

АКТИВНЫЙ ПОТРЕБИТЕЛЬ: ЗАДАЧА ОПТИМИЗАЦИИ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И СОБСТВЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ¹

И.О. Волкова, М.В. Губко, Е.А. Сальникова

Отмечено, что для решения задач управления спросом в условиях интеллектуальной энергетической системы (SmartGrid) необходима математическая модель принятия решений активным потребителем, однако существующие модели либо не учитывают важных аспектов поведения потребителя, либо слишком сложны для их учета в мультиагентном моделировании. Предложена математическая модель активного потребителя, на основе которой сформулирована и решена задача оптимизации режимов работы электроприборов и оборудования потребителя, а также определения условий загрузки собственной генерации. Приведены условия, при которых задача потребителя допускает простое и эффективное решение. Предложенный подход проиллюстрирован на примере оптимизации режима работы оборудования отдельно взятого домохозяйства.

Ключевые слова: активный потребитель в энергетике, интеллектуальная энергосистема, управление спросом.

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы в России начался процесс инновационных преобразований электроэнергетики в рамках концепции развития отрасли, получившей название «Интеллектуальной энергетической системы России» и основывающейся на принципиальных положениях концепции SmartGrid. Часть этой концепции состоит в «активизации» потребителей, т. е. предоставлении потребителям возможности самостоятельного управления объемом получаемой электроэнергии и ее функциональными свойствами (уровнем надежности, качеством и др.) на основании баланса своих потребностей (минимизации затрат на электроэнергию и получении дохода от продажи электроэнергии и мощности) и возможностей энергосистемы с использованием информации о характеристиках цен, объемах поставок электроэнергии, надежности, качестве и др. [1].

Основные функции активного потребителя в энергетической системе заключаются в:

— управлении собственным энергопотреблением в соответствии с необходимостью выполнения

своих производственных планов по выпуску продукции или обеспечению энергией домохозяйства путем оптимизации своих затрат на покупку электроэнергии с внешних рынков;

— определении условий загрузки собственной мощности (при ее наличии), для формирования заявки на участие в покупке/продаже электроэнергии на оптовом и розничном рынках;

— определении степени своего участия в предоставлении дополнительных услуг, заключающихся в предоставлении управляемых активных и реактивных нагрузок (мощностей) для управления со стороны системного оператора.

Реализация перечисленных функций требует создания системы внешних условий для функционирования активного потребителя и инструментов, которые позволят потребителям реализовать свои возможности. Такие инструменты должны отвечать следующим требованиям:

— отражать экономические интересы активного потребителя;

— обеспечивать формирование оптимальной загрузки электроприборов и оборудования потребителя исходя из прогнозируемых ценовых сигналов, а также с учетом распределения нагрузки между различными типами оборудования потребителя;

¹ Работа выполнена при частичной финансовой поддержке РФФИ (проект № 13-07-00491).

— обеспечивать работу собственной генерации потребителя: электроснабжения внутри домохозяйства/предприятия или выдачи электроэнергии в сеть.

В настоящей работе представлена модель активного потребителя, на основе которой формулируется и решается задача оптимизации режимов работы электроприборов и оборудования потребителя, а также определения условий загрузки собственной генерации.

Разработанная авторами модель может использоваться как самим активным потребителем для формирования стратегии своего энергопотребления, так и энергосбытовой компанией и регулятором для выработки механизмов влияния на активных потребителей. Во втором случае предлагаемая модель представляет собой модель поведения объекта управления, позволяющую оценить отклик потребителя на ценовые сигналы, которые являются основным механизмом воздействия на управляемую систему (на совокупность активных потребителей), с целью обеспечения требуемого ее поведения. Требуемое поведение активных потребителей заключается в привлечении их к участию в оптимизации режимов функционирования энергосистемы, в том числе в сглаживании пиков потребления в рамках программ управления спросом (demand response) [2].

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Задачи управления поведением потребителя в энергосистеме рассматривались в различные периоды времени как отечественными, так и зарубежными учеными. В 1980-е гг. основная задача управления поведением потребителей электроэнергии в СССР состояла в снижении неравномерности графика нагрузки энергосистемы путем привлечения потребителей к регулированию потребления электроэнергии в целях снижения суммарных народно-хозяйственных затрат. Возможность участия в регулировании нагрузки рассматривалась только для крупных промышленных потребителей (потребителей-регуляторов), технологический процесс которых позволял гибко регулировать свою нагрузку в оперативном режиме. Задачи, рассматриваемые авторами, можно отнести к трем основным направлениям:

— оптимизация режимов электропотребления для действующих и проектируемых предприятий в целях снижения суммарных затрат предприятия при сохранении плана выпуска продукции при ограничении по технологически допустимому уровню снижения потребляемой мощности при тарифе на электроэнергию, дифференцированном по зонам суток, дням недели и сезонам года;

— оптимизация режимов электропотребления по критерию минимального суммарного расхода энергетических ресурсов (электроэнергия и прочие энергоносители) при заданных ограничениях допустимого колебания суточного плана выпуска продукции;

— распределение ограниченной мощности (объема электроэнергии) в условиях возникновения дефицита в энергосистеме (в том числе при ограничениях по пропускной способности электрических сетей) между различными предприятиями или технологическими установками одного предприятия, обеспечивающее минимальный народно-хозяйственный ущерб от снижения потребляемой мощности.

В работе [3] предложено решать эти задачи методами нелинейного программирования. Возможность применения методов непрерывной оптимизации обусловлена тем, что автор не рассматривает возможность отключения электроустановок, разрешая только непрерывное изменение режима. Предложенный им подход не полностью отражает интересы потребителя при моделировании его поведения (поскольку не все графики потребления, позволяющие выполнять план, равнозначны) и не учитывает распределенную генерацию. Кроме того, требуется идентификация сложных нелинейных зависимостей.

Позднее в статье [4] рассматривалась задача управления поведением потребителя в целях сглаживания графика нагрузки энергосистемы, способствующего достижению максимальной экономической эффективности энергоблоков, снижению вредных выбросов в атмосферу и пр. Если в перечисленных выше задачах предполагалось изменение режимов работы самого предприятия для достижения эффекта снижения затрат или снижения расхода энергоресурсов, то здесь предлагается методика расчета тарифа на электроэнергию, учитывающая поведение потребителей и стимулирующая различные группы потребителей распределять собственные нагрузки в течение суток таким образом, чтобы в энергосистеме фактическая нагрузка стремилась к величине, соответствующей максимальной экономической эффективности — точке излома энергетической характеристики, а среднее значение тарифа для каждой группы и объем производимой энергии оставались неизменными. Разработанная методика учитывает, прежде всего, энергетические характеристики генерирующего оборудования и, затем, вид суточного графика нагрузки потребителей. Предлагаемый метод расчета тарифов с учетом потребительского поведения решает задачу стимулирования потребителей к выравниванию суточного графика нагрузок энергосистемы при сохранении среднего тарифа неизменным. Данный подход в большей степени учитывает



интересы генерации и регулятора, поскольку отражает технологические особенности различных режимов работы генерации, и учитывает только обобщенный вид графика нагрузки потребителя без проведения оценки приемлемости изменения его конфигурации.

Новый интерес к управлению энергопотреблением возник с развитием концепции SmartGrid, в частности предусматривающей, как уже было сказано, «активизацию» потребителей. Изучение проблем управления спросом в настоящее время актуально во всем мире, причем в основном рассматриваются математические модели бытовых потребителей (домохозяйств) [5–9].

В работе [5] предложена математическая модель, учитывающая такие основные параметры, как денежный эквивалент выгодности графика потребления, стоимость покупки электроэнергии из сети, а также выгоду, получаемую от продажи электроэнергии собственной генерации. По итогам оптимизации по критерию минимума затрат на энергопотребление формируется график нагрузки каждого электроприбора потребителя (с учетом заданных характеристик работы, например, продолжительности работы). Авторы предложили генетический алгоритм приближенного решения задачи планирования потребления и собственной генерации на сутки вперед с возможностью оперативного перепланирования. Алгоритм апробирован на примере домохозяйства, расположенного в г. Сарагоса (Испания).

Аналогичная задача по формированию оптимального профиля энергопотребления рассмотрена в работе [9], но в отличие работы [5] в модели учитывается не денежный эквивалент выгоды, а время ожидания до начала работы электроприбора. Авторы предложили решать задачу с помощью алгоритма выпуклого программирования. Результаты решения апробированы на условных данных для отдельного домохозяйства, но взяты реальные цены с учетом индексов инфляции.

К задаче формирования оптимального графика нагрузки оборудования в работе [7] добавлена задача эффективного распределения электроэнергии, вырабатываемой возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ), расположенными у потребителя, между зарядкой накопителя электроэнергии и потреблением электроприборов. В отличие от работ [5] и [9], авторы работы [7] не рассматривают приемлемость графика для потребителя в смысле уровня удовлетворенности потребителя и предлагают решать оптимизационную задачу с помощью метаэвристического алгоритма, апробированного на условных данных.

В работе [6] рассмотрено объединение нескольких потребителей, имеющих общий генерирующий источник. Предложен подход, ключевая осо-

бенность которого состоит в предположении, что потребителям выгодно взаимодействовать между собой в целях максимизации своего индивидуального результата, поскольку размер платы за электроэнергию для каждого потребителя зависит от графика энергопотребления других потребителей. Это приводит к игровому взаимодействию участников. Рассмотрены две задачи в целом для всего объединения потребителей: минимизация коэффициента неравномерности графика нагрузки и минимизация затрат на электроэнергию. Поскольку обе задачи взаимосвязаны, авторы рассмотрели задачу минимизации затрат на электроэнергию и предложили алгоритм решения сна основе аппарата теории игр. По итогам решения определяется профиль энергопотребления каждого участника, при котором достигается равновесие Нэша. Результаты апробированы на условных данных.

В работе [8] рассмотрена задача минимизации затрат на энергопотребление для всего MicroGrid — объединения нескольких домохозяйств. В отличие от работы [7], не предполагается взаимодействие между потребителями в формировании графика энергопотребления. Авторами предложен последовательный алгоритм оптимизации энергопотребления. На первом этапе решается задача, аналогичная рассмотренным в работах [5, 7, 9]: определяется график энергопотребления для электроприборов каждого отдельного домохозяйства независимо от режима работы других домохозяйств. Минимизируются затраты на энергопотребление с учетом коэффициентов приемлемости, отражающих уровень удовлетворения потребителя заданным графиком энергопотребления, а также с учетом штрафов за прерывание работы электроприборов. На втором этапе осуществляется управление распределенной генерацией (которая, в отличие от рассмотренной в работах [5, 7, 9], является общей для всей сети), решается задача максимизация использования распределенной генерации и минимизации затрат энергопотребления для всей сети. На третьем этапе осуществляется управление работой накопителя электроэнергии, исходя из технических характеристик самого устройства, а также внешних параметров, определенных на первых двух этапах: энергопотребление и объема выработки ВИЭ. Перечисленные задачи авторы предлагают решать с помощью метаэвристического алгоритма. Результаты апробированы на условных данных. Все рассмотренные подходы обеспечивают снижение затрат на энергопотребление от 8 до 25 %.

Проведенный анализ позволяет сделать вывод об отсутствии в настоящее время модели управления потреблением и генерацией активного потребителя, которая бы подходила для описания домохозяйств, позволяла учесть потери потребителя в случае различных графиков нагрузки, включала

Пример матрицы графиков нагрузки кондиционера

	Время																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Возможные графики нагрузки $\alpha_2 = 1, \dots, R_2$	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	3	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
α_2^i	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
$\alpha_2^{R_2}$	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

в себя управление собственной генерацией и, в то же время, была вычислительно достаточно простой, чтобы лечь в основу поведения агентов-потребителей в рамках мультиагентной системы моделирования энергосистемы при решении задачи управления спросом путем тарифного регулирования. Такая модель предлагается далее, приводятся условия, при которых задача потребителя допускает простое и эффективное решение, показывается, что эти условия позволяют описать существенную долю случаев, встречающихся при моделировании поведения отдельных домохозяйств, по крайней мере, в рамках решения задачи определения рациональных тарифов на электроэнергию.

1. МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ НАГРУЗКОЙ И СОБСТВЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ
1.1. Общая модель активного потребителя

В работе [10] предложена общая экономико-математическая модель активного потребителя. Считается, что активный потребитель минимизирует функцию операционных затрат, учитывающих:

- цену на покупаемую с рынка электроэнергию;
- профиль энергопотребления;
- потери из-за отклонения текущего профиля энергопотребления (потребности в электроэнергии) от желаемого;
- затраты на перенастройку генерирующих мощностей потребителя;
- цену на передаваемую в сеть электроэнергию собственной генерации;
- объем собственной генерации, передаваемой в сеть;
- себестоимость производства электроэнергии собственной генерации.

Модель позволяет выделить основные экономические факторы, влияющие на поведение активного потребителя, помогает оценить порядки их значений в финансовом выражении и может быть использована для описания его поведения при разработке как механизмов мотивации потребителя к участию в регулировании, так и механиз-

мов управления спросом. Настоящая статья фактически детализирует и адаптирует эту модель к описанию поведения активного потребителя в интересах решения задачи управления спросом.

1.2. Модель поведения активного потребителя

Модель активного потребителя, отражающая его экономические интересы на временном промежутке, соответствующем оперативной деятельности [10], детализируется следующим образом.

Разобьем промежуток времени, для которого осуществляется планирование, на T периодов (для определенности на 24 периода по одному часу). Пусть потребитель обладает N единицами энергопотребляющего оборудования. Работа типичной единицы оборудования моделируется графиком нагрузки, определяющим мощность, потребляемую оборудованием в каждый из 24-х плановых периодов.

Матрица A_n всех возможных графиков нагрузки для оборудования $n \in \{1, \dots, M\}$ формируется на каждый час последующих суток. Матрица содержит T столбцов и R_n строк (число возможных графиков нагрузки оборудования n). Появление нулей в строке означает, что оборудование должно быть выключено в соответствующие часы.

Пример матрицы A_n для кондиционера ($n = 2$) приведен в таблице:

— возможна как непрерывная работа в течение заданного времени, так и прерывистая работа с заданным интервалом;

— параметры² работы: порядковый номер оборудования $n = 2$, электропотребление оборудования (номинальная мощность) $P_2 = 1$ кВт · ч.

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 оборуду-

² Здесь и далее в качестве примера используются данные о параметрах работы оборудования из работы [7].



дования n потребитель выбрал график загрузки $\alpha_n \in \{1, \dots, R_n\}$, то суммарное потребление в момент

$$\text{времени } t \text{ запишется как } a(t) = \sum_{n=1}^N a_n^{\alpha_n}(t).$$

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 $n \in \{1, \dots, N\}$. Если среди режимов работы оборудования есть режим, соответствующий его полному отключению, то логично считать для него этот параметр равным нулю, и тогда для других режимов d_n^α будет означать денежную сумму, которую потребитель готов заплатить за возможность эксплуатировать электрооборудование n в режиме α по сравнению с ситуацией неиспользования объекта оборудования³.

На практике оценка денежного эквивалента выгоды представляет собой сложную социально-экономическую задачу по выявлению предпочтений потребителей. В экономической теории ее эквивалентом служит количественная оценка полезности. Денежные оценки выгоды того или иного графика потребления носят исключительно индивидуальный, субъективный характер: для одного человека, который не работает и сидит дома, безразлично, в какое время смотреть телевизор (денежный эквивалент выгоды будет одинаков в течение дня), для другого, который работает — ценность имеет просмотр телевизора за пару часов до сна (денежный эквивалент выгоды в течение дня будет нулевым, и только за два часа до сна будет положительным). Предполагается, что только конкретный потребитель может дать оценку денежного эквивалента выгоды электропотребления для конкретного типа электрооборудования, и для определения выгоды необходимо провести довольно трудоемкий опрос⁴. В рамках более грубого, но более практичного подхода все технически реализуемые графики нагрузки делятся на допустимые для потребителя и недопустимые. Недопустимые графики исключаются из мат-

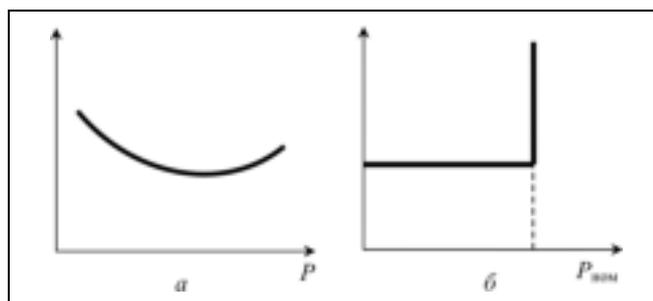


Рис. 1. Примеры графиков зависимости себестоимости от объема выработки P электроэнергии для дизель-генератора (а) и солнечной панели (б)

рицы A , а всем допустимым графикам назначается одинаковая полезность.

Предположим далее, что потребитель обладает M источниками собственной генерации — солнечной и/или ветряной установкой, дизельным или газовым электрическим генератором. С учетом возможности различных режимов работы генераторов для каждого генератора $n \in \{1, \dots, M\}$ можно построить зависимость себестоимости генерации единицы электроэнергии $c_n(g_n)$ от выдаваемой в каждый момент времени мощности g_n . Точка на графике соответствует минимальной себестоимости, с которой возможна выдача требуемой мощности на данной энергетической установке.

Примеры соответствующих графиков для солнечной установки и дизель-генератора представлены на рис. 1.

Если обозначить через $g_n(t)$ мощность генера-

ции установки $n \in \{1, \dots, M\}$, то $g(t) := \sum_{n=1}^M g_n(t)$ —

это полный объем генерации в период времени, 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 произ-

водство активным потребителем объема электроэнергии g в период времени t . Для упрощения расчетов в рамках настоящей статьи затраты на пуск/остановку генерирующих мощностей считаются нулевыми.

Обозначим через ξ_g параметры тарификации для передаваемой в сеть электроэнергии, например, накопленное потребление при кумулятивной зависимости цены от переданного с начала отчетного периода объема электроэнергии, включая оговоренные в контракте с энергетической компанией ограничения на генерацию. Ниже состав и функции этих параметров будут уточняться. Аналогично обозначим через ξ_a аналогичные парамет-

³ В исходной модели [10] аналогичные функции выполняли так называемые «потери из-за отклонения потребления от потребности». Здесь терминология несколько изменена для удобства сравнения результатов с другими моделями.

⁴ 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.

ры тарификации для потребляемой электроэнергии, включая оговоренные в контракте ограничения на потребление. Через η обозначим внешние условия на горизонте планирования, такие как среднесуточная температура или длительность светового дня.

Обозначим через $p_a(t, a(t), \xi_a, \eta)$ цену на потребляемую электроэнергию в зависимости от временного промежутка, объема потребления и прочих параметров, 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.

С учетом введенных обозначений запишем целевую функцию активного потребителя

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

как сумму «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).

Формально задача активного потребителя (задача оптимизации потребления и собственной генерации) состоит в том, чтобы максимизировать свою целевую функцию f выбором для каждого объекта электрооборудования $n = 1, \dots, N$ графика потребления $\alpha_n \in \{1, \dots, R_n\}$, для каждого из имеющихся генераторов $n = 1, \dots, M$ его графика генерации (т. е. для каждого из периодов $t = 1, \dots, T$ выбора неотрицательного числа — мощности генерации $g_n(t)$), а также объема передаваемой в сеть

$$\text{электроэнергии } g^E(t) \leq g(t) = \sum_{n=1}^M g_n(t).$$

1.3. Классификация задач

В общем случае исследование сформулированной модели сводится к решению сложной задачи смешанной оптимизации. Основная цель настоящей статьи состоит в выявлении практически важных случаев, когда эта задача, тем не менее, имеет простое, а зачастую даже аналитическое, решение. Для этого введем следующую классификацию частных задач, основаниями которой служит сложность различных компонентов общей задачи.

Основание классификации 1. Формула расчета гибкого тарифа $p_a(\cdot)$.

- **Зонный тариф** (Time-Of-Use Pricing), $p_a(t)$, при котором цена на потребляемую электроэнергию зависит только от времени суток, включая

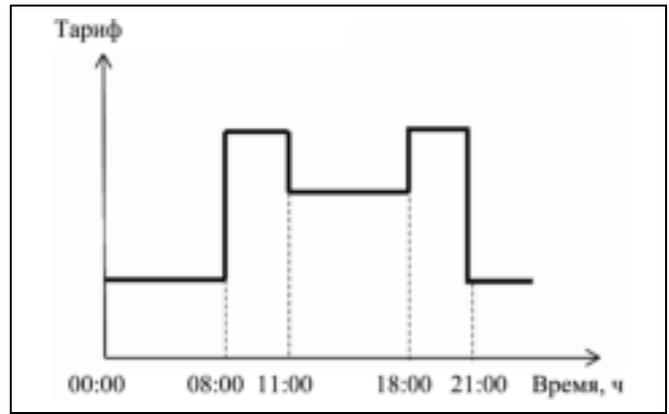


Рис. 2. Пример зонных тарифов (time-of-use tariff)

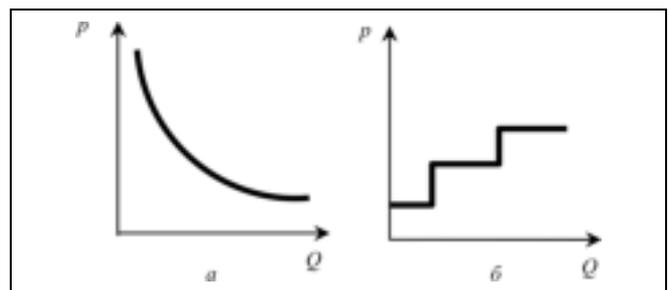


Рис. 3. Модификации графика цены p в зависимости от условий ценообразования в рамках программ управления спросом: а — наличие скидок при увеличении объема потребления Q ; б — установление цены для каждого диапазона потребления

обычно от двух до четырех ценовых периодов (рис. 2).

- **Зонный тариф с учетом ограничения на максимальную потребляемую мощность**, $p_a(t, a(t), \xi_a)$, предполагает зависимость цены не только от времени, но и от потребляемой мощности $a(t)$, а именно,

$$p_a(t, a(t), \xi_a) = \begin{cases} p_a(t), & a(t) \leq \xi_a, \\ +\infty, & a(t) > \xi_a. \end{cases}$$

Такая зависимость цены от мощности фактически запрещает потребителю превышать норму ξ_a объема потребляемой одновременно электроэнергии. На практике такой тариф реализуется через комбинацию зонного тарифа и автоматического выключателя по току.

- **Тариф с нормами потребления (социальная норма потребления)** предполагает зависимость цены от суммарного потребления за период.

Так, в документе [11] утвержден комплекс мер, направленных на переход к установлению социальной нормы потребления коммунальных услуг в РФ, т. е. в рамках которой потребляемая электро-



энергия будет оплачиваться по регулируемым тарифам (сейчас рассматриваются различные варианты норм потребления от 50 до 100 кВт·ч), а сверх нее — по рыночной цене.

• **Более сложные формулы расчета цены.** В рамках программ управления спросом могут использоваться более сложные формулы расчета цены. Наиболее распространенные примеры (рис. 3) — установление скидок при увеличении объема потребления электроэнергии и установление цены для каждого диапазона потребления, когда задаются цены для определенных диапазонов электропотребления, при этом при переходе на новый диапазон потребления цена увеличивается.

Основание классификации 2. Собственная генерация.

- Отсутствуют возможности использования распределенной генерации.
- Возможна продажа в сеть электроэнергии, вырабатываемой генерацией потребителя, по рыночной цене ($p_g(\cdot) \equiv p_a(\cdot)$).
- Существует возможность использования распределенной генерации только для собственного потребления (без выдачи в сеть).
- Возможна продажа электроэнергии, вырабатываемой распределенной генерацией потребителя, в сеть по цене, отличной от рыночной⁵.

Далее будет изучена модель, когда тариф зависит от времени суток (Time-Of-Use Pricing) без ограничения на потребляемую мощность, а распределенная генерация допускает продажу произведенной электроэнергии по рыночной цене. Оказывается, что в этом случае задачи оптимизации графиков потребления и собственной генерации разделяются, и их можно решать независимо друг от друга. Также понятно, что ситуация, когда отсутствует распределенная генерация — частный случай решаемой задачи.

3. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ

3.1. Оптимизация собственной генерации

Предположим, что тариф на электроэнергию зависит только от времени суток и энергетическая компания приобретает электроэнергию у пот-

⁵ За рубежом важная тенденция состоит в увеличении доли производства электроэнергии посредством ВИЭ, в связи с чем разработана система поддержки такого производства с помощью специальных закупочных тарифов (feed-in tariffs): установление специальных закупочных тарифов на энергию, вырабатываемую ВИЭ, или надбавок к рыночной цене на электроэнергию в зависимости от объемов проданной электроэнергии и типа ВИЭ. В России законодательством предусмотрены обе формы поддержки ВИЭ [12–14].

ребителя по той же цене, что и продает, т. е. $p_a(t) = p_g(t) = p(t)$.

В этом случае целевую функцию потребителя можно записать как

$$f = \sum_{n=1}^N d_n^{\alpha_n} + \sum_{t=1}^T [p(t)g^E(t) - p(t)(a(t) - g^I(t)) - C(t)] = \sum_{n=1}^N d_n^{\alpha_n} + \sum_{t=1}^T [p(t)g(t) - a(t) - C(t)].$$

Из формулы видно, что с экономической точки зрения потребителю неважно, пускать ли произведенную электроэнергию в первую очередь на собственные нужды или поставлять ее целиком в сеть. Таким образом, можно считать, что $g^E(t) = g(t)$, $g^I(t) = 0$.

Тогда

$$f = \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T [d_n^{\alpha_n}/T - p(t)a_n^{\alpha_n}(t)] + \sum_{n=1}^M \sum_{t=1}^T [p_g(t)g_n(t) - c_n(g_n(t))].$$

В задаче отсутствуют ограничения, связывающие выбор переменных α_n и $g_n(t)$, поэтому отдельно можно проводить максимизацию и части целевой функции, связанной с потреблением,

$$f_a = \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T [d_n^{\alpha_n}/T - p(t)a_n^{\alpha_n}(t)], \quad (1)$$

и части, связанной с собственной генерацией

$$f_g = \sum_{n=1}^M \sum_{t=1}^T [p_g(t)g_n(t) - c_n(g_n(t))].$$

Это, между прочим, означает, что наличие собственной генерации при возможности поставки ее в сеть по цене закупки не влияет на стремление потребителя максимально снижать собственное энергопотребление в периоды высокой цены (что обычно предполагается программами тарифного управления спросом) — расходы на электроэнергию замещаются упущенной прибылью от недопоставки электроэнергии в сеть.

Если, как предполагалось ранее, потребитель может независимо управлять мощностью источников собственной генерации, то задача максимизации функции f_g также распадается на M независимых задач выбора мощности генерации для каждой из M имеющихся энергетических установок.

Мощность $g_n(t)$ собственной генерации установки, $n \in \{1, \dots, M\}$, в момент времени t выбирается, исходя из цены на электроэнергию в этот период.

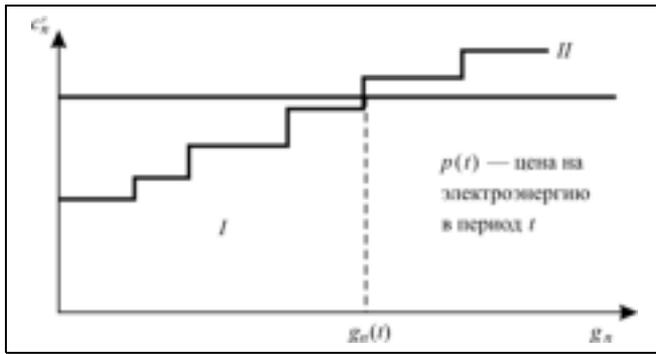


Рис. 4. Выбор режима работы генератора

Так, если маргинальная себестоимость генерации $c'_n(g_n)$ возрастает (что соответствует возрастанию расходов на масштаб), то оптимальная мощность определяется из уравнения $c'_n(g_n(t)) = p(t)$, т. е. $g_n(t) = [c'_n]^{-1}(p(t))$. На рис. 4 представлен типичный график маргинальной себестоимости электроэнергии собственной генерации, который имеет ступенчатый вид, при этом каждая новая ступень означает включение менее экономного режима генерации. На участке *I*, где маргинальная себестоимость производства электроэнергии собственной генерации потребителя ниже рыночной цены $p(t)$, потребителю выгодно загружать собственную генерацию (в объеме, g_n^I), как для покрытия собственной нагрузки, так и для продажи электроэнергии в сеть. Маргинальная себестоимость генерации на участке *II* выше рыночной цены $p(t)$, и, следовательно, потребителю экономически нецелесообразно загружать соответствующие генерирующие мощности при заданной рыночной цене.

Если же себестоимость с ростом мощности изменяется более сложным образом, имеется эффект экономии на масштаб, скачкообразное изменение себестоимости и т.п., задача сводится к задаче одномерной нелинейной оптимизации, оставаясь при этом задачей, типичной для экономики производства [15].

3.2. Выбор оптимального профиля нагрузки потребителя

Если, как предполагается, пользователь независимо может управлять графиками потребления различных приборов, то, как видно из формулы (1), задача максимизации целевой функции

$$f_a = \sum_{n=1}^N \left[d_n^{\alpha_n} - \sum_{t=1}^T p(t) a_n^{\alpha_n}(t) \right]$$

распадается на N задач выбора оптимального варианта загрузки оборудования (строки матрицы A_n) для каждого прибора $n = 1, \dots, N$.

Для этого:

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 $[d_n^1, \dots, d_n^{R_n}]$ 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 вариант, имеющий максимальную оценку $\varphi_n^1, \dots, \varphi_n^{R_n}$.

По итогам расчетов формируется почасовой график работы оборудования потребителя и загрузки собственной генерации.

Таким образом, задача решается в случае, когда цена зависит только от временного периода (от времени суток), отсутствуют ограничения по мощности, продажа электроэнергии собственной генерации возможна по рыночной цене. Понятно, что описанный алгоритм решает задачу и в случае отсутствия у потребителя возможностей распределенной генерации.

4. ЧИСЛЕННЫЙ ПРИМЕР РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ

Для апробации предложенной модели без учета оптимизации работы собственной генерации были использованы условные данные и частично данные работы [5].

Рассматривалась работа следующих устройств:

— кондиционер: порядковый номер оборудования $n = 1$, электропотребление (номинальная мощность) $P_1 = 1$ кВт;

— электромобиль: порядковый номер оборудования $n = 2$, электропотребление (номинальная мощность при зарядке) неравномерно (на базе усредненных данных [5]) $P_2 = 0,79 \dots 3,56$ кВт, продолжительность зарядки 19 ч;

— стиральная машина: порядковый номер оборудования $n = 3$, электропотребление (номинальная мощность) $P_3 = 0,95$ кВт;

— телевизор: порядковый номер оборудования $n = 4$, электропотребление (номинальная мощность) $P_4 = 0,3$ кВт.

Принималась цена на электроэнергию для розничных потребителей ОАО «Мосэнергосбыт», утвержденная на I полугодие 2013 г. (многотарифный учет с применением тарифа, дифференциро-



ванного по зонам суток)⁶. Денежный эквивалент выгоды графика потребления d_n принят на основе условных данных.

Исходные данные для расчетов и итоговый расчет оптимальных графиков нагрузки доступны в Интернете (<http://www.mtas.ru/upload/library/VGS2013.xls>). В частности, оптимальный вариант для потребителя графика работы выглядит так:

- кондиционер: вариант 3 (работа с 11.00 по 12.00, с 15.00 по 16.00 и с 19.00 по 20.00);
- электромобиль: вариант 4 (зарядка с 16.00 по 10.00);
- стиральная машина: вариант 3 (работа с 3.00 до 5.00);
- телевизор: вариант 5 (работа с 11.00 до 15.00).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанная модель активного потребителя может использоваться для автоматизации управления нагрузкой потребителя (для категории «активно-пассивных» потребителей, которые управляют своей нагрузкой с помощью автоматически настроенных программ). Кроме того, разработанная модель позволяет оценить экономический эффект для потребителя от участия в управлении спросом. Показано, что, по крайней мере, для домохозяйств может быть предложена реалистичная модель оптимального поведения активного потребителя, адекватно описывающая основные мотивы принятия решений по энергопотреблению и собственной генерации. Также показано, что во многих важных с практической точки зрения ситуациях (зонные тарифы в условиях нестрогого ограничения по единовременно потребляемой мощности, равенство цены потребляемой и передаваемой в сеть энергии) оптимизационная задача потребителя допускает чрезвычайно простое решение, существенно более эффективное в смысле вычислений, чем общие методы, предлагаемые в литературе.

Этот алгоритм поведения отдельного потребителя, как раз в силу его простоты, может брать за основу при мультиагентном моделировании отклика потребителей на тарифные механизмы управления спросом. В процессе моделирования популяция агентов, соответствующих отдельным потребителям, с описанным в статье 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 моделирования выявляется изменение графика совокупного потребления при фиксированном меню тарифов. Этот «отклик спроса» (demand response) используется за-

тем для поиска оптимальной тарифной политики с помощью, например, алгоритмов локального поиска. В целом такое моделирование позволяет сделать надежные предсказания об эффективности планируемых мер тарифного регулирования.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Кобец Б.Б., Волкова И.О.* Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMART GRID. — М.: ИАЦ Энергия, 2010.
2. *Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью.* — 2012. — URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ies_aas.pdf (дата обращения: 08.04.2013).
3. *Михайлов В.В.* Тарифы и режимы электропотребления. — М.: Энергоатомиздат, 1986.
4. *Гребенюк Г.Г., Соловьев М.М.* Непрерывное тарифное регулирование для формирования желаемого графика нагрузки энергосистемы // Автоматика и телемеханика. — 2004. — № 5. — С. 166—173.
5. *Juan M. Lujano-Rojas, Claudio Monteiro, Rodolfo Dufo-Lopez, Jose L. Bernal-Agustin.* Optimum residential load management strategy for real time pricing demand response programs // Energy Policy. — 2012. — Vol. 45. — P. 671—679.
6. *Amir-Hamed Mohsenian-Rad, Vincent W.S. Wong, Juri Jatskevich, Robert Schober, Alberto Leon-Garcia.* Autonomous Demand Side Management Based on Game-Theoretic Energy Consumption Scheduling for the Future Smart Grid // IEEE Trans.onSmart Grid. — 2010. — Vol. 1, N 3. — P. 320—331.
7. *Nikhil Gudi, Lingfeng Wang, Vijay Devabhaktuni.* 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.
8. *Bingnan Jiang, Yunsi Fei.* Dynamic Residential Demand Response and Distributed Generation Management in Smart Microgrid with Hierarchical Agents // Energy Procedia. — 2011. — Vol. 12. — P. 76—90.
9. *Amir-Hamed Mohsenian-Rad, Alberto Leon-Garcia.* Optimal Residential Load Control With Price Prediction in Real-Time Electricity Pricing Environments // IEEE Trans. on Smart Grid. — 2010. — Vol. 1, N 1. — P. 120—133.
10. *Бурков В.Н., Губко М.В., Новиков Д.А.* Организационные механизмы управления в электроэнергетике // Управление развитием крупномасштабных систем / Под ред. А.Д. Цвиркуна. — М., 2012. — С. 261—278.
11. *Распоряжение* Правительства РФ от 10 сентября 2012 г., № 1650-р «Об утверждении комплекса мер, направленных на переход к установлению социальной нормы потребления коммунальных услуг в Российской Федерации».
12. *Федеральный закон* от 26.03.2003, № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
13. *Основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике* (утверждены постановлением Правительства РФ от 29.12.2011, № 1178).
14. *Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии* (утверждены постановлением Правительства РФ от 4 мая 2012 г., № 442).
15. *Hackman S.T.* Production Economics. — Heidelberg: Springer-Verlag, 2008.

Статья представлена к публикации членом редколлегии чл.-корр. РАН Д.А. Новиковым.

Ирина Олеговна Волкова — д-р экон. наук, профессор, Научно-исследовательский университет — Высшая школа экономики, ☎ (495) 725-30-73, ✉ iiovolkova@hse.ru,

Михаил Владимирович Губко — канд. техн. наук, ст. науч. сотрудник, Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, ☎ (495) 334-90-51, ✉ mgoubko@mail.ru,

Евгения Александровна Сальникова — аспирант, Научно-исследовательский университет — Высшая школа экономики, ☎ (495) 725-30-76, ✉ esalnikova@hse.ru.

⁶ Данные сайта ОАО «Мосэнергосбыт».