

ПЛАНИРОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ЭКСПЛУАТАЦИОННОМ УЧАСТКЕ НЕФТЕПРОВОДА В УСЛОВИЯХ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫХ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

Аннотация: Статья посвящена решению задачи планирования оптимального режима электропотребления эксплуатационного участка нефтепровода в условиях дифференцированных суточных тарифов на электрическую энергию. Предлагаемый метод планирования позволяет снижать стоимость потребленной электрической энергии при сохранении общей производительности эксплуатационного участка. Приведена оценка экономической эффективности применения метода на эксплуатационном участке магистрального нефтепровода.

Ключевые слова: электропотребление, планирование, нефтепровод.

Введение

В условиях рыночной экономики управление промышленным предприятием должно осуществляться по комплексу технико-экономических критериев, которые обеспечивают выпуск продукции, соответствующей установленным нормам качества и учитывают затраты на производство, потребляемую энергию и другие показатели, влияющие на величину получаемой прибыли. Для большинства предприятий потребляемая энергия является существенной статьёй затрат, связанных с производством. Учитывая дефицит энергетических ресурсов в Украине и постоянный рост мировых цен на энергоносители, минимизацию затрат на потребляемую энергию следует считать одним из важнейших направлений деятельности предприятий по повышению рентабельности производства. Одним из путей снижения стоимости потребленной электроэнергии для промышленных предприятий является оптимизация режимов электропотребления в условиях действия стимулирующих тарифов на электроэнергию [1,2].

Магистральный нефтепровод является крупным потребителем электрической энергии. Суммарная установленная мощность электродвигателей только одной нефтеперекачивающей станции (НПС) составляет десятки мегаватт, что определяет годовое потребление электроэнергии в сотни миллионов кВт·ч. До настоящего времени технологический процесс (ТП) транспорта нефти на магистральных нефтепроводах считался бесперспективным с точки зрения оптимальной адаптации его электропотребления к условиям тарифных зон суток. Усилия исследователей режимов электропотребления ТП транспорта нефти на нефтепроводах были направлены только на снижение электропотребления [3] и перенос

энергозатратных процедур пуска насосных агрегатов из зон максимальной нагрузки энергосистемы. Функционирующие на магистральных нефтепроводах системы управления, используют критерий минимума затрат электрической энергии в качестве одного из основных критериев управления [3,4].

Особенностью электропотребления эксплуатационного участка является неравномерность режимов его электропотребления. Причина неравномерности – вынужденная смена технологических режимов. Эта неравномерность может быть адаптирована под условия тарифных зон суток и, по существу, представляет собой ресурс управления электропотреблением [5].

Постановка задачи

Рассматриваемая в данной статье задача планирования оптимального режима электропотребления эксплуатационного участка нефтепровода формулируется следующим образом: используя данные о параметрах технологических режимов эксплуатационного участка нефтепровода, произвести планирование оптимального режима его функционирования на период времени T_0 , при котором, для выполнения технологической задачи по транспортировке массы нефти M_0 , стоимость потребленной энергии была бы минимальной. В качестве критерия оптимизации принимается не минимальное количество затраченной электрической энергии (используется в настоящее время при планировании технологических режимов), а минимальная стоимость затраченной электрической энергии.

В качестве условий тарифных зон суток принимаются интервалы низкой и высокой цены. Переход от системы трехзонных тарифов к интервалам низкой и высокой цены для эксплуатационного участка обоснован в [5].

Условия технологической задачи отражаются в параметрах опорного энергетического режима эксплуатационного участка, которые задают ограничения на объем выполняемой задачи, время ее выполнения, производительность и длительность технологических режимов, количество переключений режимов.

Решение задачи

Использование концепции опорного энергетического режима позволило разделить задачу поиска оптимального режима электропотребления эксплуатационного участка на 3 независимых оптимизационных подзадачи: оптимальный выбор рабочих технологических режимов, определение оптимальной длительности режимов и определение оптимальной последовательности режимов.

1. Выбор рабочих технологических режимов

Выбор рабочих режимов производится из числа технологических режимов эксплуатационного участка, допустимых к использованию на период планирования.

В [5] установлено, что экономический эффект, который может быть получен эксплуатационным участком при работе в условиях тарифных зон суток, пропорционален количеству потребляемой электрической энергии, которое переносится из зоны высокой цены в зону низкой цены. Такой перенос энергии может осуществляться путем оптимального выбора моментов переключения технологических режимов. Экономический эффект, при этом, пропорционален разнице потребляемых мощностей соседних технологических режимов. Следовательно, при выборе технологических режимов, необходимо обеспечить наибольшую разницу потребляемых мощностей между соседними режимами. Другим условием выбора режимов должно быть обеспечение производительности эксплуатационного участка в соответствии с условиями договора поставки нефти. Формализация этого условия осуществляется путем привязки производительности используемых режимов к производительности опорного энергетического режима. Это дает возможность управлять производительностью эксплуатационного участка путем изменения параметров производительности опорного энергетического режима.

Математически задача выбора технологических режимов сводится к задаче булевого линейного программирования. Линейная форма F задается следующим соотношением:

$$F = \sum_{i=1}^N X_i \cdot |P_i - P_0|,$$

где N – количество допустимых к использованию технологических режимов, каждому из которых соответствует определенная конфигурация технологического оборудования (матрица работающих насосных агрегатов); P_i – среднечасовая мощность i -го режима; P_0 – среднечасовая мощность опорного энергетического режима; X – вектор выбора режима;

Задача решается при следующих ограничениях:

$$\sum_{i=1}^N X_i = N_0,$$

где N_0 – необходимое количество выбранных режимов.

$$|Q_i - Q_0| \cdot X_i \leq \frac{Q_0}{100} \cdot K\%, \quad i = 1, \dots, N,$$

где Q_i, Q_0 – производительность i -го и опорного режимов соответственно, т/ч; K – допустимый процент отклонения производительности режима от производительности опорного энергетического режима.

2. Определение оптимальной длительности технологических режимов

Критерием оптимизации длительности каждого режима является минимальная стоимость электрической энергии, потребленной эксплуатационным участком за период времени T_0 .

При решении задачи, длительности режимов удобно выражать в количествах интервалов низкой и высокой цены [5]. Тогда функция цели будет иметь вид:

$$C = \Pi \cdot \sum_{i=1}^{N_0} P_i \cdot (T_{НЦ} \cdot K_{НЦ} \cdot X_i + T_{ВЦ} \cdot K_{ВЦ} \cdot Y_i),$$

где Π – цена 1 кВт•ч электроэнергии; P_i – среднечасовая мощность i -го режима; $T_{НЦ}$, $T_{ВЦ}$ – длительность в часах интервалов низкой и высокой цены; $K_{НЦ}$, $K_{ВЦ}$ – тарифные коэффициенты интервалов низкой и высокой цены; X_i , Y_i – соответственно количество интервалов низкой и высокой цены, перекрывающих i -тый режим.

Задача решается при выполнении следующих ограничений:

$$|X_i - Y_i| \leq 1, \quad i = 1, \dots, N_0;$$

$$T_{im} \leq X_i + Y_i \leq T_{iM}, \quad i = 1, \dots, N_0,$$

где T_{iM} , T_{im} – максимальная и минимальная длительности режима;

$$\sum_{i=1}^{N_0} Q_i \cdot (T_{НЦ} \cdot X_i + T_{ВЦ} \cdot Y_i) \geq M_0,$$

где M_0 – необходимая масса транспортированной нефти, т. (задание на транспортировку нефти);

Ограничение на порядок использования ценовых интервалов:

$$\sum_{i=1}^{N_0} (X_i - Y_i) = 0;$$

Ограничение количества ценовых интервалов:

$$\sum_{i=1}^{N_0} (X_i + Y_i) = N_{T0},$$

где N_{T0} – количество ценовых интервалов, соответствующих периоду времени T_0 .

3. Определение оптимальной последовательности режимов

Смена режимов эксплуатационного участка осуществляется путем запуска одних насосных агрегатов и остановки других. Пуск насосного агрегата, сопровождается значительным скачком потребления электрической энергии. Поэтому одним из критериев определения оптимальной последовательности режимов должно быть минимальное количество пусков насосных агрегатов.

Формирование последовательности режимов должно осуществляться пошагово, с проверкой условия порядка использования ценовых интервалов:

$$0 \leq \sum_{i=1}^j (X_i - Y_i) \leq 1,$$

где $j = 1, \dots, N_0$ – номер шага.

Данная задача может быть преобразована к ассиметричной задаче коммивояжера с использованием матрицы переходов между режимами, элементами которой являются количество пусков насосных агрегатов при переходе из режима в режим. Для формирования гамильтонового цикла вводится дополнительный режим (нуль-режим), переход из которого и в который из любого другого режима не приводит к пуску насосных агрегатов.

Данная задача относится к классу N-P. При небольшом количестве режимов (до 10-12) точное решение можно получить полным перебором возможных вариантов с проверкой условия порядка использования ценовых интервалов. При большем числе режимов, приближенное решение может быть найдено за полиномиальное время с использованием жадных алгоритмов.

Оценка экономической эффективности

При расчете экономического эффекта, использовались данные о режимах функционирования эксплуатационного участка “Мозырь” – “Кобрин” магистрального нефтепровода “Гомельтранснефть” “Дружба”. Задача рассматривалась на периоде времени $T_0 = 31$ сутки, масса транспортируемой нефти $M_0 = 4222913$ т. Используемые параметры опорного энергетического режима: производительность $Q_0 = 5676$ т/ч, среднечасовая потребляемая мощность $P_0 = 35241$ кВт., количество режимов $N_0 = 10$, средняя длительность режимов $T_{\text{пер}} = 3$ суток, отклонение производительности выбираемых режимов от производительности опорного режима не более $K = 10\%$.

Экономический эффект определялся по формуле:

$$E = (C_{\text{ОЭР}} - C_{\text{ОПТ}}) + (C_{\text{СТОЭР}} - C_{\text{СТОПТ}}) + C_{\text{КПД}} + C_{\text{ДМ}}, \quad (1)$$

где $C_{\text{ОЭР}}$, $C_{\text{ОПТ}}$ – стоимость потребленной электроэнергии при работе эксплуатационного участка в опорном и в планируемом режимах соответственно; $C_{\text{СТОЭР}}$, $C_{\text{СТОПТ}}$ – стоимость электроэнергии, затраченной на запуск насосных агрегатов при работе эксплуатационного участка в опорном и в планируемом режимах; $C_{\text{КПД}}$ – поправка, учитывающая отличие КПД опорного и планируемого режимов; $C_{\text{ДМ}}$ – поправка, учитывающая разницу количества транспортированной нефти в опорном и планируемом режимах.

В таблице 1 сведены результаты расчета экономической эффективности оптимального режима. Все стоимости и поправки приведены в единицах цены на электрическую энергию.

Потери электроэнергии при пусках насосных агрегатов оценены из условия, что на пуск насосного агрегата расходуется количество электро-

Расчет экономической эффективности оптимального режима

Созр, Ц	Сопт, Ц	Сстозр, Ц	Сстопт, Ц	Скпд, Ц	Сдм, Ц
26219614	25595191	81412	38885	-160446	710

энергии, соответствующее часу его работы в установившемся режиме. Стоимость электроэнергии, затраченной на пуски насосных агрегатов, уменьшена за счет переноса пусков в интервалы низкой цены.

Используя (1) и данные таблицы 1, получим: $E = 507214 \cdot Ц$.

При цене на электрическую энергию в $Ц = 0,457 \text{ грн/кВт} \cdot \text{ч}$ (отпуск для сетей 110кВ), экономический эффект составит $E = 231797 \text{ грн}$ или около 29 тыс. у.е.

Выводы

1. В условиях действия дифференцированных по времени суток тарифов на электрическую энергию, технологическая неравномерность многосуточных циклов электропотребления эксплуатационного участка магистрального нефтепровода оказывает существенное влияние на стоимость потребленной электроэнергии. Адаптация технологической неравномерности электропотребления эксплуатационного участка к условиям тарифных зон суток по критерию минимальной стоимости потребленной электроэнергии может быть осуществлена путем планирования технологических режимов на период выполнения технологической задачи.
2. Предложенный метод планирования режима электропотребления эксплуатационного участка позволяет снижать стоимость потребленной электрической энергии при сохранении общей производительности эксплуатационного участка. Применение опорного энергетического режима позволяет адаптировать метод к изменению технологических ограничений путем изменения соответствующих параметров опорного режима.
3. Метод позволяет упростить решение оптимизационной задачи путем ее декомпозиции на независимые подзадачи, решение которых находится с использованием известных методов целочисленного программирования.
4. Предложенный метод может быть развит при обеспечении учета влияющих факторов (уменьшение эффективного диаметра трубопровода вследствие его загрязнения, изменение реологических свойств нефти), изменяющих энергетику процесса.

Литература

1. Праховник А.В. Управління енерговикористанням: проблеми, завдання та методи вирішення / А.В. Праховник // Управління енерговикористанням : зб. доп. / за заг. ред. А.В. Праховника. – К. : Альянс за збереження енергії, 2001. – С. 169–190.

2. Розен В.П. Використання внутрішніх резервів технологічних процесів при керуванні режимами електроспоживання промислових підприємств / В.П. Розен, М.В. Прокопець // Автоматизація виробничих процесів : Всеукр. наук.-техн. журн. – 2006. – 1(22). – С. 26–30.
3. Кутуков С.Е. Мониторинг энергопотребления магистральных нефтепроводов / С.Е. Кутуков, Р.Н. Бахтизин // Пробл.сбора, подгот. и трансп. нефти и нефтепродуктов : Сб.тр. /ИПТЭР;ТрансТЭК. - Уфа, 2003. - Вып.62. -С.46-49.
4. Валиев М.А. Потери электроэнергии при перекачке нефти по магистральным нефтепроводам / М.А. Валиев, В.А. Шабанов // Материалы III конгресса нефтепромышленников России “Проблемы нефти и газа”. – УГНТУ, Уфа, 2001.
5. Праховник А.В. Оптимальное управление электропотреблением при магистральной транспортировке нефти / А.В. Праховник, Н.В. Прокопець // Промислова електроенергетика та електротехніка. Промелектро. – 2008. – 4. – С. 50–54.

Отримано 14.12.2009 р.