

МОДЕЛЬ ПОВЕДЕНИЯ АКТИВНОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ ДЛЯ МУЛЬТИАГЕНТНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ¹

*ИПУ РАН, Москва,
mgoubko@mail.ru*

Введение

Частью концепции перспективной интеллектуальной энергетической системы [1] является предоставление потребителям возможностей самостоятельного управления объемом получаемой электроэнергии и ее функциональными свойствами на основании баланса своих потребностей и возможностей энергосистемы с использованием расширенной информации о тарифах, надежности, качестве и др. Другим перспективным направлением считается развитие распределенной генерации.

В этих условиях для решения задач управления спросом необходима математическая модель принятия решений активным потребителем (активность понимается не только как обладание собственной генерацией, но и участие в регулировании энергетической системы [2]).

В докладе описывается детализация общей математической модели активного потребителя [2], на основе которой формулируется и решается задача оптимизации режимов работы электроприборов и оборудования потребителя, а также определения условий загрузки собственной генерации. Приводятся условия, при которых задача потребителя допускает простое и эффективное решение. Разработанный алгоритм может использоваться при мультиагентном моделировании отклика потребителей на тарифные механизмы управления спросом.

Обзор литературы

Задачи управления поведением потребителя в энергетической системе довольно давно исследуются как отечественными, так и зарубежными учеными. Так, в 1980-е годы основной задачей управления поведением потребителей электроэнергии в СССР являлось снижение неравномерности графика нагрузки энергосистемы путем привлечения к регулированию крупных промышленных потребителей. Позднее в [3] рассматривалась задача управления поведением потребителя с целью сглаживания графика нагрузки энергосистемы, способствующего достижению максимальной экономической эффективности энергоблоков.

¹ Работа выполнена при поддержке РФФИ, проект 13-07-00491.

Предлагаемый метод расчета тарифов с учетом потребительского поведения решает задачу стимулирования потребителей к выравниванию суточного графика нагрузок энергосистемы при сохранении среднего тарифа неизменным. Этот подход в большей степени учитывает интересы генерации и регулятора, т.к. учитывает только обобщенный вид графика нагрузки потребителя без оценки приемлемости его изменения.

Новый интерес к управлению энергопотреблением возник с развитием концепции Smart Grid, частью которой является «активизация» потребителей. Изучение проблем управления спросом в настоящее время является актуальной темой во всем мире. При этом в основном рассматриваются математические модели бытовых потребителей. Основными параметрами являются денежный эквивалент выгоды графика потребления, стоимость приобретаемой и продаваемой электроэнергии. Типичный критерий – совокупные затраты, выходом является график нагрузки каждого электроприбора и график режимов собственной генерации. Задача сводится к задаче дискретной оптимизации, решаемой с помощью эвристических и метаэвристических алгоритмов (см. [4, 5]).

Эти алгоритмы, однако, слишком трудоемки для их использования в мультиагентной системе управления спросом – нужны более простые алгоритмы, которые, тем не менее, отражали бы основные аспекты целенаправленного поведения потребителя.

Модель потребителя

Планирование потребления и генерации осуществляется на T периодов вперед. Потребитель обладает N единицами энергопотребляющего оборудования. Работа типичной единицы оборудования моделируется графиком нагрузки, определяющим мощность, потребляемую оборудованием в каждый из периодов.

Матрица A_n всех возможных графиков нагрузки для оборудования $n \in \{1, \dots, N\}$ содержит T столбцов и R_n строк (количество возможных графиков нагрузки оборудования n). Обозначим через $a_n^\alpha(t)$ элемент матрицы A_n , соответствующий строке (режиму работы $\alpha \in \{1, \dots, R_n\}$) и столбцу $t \in \{1, \dots, T\}$. Тогда если для оборудования n потребитель выбрал график загрузки $\alpha_n \in \{1, \dots, R_n\}$, то суммарное потребление в момент времени t запишется как $a(t) = \sum_{n=1}^N a_n^{\alpha_n}(t)$.

Не все графики нагрузки оборудования одинаково предпочтительны для пользователя. Обозначим через d_n^α денежный эквивалент выгоды для пользователя графика потребления $\alpha \in \{1, \dots, R_n\}$ объекта оборудования $n \in \{1, \dots, N\}$. На практике оценка денежного эквивалента выгоды является сложной задачей. Денежные оценки выгоды

того или графика потребления имеют исключительно индивидуальный, субъективный характер. Предполагается, что только конкретный потребитель может дать оценку денежного эквивалента выгоды электропотребления для конкретного типа электрооборудования, и для определения выгоды необходимо провести довольно трудоемкий опрос. Интересной представляется автоматизация этого опроса путем изучения поведения потребителя в условиях информационных сигналов от «умного счетчика электроэнергии» о денежном эквиваленте принимаемых решений (если потребитель включает посудомоечную машину, получив информацию о стоимости электроэнергии в данный момент времени, логично считать, что для него денежный эквивалент полезности превышает эти затраты). После периода «настройки на потребителя» необходимость в сигналах пропадает. В рамках более грубого, но более практичного подхода все технически реализуемые графики нагрузки делятся на допустимые для потребителя и недопустимые. Недопустимые графики исключаются из таблицы A , а всем допустимым графикам назначается одинаковая выгода.

Потребитель обладает M источниками собственной генерации с зависимостями $c_n(g_n)$, $n = 1, \dots, M$, себестоимости генерации единицы электроэнергии от выдаваемой мощности g_n . Если $g_n(t)$ – мощность генерации установки n , то $g(t) := \sum_{n=1}^M g_n(t)$ – это полный объем генерации за период, который делится между внутренним потреблением $g^I(t)$ и объемом электроэнергии $g^E(t)$, выдаваемым в сеть, а $C(t) := \sum_{n=1}^M c_n(g_n(t))$ – затраты на производство активным потребителем объема электроэнергии g в период времени t . Затраты на пуск/остановку генераторов считаются нулевыми.

Обозначим через ξ_g параметры тарификации для передаваемой в сеть электроэнергии, через ξ_a – аналогичные параметры тарификации для потребляемой электроэнергии. Через η обозначим внешние условия на горизонте планирования. Обозначим через $p_a(t, a(t), \xi_a, \eta)$ цену на потребляемую электроэнергию, через $p_g(t, g^E, \xi_g, \eta)$ – цену на передаваемую в сеть электроэнергию в зависимости от временного промежутка, объема внешней генерации и прочих параметров.

Целевая функция активного потребителя – сумма «прибыли» от потребления (разницы выгоды от потребления и стоимости отобранной из сети электроэнергии) и прибыли от собственной генерации (разницы дохода от продажи электроэнергии в сеть и себестоимости генерации)

$$f = \sum_{n=1}^N d_n^{\alpha_n} - \sum_{t=1}^T p_a(\cdot) \left[\sum_{n=1}^N a_n^{\alpha_n}(t) - g^I(t) \right] + \sum_{t=1}^T \left[p_g(\cdot) \cdot g^E(t) - \sum_{n=1}^M c_n(g_n(t)) \right].$$

Задача состоит в том, чтобы максимизировать f выбором графиков потребления $\alpha_n \in \{1, \dots, R_n\}$, графиков генерации (то есть для каждого из периодов $t = 1, \dots, T$ нужно выбрать мощность генерации $g_n(t)$), а также объема передаваемой в сеть электроэнергии.

Случай зонного тарифа и равенства цен закупки и продажи

В общем случае сформулированная проблема является сложной задачей смешанной оптимизации. Однако оказывается, что она, тем не менее, имеет простое аналитическое решение в случае:

1. равенства цен на поставляемую в сеть и потребляемую электроэнергию, когда $p(\cdot) = p_a(\cdot) = p_g(\cdot)$;
2. зонных тарифов $p(t)$, когда цена зависит только от периода,
3. отсутствия ограничений на одномоментное потребление $a(t) - g^l(t)$ из сети.

При этих условиях можно показать, что $g^l(t) = 0$ и задача распадается на оптимизацию генерации и оптимизацию потребления.

Задача максимизации f_g , в свою очередь, распадается на M независимых задач выбора мощности генерации для каждой из установок. Выбор мощности $g_n(t)$ собственной генерации установки n в момент времени t осуществляется исходя из цены на электроэнергию в этот период. Если кривая $c_n(g_n)/g_n(t)$ удельной себестоимости генерации возрастает, $g_n(t) = \max\{g: c_n(g) \leq p(t) \cdot g_n(t)\}$. Если же имеется эффект экономии на масштаб, задача сводится к задаче одномерной нелинейной оптимизации, оставаясь при этом типовой задачей экономики производства.

Далее, в рассматриваемых условиях задача оптимизации потребления также распадается на N задач выбора оптимального варианта загрузки оборудования (строки матрицы A_n) для каждого прибора $n = 1, \dots, N$.

Для определения оптимального графика нагрузки прибора n :

1. каждая строка матрицы A_n умножается на вектор $[p(1), \dots, p(T)]$ – график изменения цены в течение всего планируемого промежутка времени;
2. все элементы каждой строки по-отдельности суммируются, давая столбец $[c_n^1, \dots, c_n^{R_n}]$ расходов на электроэнергию для каждого варианта загрузки оборудования;
3. из столбца $[d_n^1, \dots, d_n^{R_n}]$ выгодности вариантов поэлементно вычитается столбец $[c_n^1, \dots, c_n^{R_n}]$ расходов на электроэнергию, получается столбец $[\varphi_n^1, \dots, \varphi_n^{R_n}]$ оценок вариантов;
4. выбирается график, имеющий максимальную оценку $\varphi_n^1, \dots, \varphi_n^{R_n}$.

Несмотря на простоту, этот алгоритм отражает основные мотивы поведения активного потребителя – выгодность графиков нагрузки, затраты на приобретение электроэнергии, прибыль от продажи собственной генерации. При этом ограничения, при которых задача потребителя проста, покрывают существенную часть практически важных ситуаций. Зонные тарифы в ближайшее время останутся самым популярным инструментом тарифного регулирования, а существенность ограничения на потребляемую мощность для большинства домохозяйств находится под вопросом – не так уж часто срабатывают выключатели по току, имеющиеся на входе домашней сети каждого абонента.

Поэтому предложенный простой алгоритм может браться за основу при мультиагентном моделировании отклика потребителей на тарифные механизмы управления спросом, когда популяция агентов, соответствующих отдельным потребителям, с описанным в докладе алгоритмом принятия решений, но с различными параметрами (профилями предпочтений, набором электроприборов и режимов их работы, мощностей локальной генерации) погружается в условия общей тарифной политики. В результате выявляется изменение графика совокупного потребления при фиксированном меню тарифов. Этот «отклик спроса» (demand response) используется затем для поиска оптимальной тарифной политики, в частности, с помощью алгоритмов локального поиска. В целом такое моделирование позволяет сделать надежные предсказания об эффективности планируемых мер тарифного регулирования.

1. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активной-адаптивной сетью. [Электронный ресурс]. 2012. URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ies_aas.pdf (дата обращения: 08.04.2013).
2. Бурков В.Н., Губко М.В., Новиков Д.А. Организационные механизмы управления в электроэнергетике / Управление развитием крупномасштабных систем [под ред. А.Д. Цвиркуна]. – М.: Изд-во физико-математической литературы, 2012. С. 261-278.
3. Гребенюк Г.Г., Соловьев М.М. Непрерывное тарифное регулирование для формирования желаемого графика нагрузки энергосистемы // Автоматика и телемеханика. 2004, №5. С. 166-173.
4. Lujano-Rojas J.M., Monteiro C., Dufo-Lopez R., Bernal-Agustin J.L. Optimum residential load management strategy for real time pricing demand response programs // Energy Policy. 2012. Vol. 45. P. 671–679.
5. Gudi N., Wang L., Devabhaktuni V. A demand side management based simulation platform incorporating heuristic optimization for management of household appliances // Electrical Power and Energy Systems. 2012. Vol. 43. P. 185-193.