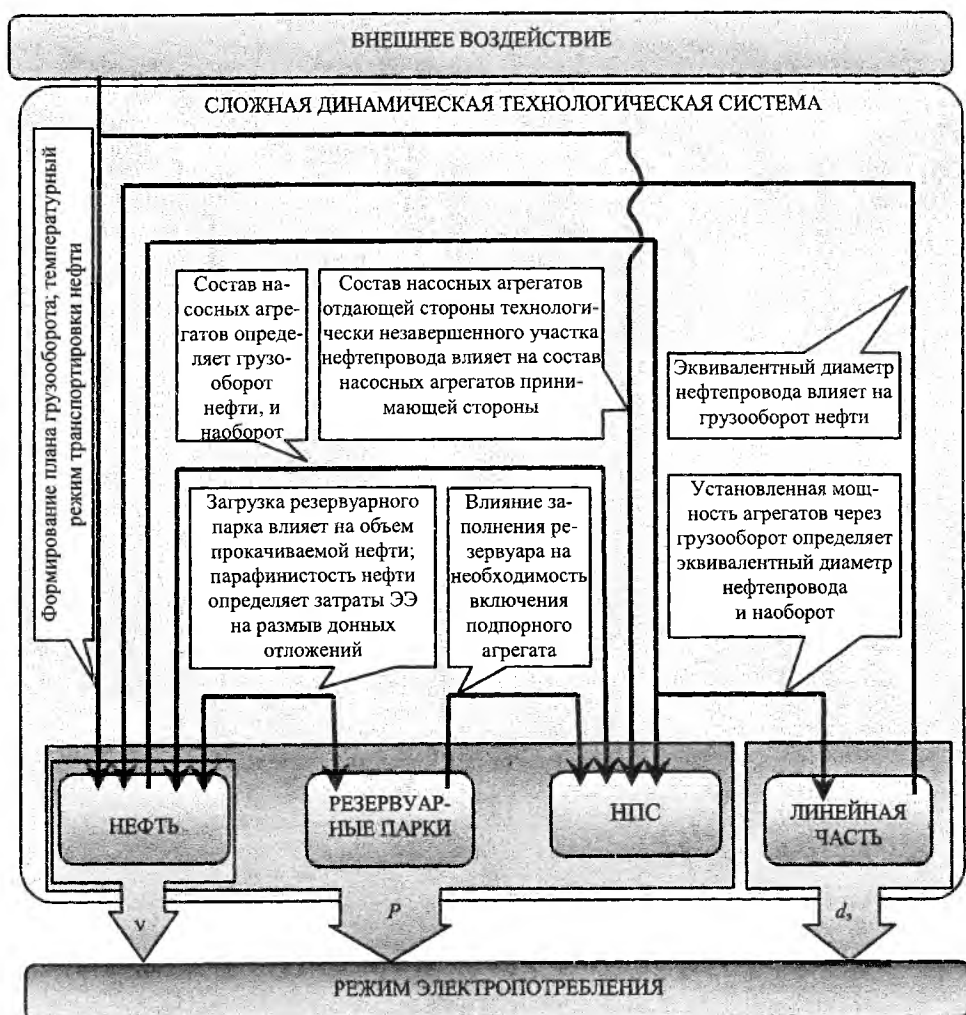


Рис. 2. Взаимодействие подсистем, формирующих режим электропотребления технологической системы нефтепровода

Режим электропотребления будут определять все подсистемы в случае их значимой активности. Под активностью подсистемы подразумевается такое изменение состояния данной подсистемы, которое может быть оценено количественной характеристикой. Под значимой активностью подсистемы понимается существенное влияние данной количественной характеристики подсистемы на режим электропотребления. Значимость активности подсистемы определяется целью создания модели режимов электропотребления.

К основным факторам, формирующим режим электропотребления и являющимися одновременно характеристиками подсистем, относятся

(рис. 2): грузооборот нефти P , ее вязкость ν и эквивалентный диаметр нефтепровода d_3 . Эти же характеристики входят в состав аналитического выражения суточного потребления ЭЭ на транспортировку нефти при ее турбулентном течении в зоне Блазиуса [3]:

$$W = \frac{g}{\eta} \left[0,05 \left(\frac{P}{l} \right)^{2,75} \frac{\nu^{0,25}}{\rho^{1,75}} \frac{L}{d_3^{4,75}} + 0,278 \Delta z \frac{P}{l} \right] 0, \text{ кВт} \cdot \text{ч/сут}, \quad (2)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с^2 ; ν – кинематическая вязкость нефти, $\text{м}^2/\text{с}$; ρ – плотность нефти, кг/м^3 ; d_3 – эквивалентный диаметр нефтепровода, м ; P – грузооборот нефти по участку нефтепровода, тыс. т-км; l – протяженность участка нефтепровода на территории Беларуси, км; Δz – статический напор участка нефтепровода, м; η – КПД участка нефтепровода, о. е.; L – протяженность нефтепровода, км.

Эквивалентный диаметр нефтепровода – условный диаметр сложного (по количеству ниток, наличию лупингов и последовательно соединенных участков нефтепровода различного диаметра) нефтепровода, представленного в виде однопиточного нефтепровода неизменного диаметра, обеспечивающий равенство гидравлических потерь при заданном расходе нефти по длине однопиточного и сложного нефтепроводов.

Вязкость нефти – важная характеристика физических свойств нефти, в значительной мере изменяющаяся при изменении ее температуры и существенно влияющая на режим электропотребления.

Прогнозирование и нормирование расхода ЭЭ с использованием аналитической зависимости (2) является трудоемким процессом из-за большого количества исходных данных и степенных зависимостей. Кроме того, данное выражение весьма требовательно к точности определения эквивалентного диаметра нефтепровода. Поскольку расход ЭЭ связан с эквивалентным диаметром d_3 через показатель степени 4,75, ошибка в 1 % при определении только эквивалентного диаметра d_3 многониточного нефтепровода может увеличить погрешность расчета ЭЭ примерно на 5 %. Весьма трудоемка и зачастую невыполнима задача достаточно точного определения КПД нефтепровода, так как при расчете используются КПД насосов. При этом КПД насосов подвержены постоянным значительным изменениям (обточка рабочих колес, физический износ насосов) и отличаются от паспортных.

Разработана базовая аддитивная трехфакторная модель, описывающая режимы электропотребления на выбранном интервале грузооборота и лишенная недостатков, присущих аналитической модели (2) [5–9]:

$$\hat{W} = \beta_0 + \beta_p P + \beta_\nu \nu + \beta_d d_3, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (3)$$

где $\beta_0, \beta_p, \beta_\nu, \beta_d$ – коэффициенты регрессии; ν – вязкость нефти, $\text{м}^2/\text{с}$.

При проведении энергетического обследования технологического процесса транспортировки нефти для оценки экономии ЭЭ основными факторами, формирующими режим электропотребления, на которые возможно воздействовать при осуществлении технологических мероприятий, являются эквивалентный диаметр нефтепровода d_3 , вязкость нефти ν , состав и харак-

теристика работающих НА. Значительная часть энергосберегающих мероприятий в технологическом процессе транспортировки нефти сводится к целенаправленному воздействию на d_3 и v .

К энергосберегающим мероприятиям, влияющим на d_3 , относятся: очистка линейной части нефтепровода; изменение станционной технологии с целью минимизации энергетических затрат; изменение линейной технологии с целью минимизации энергетических затрат; снижение энергетических затрат на транспортировку нефти в условиях роста производственной программы путем строительства лупингов; применение противотурбулентных присадок в условиях производственной необходимости; подбор оптимальных характеристик НА в условиях изменяющейся производственной программы.

К энергосберегающим мероприятиям, влияющим на v , относятся: предварительный подогрев нефти; применение депрессорных присадок.

Экономия ЭЭ при проведении энергосберегающих мероприятий в технологическом процессе транспортировки нефти оценивается изменением суточного электропотребления при процентном изменении влияющего фактора f_i [7]:

$$W_{\text{эк}} = e_i \left(1 - \frac{f'_i}{f_{\text{баз}i}} \right) W_{\text{баз}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч/сут}, \quad (4)$$

где e_i – коэффициент эластичности расхода ЭЭ по f_i , о. е.; $f_{\text{баз}i}$ – базисное значение фактора f_i (до проведения мероприятия), ед. изм.; f'_i – измененное значение фактора f_i в результате проведенного мероприятия, ед. изм.; $W_{\text{баз}}$ – базисное электропотребление до проведения энергосберегающего мероприятия, кВт·ч/сут.

Величина Π_{f_i} характеризует процентное изменение расхода ЭЭ или удельного расхода электроэнергии (УРЭ) от изменения f_i

$$\Pi_{f_i} = e_i \left(1 - \frac{f'_i}{f_{\text{баз}i}} \right) \cdot 100, \%, \quad (5)$$

Коэффициент эластичности представляет собой отношение темпов роста зависимой переменной W к темпам роста независимой переменной f_i и позволяет судить, на сколько процентов изменится зависимая переменная при изменении независимой переменной на 1 % [9]:

$$e_i = \frac{\Delta W / W_{\text{баз}}}{\Delta f_i / f_{\text{баз}i}} = \frac{\beta_i f_i}{\beta_0 + \beta_1 f_1 + \dots + \beta_n f_n}, \text{ о. е.} \quad (6)$$

Для оценки потенциала энергосбережения разработан следующий алгоритм:

- 1) на основе информационной базы данных формируется модель (3);
- 2) рассчитываются коэффициенты эластичности (6);
- 3) производится оценка изменения факторов в результате проведения энергосберегающих мероприятий f'_i ;
- 4) рассчитываются потенциалы энергосбережения (5) по каждому мероприятию в отдельности.

Оценка степени влияния факторов на режим электропотребления с использованием коэффициентов эластичности модели для участков нефтепровода показала, что доминирующим фактором при формировании режима электропотребления выступает грузооборот нефти (коэффициент эластичности по фактору составил 2,33). Вторым по значимости фактором является d_2 (коэффициент эластичности по фактору составил 1,43). В наименьшей степени на режим электропотребления влияет вязкость нефти (коэффициент эластичности по фактору составил 0,1), что позволяет приоритетными энергосберегающими мероприятиями считать мероприятия, воздействующие на d_3 .

Для РУП «Гомельтранснефть «Дружба»» потенциал энергосбережения за счет мероприятий, воздействующих на эквивалентный диаметр нефтепровода, оценивается в 4101 т у. т.

Когда технологическое мероприятие приводит к скачкообразному изменению состояния системы нефтепровода (например, переход с однотрубного на двухтрубный режим работы с изменением состава НА), оценка экономии ЭЭ производится по изменению УРЭ до и после проведения мероприятия с использованием моделей режима электропотребления. Вид такой модели представлен полиномом второй степени, где в качестве фактора, включенного в модель, используется только грузооборот нефти [6]:

$$W_{уд} = aP^2 + bP + c, \text{ кВт} \cdot \text{ч/тыс. т} \cdot \text{км}. \quad (7)$$

Экономию ЭЭ при плановой среднесуточной производственной программе $P_{пл}$ оценивают по следующему выражению:

$$W_{эк} = [W_{уд1} - W_{уд2}] P_{пл}, \text{ кВт} \cdot \text{ч/сут}. \quad (8)$$

Метод удельного расхода ЭЭ может выступать в качестве интегрального метода, суммирующего экономию ЭЭ по всем проведенным мероприятиям.

Регрессионные модели режимов электропотребления участков нефтепровода, дифференцированные по составам НА, позволяют оценить влияние НА на электропотребление участков нефтепровода и выявить энергосберегающие составы НА.

Для прогнозирования и нормирования электропотребления участков нефтепровода в качестве базовой принята модель (3), однако количество факторов, включенных в модель, изменяется в зависимости от условий функционирования нефтепровода (значимой активности подсистем), что, в конечном итоге, позволяет сократить трудоемкость нормирования. Методика используется для предприятий транспорта нефти как в условиях высокой, так и низкой загрузки нефтепровода (рис. 3).

Учет в модели подсистемы «линейная часть» в случае ее значимой активности ведется посредством d_3 . Между вязкостью нефти и ее температурой существует ряд эмпирических зависимостей (формулы Вальтера, Рейнольдса – Филонова, Фогеля – Фульчера – Таммана, Панченкова, Фролова), вследствие чего в математическую модель режимов электропотребления должна включаться либо вязкость нефти, либо ее температура.

Подсистема «резервуарные парки» не обладает значимой активностью, поскольку расход ЭЭ на размыв донных отложений незначителен, а коле-

бания уровня нефти в резервуарах происходят циклически, причем период данных колебаний значительно меньше тех временных интервалов, для которых разрабатываются математические модели.

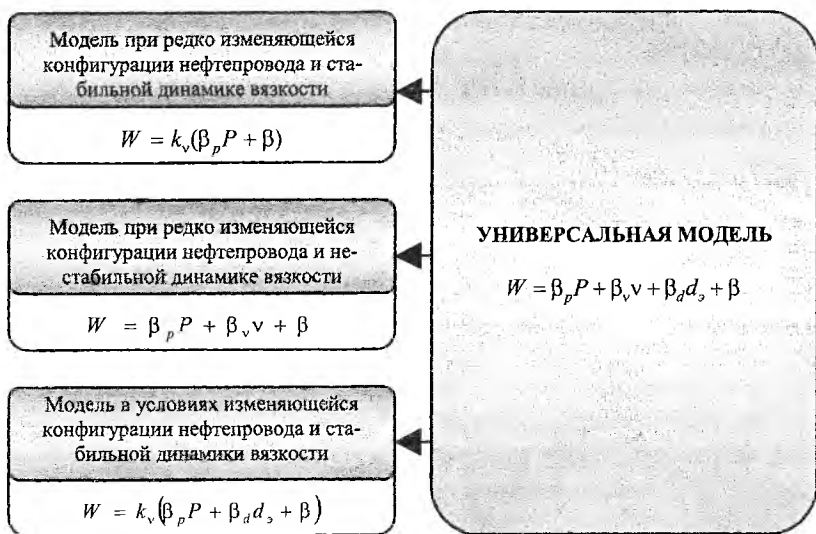


Рис. 3. Схема выбора вида модели в зависимости от активности подсистем технологической системы нефтепровода

Реализован подход к оценке целевого показателя энергосбережения с использованием закономерностей формирования режимов электропотребления на основе однофакторной степенной математической модели [10]

$$W = \beta P_{\text{пр}}^{\alpha}, \text{ кВт} \cdot \text{ч/сут}, \quad (9)$$

где W – суточное электропотребление по участкам нефтепровода, кВт·ч/сут; $P_{\text{пр}}$ – приведенный суточный грузооборот нефти по участкам нефтепровода, тыс. т·км; α – показатель степени, характеризующий нелинейность взаимосвязи между энергозатратами и приведенным грузооборотом нефти; β – коэффициент пропорциональности между энергозатратами и приведенным грузооборотом нефти.

Показатель степени α модели используется для приведения к сопоставимым условиям обобщенных энергозатрат в предыдущем (базисном) периоде [5]

$$\text{ОЭЗ}_{\text{с.у.}}^{\text{б}} = \text{ОЭЗ}^{\text{б}} + \text{ОЭЗ}_{\text{тр}}^{\text{б}}(T_{\text{г.о}}^{\alpha} - 1), \text{ т у. т.}, \quad (10)$$

где $\text{ОЭЗ}^{\text{б}}$ – обобщенные энергозатраты в базисном периоде, т у. т.; $\text{ОЭЗ}_{\text{тр}}^{\text{б}}$ – затраты ЭЭ в базисном периоде на транспорт нефти, т у. т.; α – показатель степени, характеризующий нелинейность взаимосвязи между энергозатратами и грузооборотом нефти; $T_{\text{г.о}}$ – темп роста приведенного грузооборота нефти, о. е.

Коэффициенты регрессии α и β характеризуют не только взаимосвязь энергозатрат и приведенного грузооборота, но и усредненное состояние системы нефтепровода в целом (конфигурация нефтепровода, текущие характеристики насосных агрегатов, физические свойства нефти и т. д.),

вследствие чего на практике α имеет некоторую вариацию и требует ежемесячного пересчета.

Предложенная методика оценки целевого показателя с использованием модели (9) позволяет не только снизить погрешность при приведении электропотребления в сопоставимые условия по сравнению с моделью (1), но и существенно облегчить инженерные расчеты.

ВЫВОДЫ

1. Разработана методология управления ЭЭФ ПП со сложной технологической структурой (на примере трубопроводного транспорта нефти). В основе лежат расчетно-статистические модели электропотребления, что позволяет обосновать экономию ЭЭ в технологическом процессе при проведении энергетического обследования; совершенствовать систему прогнозирования и нормирования электропотребления, оценить целевой показатель энергосбережения.

2. Для управления ЭЭФ предприятий транспорта нефти разработана аддитивная трехфакторная модель на ранжированных интервалах грузооборота, где в качестве факторов, включенных в модель, используются грузооборот, вязкость нефти, эквивалентный диаметр нефтепровода. Указанные факторы являются показателями подсистем, оказывающими влияние на режим электропотребления всей технологической системы в целом. Количество факторов, включаемых в модель, может варьироваться, а вид модели может трансформироваться в зависимости от решаемой задачи энергосбережения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Закон Республики Беларусь от 15.07.1998 № 190-З. «Об энергосбережении» // Энергоэффективность. – 1998. – № 7. – С. 2–5.

2. Указ Президента Республики Беларусь от 25 августа 2005 г. № 399 «Об утверждении концепции энергетической безопасности и повышения энергетической независимости Республики Беларусь и Государственной комплексной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006–2010 годах».

3. Перегудов Ф. И., Тарасенко Ф. П. Введение в системный анализ: Учеб. пособие для вузов. – М.: Высш. шк., 1989. – 367 с.

4. Методика расчета целевых показателей энергосбережения в сопоставимых условиях для концерна «Белнефтехим». – Мн.: Концерн «Белнефтехим», 2002. – 18 с.

5. Анищенко А., Токчакова Н. В., Фиков А. С. Способ построения модели режимов электропотребления участка нефтепровода // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2005. – № 6. – С. 44–47.

6. Методика нормирования электрической энергии на транспортировку нефти по трубопроводам. – Мн.: Концерн «Белнефтехим», 2005. – 40 с.

7. Методика оценки экономии электрической энергии при проведении энергосберегающих мероприятий в технологическом процессе транспортировки нефти. – Мн.: Концерн «Белнефтехим», 2005. – 57 с.

8. Гмурман В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика: Учеб. пособие для вузов. – М.: Высш. шк., 1977. – 479 с.

9. Эконометрия / В. И. Сулов, Н. М. Ибрагимов, Л. П. Талышева, А. А. Цыплаков. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2005. – 744 с.

10. Методика расчета целевого показателя энергосбережения для предприятий транспорта нефти в сопоставимых условиях. – Мн.: Концерн «Белнефтехим», 2005. – 31 с.

Представлена кафедрой
электроснабжения

Поступила 6.03.2006