

DOI: 10.34020/2073-6495-2019-4-256-268

УДК: 332.1 + 338.4

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ АККУМУЛЯТОРОВ В КАЧЕСТВЕ ИНСТРУМЕНТОВ ЦЕНОЗАВИСИМОГО ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ДЛЯ БЫТОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Дзюба А.П.

Южно-Уральский государственный университет (НИУ)

E-mail: dzyuba-a@yandex.ru

В статье проводится исследование действующих трехзонных и двухзонных тарифов, применяемых в рамках механизмов розничного рынка электроэнергии, которые были разработаны для потребителей, имеющих выраженный ночной характер нагрузок. Результаты расчетов, полученные в статье, позволили констатировать, что применение тепловых аккумуляторов на базе расчетов тарифов с отдельным формированием компонентов стоимости электроэнергии позволяет получить эффект, который в среднем на 32 % ниже уровня трехзонных тарифов и на 18 % ниже тарифов двухзонных, что позволяет подчеркнуть эффективность применения тепловых аккумуляторов в качестве инструментов ценозависимого управления электропотреблением для бытовых потребителей электроэнергии России.

Ключевые слова: тепловые аккумуляторы, управление спросом на электропотребление, ценозависимое электропотребление, энерготарифы, зонный учет электроэнергии, энергоэффективность.

USE OF THERMAL ACCUMULATORS AS TOOLS OF PRICE-DEPENDENT ELECTRICAL ENERGY CONSUMPTION FOR RESIDENTIAL USERS

Dzyuba A.P.

South Ural State University

E-mail: dzyuba-a@yandex.ru

The article examines current three-zone and two-zone rates applied within the mechanisms of retail electricity market; the rates were developed for the consumers with prominent night load. The obtained results of the calculation made it possible to state that the use of thermal accumulators on the basis of calculations of the rates with separate formation of the components of electricity cost makes it possible to achieve the effect which on average is 32 % lower than the level of three-zone rates and 18 % lower than the two-zone rates. The results lay emphasis on the effectiveness of use of thermal accumulators as tools of price-dependent electrical energy consumption management for residential users of Russia.

Keywords: thermal accumulators, electrical energy consumption demand management, price-dependent electrical energy consumption, energy rates, zonal electricity metering, energy efficiency.

Одним из современных направлений технологии энергосбережения и повышения энергетической эффективности, реализуемых в различных странах мира является внедрение управления спросом на потребление электрической энергии (англ. Demand Side Management или DSM) [14, 19].

Управление спросом на электропотребление представляет собой инициативную форму экономического взаимодействия между энергоснабжающими организациями и потребителями электроэнергии, направленную на стимулирование потребителей к выравниванию собственных графиков электропотребления с целью выравнивания общего спроса на уровне региональных и объединенных электроэнергетических систем [4]. Выравнивание спроса позволяет снизить операционные и инвестиционные затраты на обеспечение деятельности процессов производства, передачи и распределения электроэнергии, которые несет электроэнергетическая система, и тем самым приводит к снижению конечных тарифов на отпускаемую электроэнергию для потребителей [2]. Основным инструментом управления спросом на электропотребление на уровне энергосистем является поведенческое управление изменениями сценариев собственного спроса на электропотребление конечных потребителей электроэнергии в направлении, наиболее выгодные энергосистеме [17]. Существуют два основных метода управления спросом на уровне конечных потребителей: принудительное нормирование и экономическое стимулирование [18]. Принудительное нормирование позволяет энергосистеме наиболее гибко управлять спросом потребителей в требуемых диапазонах, при этом, учитывая значительное количество потребителей в энергосистемах, данный способ является затратным и технологически сложным. Экономическое стимулирование реализуется на основе дифференциации цен на поставляемую электроэнергию для потребителей, на основе завышения цен в периоды, в которые требуется выполнить снижение спроса, и наоборот, занижая цены в периоды, на которые наиболее выгодно перераспределять электрическую нагрузку. Методы экономического стимулирования являются менее затратными, позволяют одновременно управлять спросом на уровне электроэнергетических систем, при этом имеют ряд недостатков, прежде всего, выражающихся в низкой управляемости уровнем снижения и перераспределения спроса. Конечные потребители электроэнергии на основе ценовых сигналов, получаемых от энергосистемы, в зависимости от экономической целесообразности управления спросом, выполняют управление собственным спросом. Управление спросом на уровне потребителей электроэнергии носит название «реакция спроса» (англ. Demand response) или «ценозависимое электропотребление» [12, 15]. Механизмы управления спроса на электропотребление и ценозависимое электропотребление используются в рамках программ развития электроэнергетики большинства стран Европы, а также получают интенсивное развитие в Азиатском регионе [13, 20].

Существуют готовые технические решения, направленные на перенос электрических нагрузок потребителей электроэнергии с периодов пиковых нагрузок на периоды минимумов энергосистемы, не нарушая технологических процессов работы оборудования. Одним из таких решений является применение технологий тепловых аккумуляторов [7]. Тепловой аккумулятор представляет собой устройство для накопления и последующего хранения тепловой энергии с целью его дальнейшего использования в периоды, в которые требуется его дальнейшее использование [8]. Тепловые аккумуляторы в большинстве случаев применяются в индивидуальных жилых домах и квартирах для запаса тепловой энергии. Тепловые аккумуля-

ляторы за счет их заряда в периоды времени с минимальной стоимостью электроэнергии, с выдачей тепловой энергии в периоды, когда стоимость электроэнергии является максимальной, приводят к снижению затрат на потребление электроэнергии [11]. Существуют различные варианты применения тепловых аккумуляторов, позволяющие снижать затраты на закупку электроэнергии [10]. Целью настоящей работы является исследование вариантов применения тепловых аккумуляторов в качестве инструментов ценозависимого электропотребления для бытовых потребителей, в условиях розничного рынка электроэнергии России.

В электроэнергетическом комплексе России начиная с 2003 г. производятся системные фундаментальные усовершенствования, направленные на повышение эффективности отрасли. Был запущен оптовый, а затем розничный рынки электроэнергии, позволяющие усовершенствовать механизм ценообразования на поставку электроэнергии. С 2008 г. указом Президента РФ № 889 от 04.06.2008 г. «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» положено начало развитию политики в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности на государственном уровне. Несмотря на это процесс внедрения механизмов управления спросом на электропотребление находится на первоначальном этапе. При этом действующие механизмы оптового и розничного рынков электроэнергии содержат элементы, направленные на стимулирование потребителей электроэнергии к выравниванию собственного спроса на электроэнергию. Одним из элементов, призванных стимулировать потребителей электроэнергии к перераспределению собственных графиков нагрузки, являются «зонные» тарифы на электроэнергию [6].

Зонные тарифы на электроэнергию представляют собой тарифы, дифференцированные по времени суток, в рамках которых действуют различные цены на отпускаемую электроэнергию. В рамках розничного рынка электроэнергии России зонные тарифы действуют в рамках второй ценовой категории тарифов. Для расчетов в рамках зонных тарифов за электроэнергию потребителям требуется применять почасовые приборы учета электроэнергии [3]. Интервалы тарифных зон суток для различных территорий России ежегодно утверждаются Федеральной антимонопольной службой и различаются как в рамках различных территорий, так и в рамках различных сезонов года, как это представлено на рис. 1.

Как следует из рис. 1, интервалы тарифных зон суток делятся на «ночные», «полупиковые» и «пиковые». Для каждого интервала тарифных зон устанавливается отдельный тариф. Также, согласно правилам розничного рынка электроэнергии, в рамках зонных тарифов тарифные варианты могут быть «трехзонные» и «двухзонные». В рамках двухзонных интервалов производится объединение «пикового» и «полупикового» периодов в единую «дневную» зону интервалов.

Примеры тарифов на поставляемую электроэнергию для трехзонных и двухзонных вариантов для потребителей Южного федерального округа за январь 2019 г. представлены на диаграмме рис. 2. Как следует из представленных примеров тарифов, для пиковой зоны суток тарифы на поставляемую электроэнергию являются существенно выше тарифов для

ОЭС Центра												ОЭС Сибири													
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь		Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
8	3	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
9	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
10	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
11	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
12	3	2	2	3	3	3	3	3	2	3	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
13	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
14	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
15	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
16	3	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
17	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	
18	3	3	3	3	2	2	2	2	2	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
19	3	3	3	3	2	2	2	2	2	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
20	3	3	3	3	2	2	2	2	2	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
21	2	3	3	3	2	2	2	2	3	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
22	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	

1 Ночная зона 2 Полупиковая зона 3 Пиковая зона

Рис. 1. Интервалы тарифных зон суток для ОЭС Центра и ОЭС Сибири (Республика Алтай, Алтайский край, Томская, Новосибирская области), утвержденных на 2019 г. (время московское)

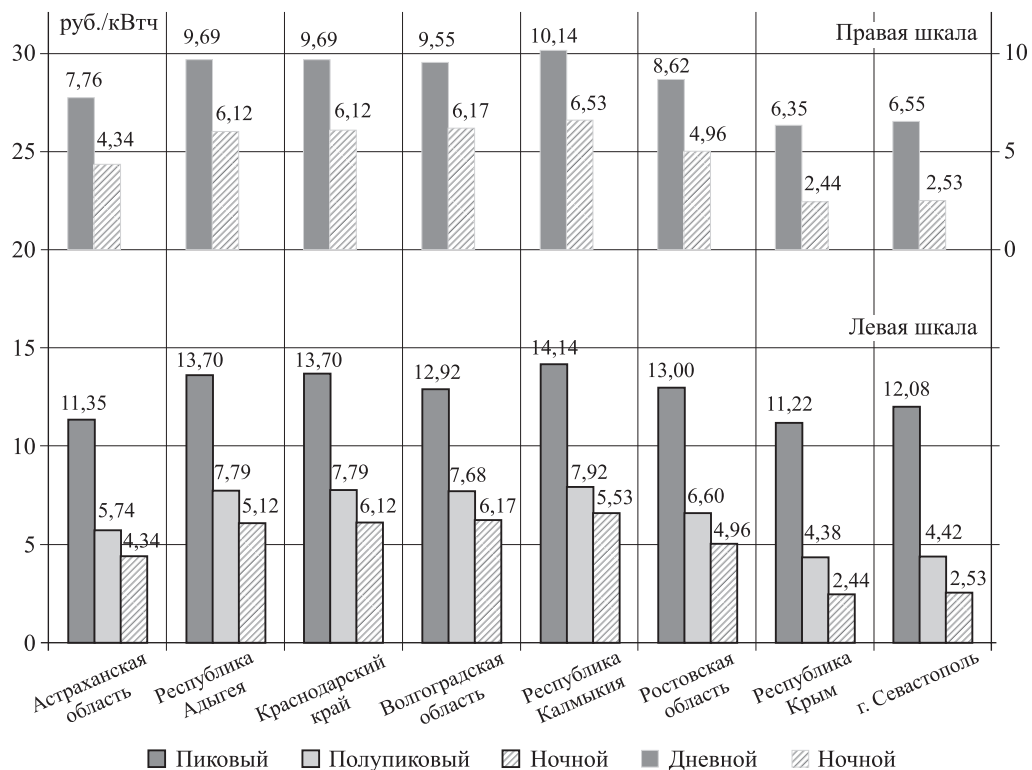


Рис. 2. Примеры тарифов на поставляемую электроэнергию для трехзонных и двухзонных вариантов для потребителей Южного федерального округа за январь 2019 г. (уровень расчетного напряжения по оплате услуги по передаче электроэнергии – НН, максимальная мощность энергопринимающих устройств – до 670 кВА)

периодов полупиковой либо ночной зоны. Для примера, для Краснодарского края тариф в пиковой зоне составляет 13,7 руб./кВтч, в полупиковой – 7,79 руб./кВтч, а в ночной зоне тариф на поставку электроэнергии более чем в 2 раза ниже тарифа в пиковой зоне и составляет 6,12 руб./кВтч.

Для двухзонных тарифов различие между «ночной» и «дневной» зоной являются ниже, чем в вариантах трехзонных тарифов. Тарифы в ночной зоне являются эквивалентными с вариантами трехзонных тарифов, а тарифы «дневной» зоны в среднем на 60 % превышают значения ночных периодов. Например, в Краснодарском крае тариф на закупку электроэнергии в ночном периоде составляет 6,12 руб./кВтч, а в период дневных интервалов – 9,69 руб./кВтч. Также для различных регионов отличия в параметрах тарифов в рамках интервалов зон суток не являются одинаковыми и зависят от структуры формирования цен на поставку электроэнергии в рамках региональных оптовых рынков электроэнергии.

Расчет стоимости электроэнергии по трехзонным и двухзонным тарифам производится по формулам (1) и (2) соответственно. Расчет среднего тарифа на закупку электроэнергии по зонным тарифам производится по формуле (3).

$$S_{\text{мес}}^3\text{-зон} = \left(\sum_{n=1}^{\text{мес}} W_t^{\text{пик}} \cdot T_{\text{пик}} \right) + \left(\sum_{n=1}^{\text{мес}} W_t^{\text{полуп}} \cdot T_{\text{полуп}} \right) + \left(\sum_{n=1}^{\text{мес}} W_t^{\text{ночь}} \cdot T_{\text{ночь}} \right), \quad (1)$$

где $S_{\text{мес}}^3\text{-зон}$ – месячная стоимость электроэнергии по трехзонному тарифу (руб.); $W_t^{\text{пик}}$ – объем электропотребления в рамках каждого интервала тарифных зон суток (кВтч). В рамках каждой составляющей формулы индекс обозначает наименование тарифной зоны суток: «пик» – пиковая, «полуп» – полупиковая, «ночь» – ночная; $T_{\text{пик}}$ – тариф на электроэнергию для каждого интервала тарифных зон суток (руб./кВтч).

$$S_{\text{мес}}^2\text{-зон} = \left(\sum_{n=1}^{\text{мес}} W_t^{\text{день}} \cdot T_{\text{день}} \right) + \left(\sum_{n=1}^{\text{мес}} W_t^{\text{ночь}} \cdot T_{\text{ночь}} \right), \quad (2)$$

где $S_{\text{мес}}^2\text{-зон}$ – месячная стоимость электроэнергии по двухзонному тарифу (руб.); $W_t^{\text{день}}$ – объем электропотребления в рамках каждого интервала тарифных зон суток (кВтч). В рамках каждой составляющей формулы индекс обозначает наименование тарифной зоны суток: «день» – дневная, «ночь» – ночная; $T_{\text{день}}$ – тариф на электроэнергию для каждого интервала тарифных зон суток (руб./кВтч).

Средний тариф на закупку электроэнергии по трехзонному либо двухзонному тарифу рассчитывается по формуле (3):

$$T_{\text{мес}}^{\text{зон}} = S_{\text{мес}}^{\text{зон}} / W_t^{\text{мес}}, \quad (3)$$

где $T_{\text{мес}}^{\text{зон}}$ – средний тариф на закупку электроэнергии по трехзонному либо двухзонному тарифу (руб./кВтч); $S_{\text{мес}}^{\text{зон}}$ – месячная стоимость электроэнергии по трехзонному либо двухзонному тарифу (руб.); $W_t^{\text{мес}}$ – месячный объем потребления электроэнергии потребителем (кВтч).

Характер работы тепловых аккумуляторов определяется их зарядом от электрической сети в ночной период суток, с последующей выдачей тепловой энергии без отбора электроэнергии от сети [9]. На рис. 3 представлен пример графика почасового суточного электропотребления типового жи-

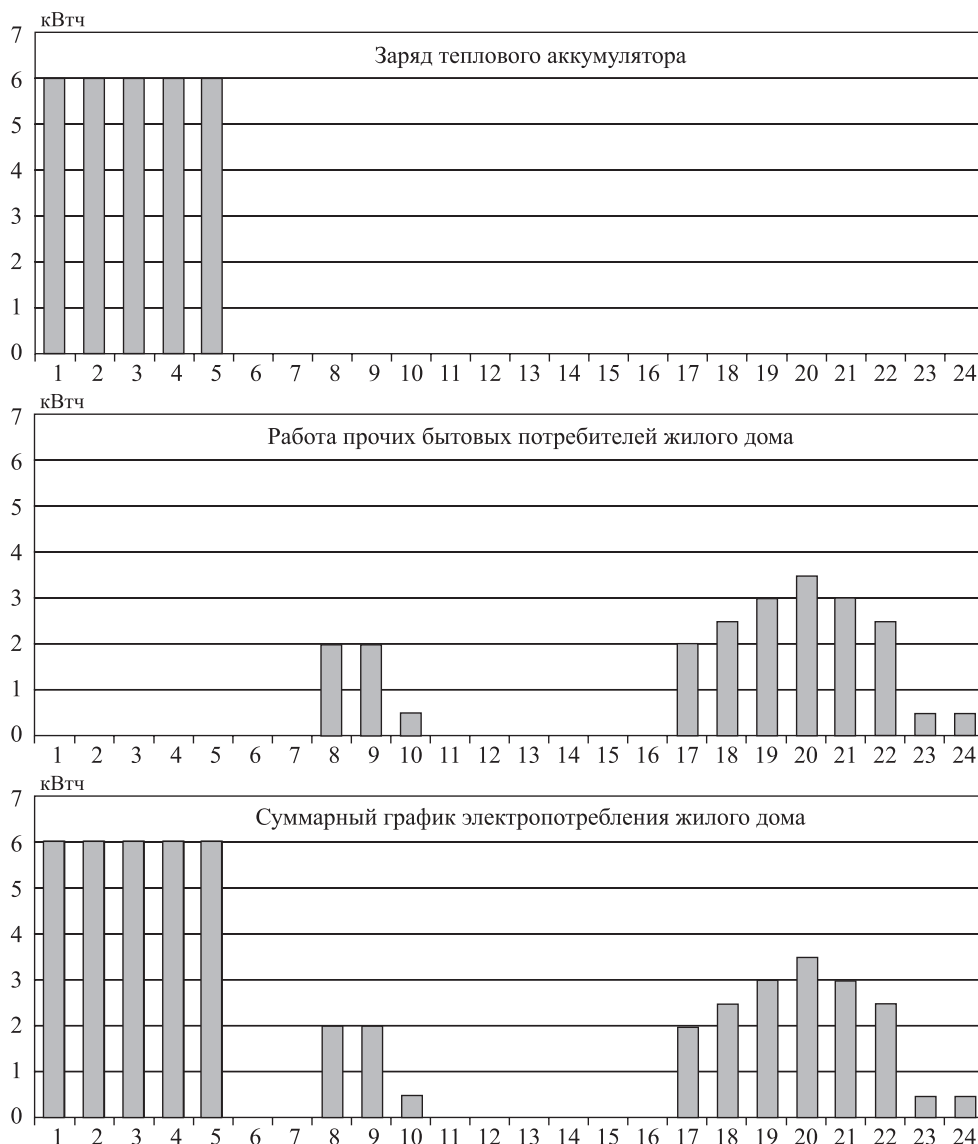


Рис. 3. График почасового суточного электропотребления типового жилого дома с применением теплового аккумулятора

лого дома с применением теплового аккумулятора. Как следует из графика, в период с 00:00 до 06:00 производится заряд теплового аккумулятора с потреблением мощности в размере 6 кВт. Таким образом, тепловой аккумулятор потребляет электроэнергию по самым дешевым «ночным» ценам зонных тарифов на электроэнергию. При этом, помимо потребления электроэнергии тепловым аккумулятором, в жилом доме расположен ряд бытовых потребителей электроэнергии, таких как осветительные приборы, холодильники, микроволновые печи, утюги, телевизоры и пр., перенос электрических нагрузок на ночные периоды которых не представляется возможным (рис. 4). Учет электроэнергии всех потребителей жилого дома, как правило, является единственным, и по его показаниям производится расчет с региональными поставщиками электроэнергии.

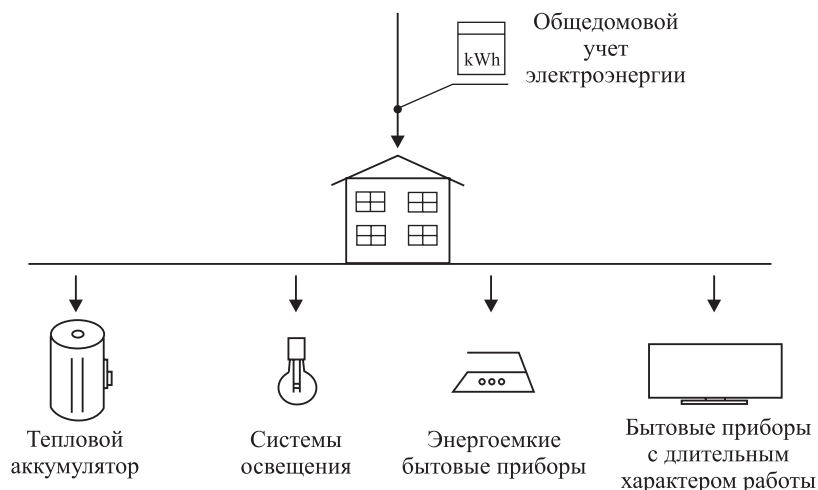


Рис. 4. Потребители электроэнергии типового жилого дома

Несмотря на перенос графика электропотребления тепловым аккумулятором на ночной период, в рамках которого действуют минимальные цены на поставку электроэнергии, часть электропотребления производится в пиковые и полупиковые периоды, цены которых существенно превышают показатели ночных интервалов, что отражается на завышении конечных тарифов на закупку электроэнергии потребителями. Таким образом, эффективность применения тепловых аккумуляторов при расчетах за электроэнергию по «зонным» вариантам тарифов существенно снижается.

В рамках механизмов розничного рынка электроэнергии России существуют механизмы, позволяющие потребителям электроэнергии производить управление собственным графиком электрической нагрузки. Основой механизмов является управление стоимостью всеми компонентами стоимости электроэнергии, а именно: электрической энергии, электрической мощности и услугой по передаче электроэнергии. Управление стоимостью каждого компонента стоимости электрической энергии производится на основе управления конфигурацией почасового графика электропотребления в рамках календарных суток.

Описанию особенностей механизмов ценообразования в рамках оптового и розничного рынков электроэнергии по компонентам электрической энергии, электрической мощности и услугой по передаче электроэнергии автором посвящен отдельный цикл исследований [1, 5]. Результирующая формула конечной стоимости электрической энергии, закупаемой потребителями на розничном рынке, описывается формулой (4).

$$\begin{cases} SE_{\text{ppэ}} = SW + SP + \text{СП} \\ SW = f(W_t) \\ SP = f(W_t) \\ \text{СП} = f(W_t) \end{cases} \rightarrow SE_{\text{ppэ}} = f(W_t), \quad (4)$$

где $SE_{\text{ppэ}}$ – стоимость закупок электроэнергии для потребителя в рамках розничного рынка электроэнергии (руб.); SW – стоимость закупок компо-

нента электрической энергии в рамках розничного рынка электроэнергии (руб.); SP – стоимость закупок компонента электрической мощности в рамках розничного рынка электроэнергии (руб.); $СП$ – стоимость закупок компонента стоимости услуг по передаче электроэнергии в рамках розничного рынка электроэнергии (руб.).

Учитывая то, что применение тепловых аккумуляторов приводит к переносу графиков электрических нагрузок вне периодов плановых часов пиковой нагрузки электроэнергетической системы, применение тепловых аккумуляторов также может производиться в составе модели ценозависимого электропотребления по показателям стоимости компонентов электрической энергии, электрической мощности и услугой по передаче электроэнергии.

На основе графика электрических нагрузок типового жилого дома с применением теплового аккумулятора, представленного на рис. 3, были проведены расчеты средних тарифов закупок электроэнергии с применением зонных тарифов, а также тарифов на электроэнергию по 4-й ценовой категории, позволяющей управлять затратами на закупку электроэнергии по всем компонентам стоимости на основе изменения конфигурации графиков нагрузок. Расчет вариантов средних тарифов закупок электроэнергии был выполнен для всех регионов, входящих в состав Южного федерального округа России. Выбор федерального округа обусловлен высокой долей электропотребления бытовым сектором в составе общего электропотребления, а также высокой долей использования электрического отопления для отопительных нужд. Расчеты были выполнены на примере тарифов января 2019 г., в период которого наблюдаются наиболее низкие температуры воздуха, и, следовательно, рост спроса на потребление электроэнергии на отопительные нужды. Результаты расчетов средних тарифов для трехзонного, двухзонного вариантов тарифов, а также для тарифов с отдельным формированием компонентов стоимости электроэнергии представлены в таблице.

Средние тарифы закупок электроэнергии для трехзонных и двухзонных вариантов тарифов таблицы рассчитаны на основе формулы (3). Средние тарифы закупок электроэнергии с отдельным формированием компонентов стоимости рассчитаны на основе методики, составленной автором в источнике [16].

Результаты расчетов тарифов для исследуемых вариантов представлены на диаграммах рис. 5. Сравнение тарифов показывает, что вариант трехзонных тарифов является наименее выгодным, во всех исследуемых регионах его значение существенно превышает все варианты, с которыми производится сравнение. Показатели средних тарифов, рассчитанных по двухзонному варианту, являются ниже показателей тарифов, рассчитанных по варианту трехзонному, однако во всех исследуемых регионах, за исключением Республики Крым и г. Севастополя, двухзонный тариф оказался существенно дороже среднего тарифа, рассчитанного по варианту отдельного формирования компонентов. Для исследуемых регионов вариант тарифов с отдельным формированием компонентов является наиболее выгодным. По сравнению с трехзонным тарифом, тариф с отдельным формированием компонентов оказался ниже на 32 %, а по сравнению с тарифом двухзонным – на 18 %.

Расчетные показатели средних тарифов для трехзонного, двухзонного вариантов тарифов, а также для тарифов с раздельным формированием компонентов стоимости электроэнергии (для января 2019 г.)

Вид тарифа	Астраханская область	Республика Адыгея	Краснодарский край	Волгоградская область	Республика Калмыкия	Ростовская область	Республика Крым	г. Севастополь
<i>Трехзонные тарифы</i>								
Ночной	4,34	6,12	6,12	6,17	6,53	4,96	2,44	2,53
Полупиковый	5,74	7,79	7,79	7,68	7,92	6,60	4,38	4,42
Пиковый	11,35	13,70	13,70	12,92	14,14	13,00	11,22	12,08
Средний тариф закупок	7,0	8,5	8,5	8,7	8,9	7,5	5,2	5,5
<i>Двухзонные тарифы</i>								
Ночной	4,34	6,12	6,12	6,17	6,53	4,96	2,44	2,53
Дневной	7,76	9,69	9,69	9,55	10,14	8,62	6,35	6,55
Средний тариф закупок	5,7	7,5	7,5	7,5	7,9	6,3	3,9	4,0
<i>Тарифы с раздельным формированием компонентов стоимости электроэнергии</i>								
Средняя стоимость закупки электроэнергии	1,07	1,56	1,56	1,14	1,60	1,35	1,69	1,70
Средняя стоимость закупки мощности	0,94	0,97	0,97	0,94	0,97	1,02	0,97	0,97
Средняя стоимость содержания электрических сетей	1,53	1,89	1,89	2,12	2,56	2,48	0,09	0,39
Средняя стоимость оплаты технологического расхода	0,90	1,18	1,18	1,12	0,89	0,70	1,15	0,85
Средний тариф закупок	4,44	5,60	5,60	5,31	6,02	5,55	3,90	3,91

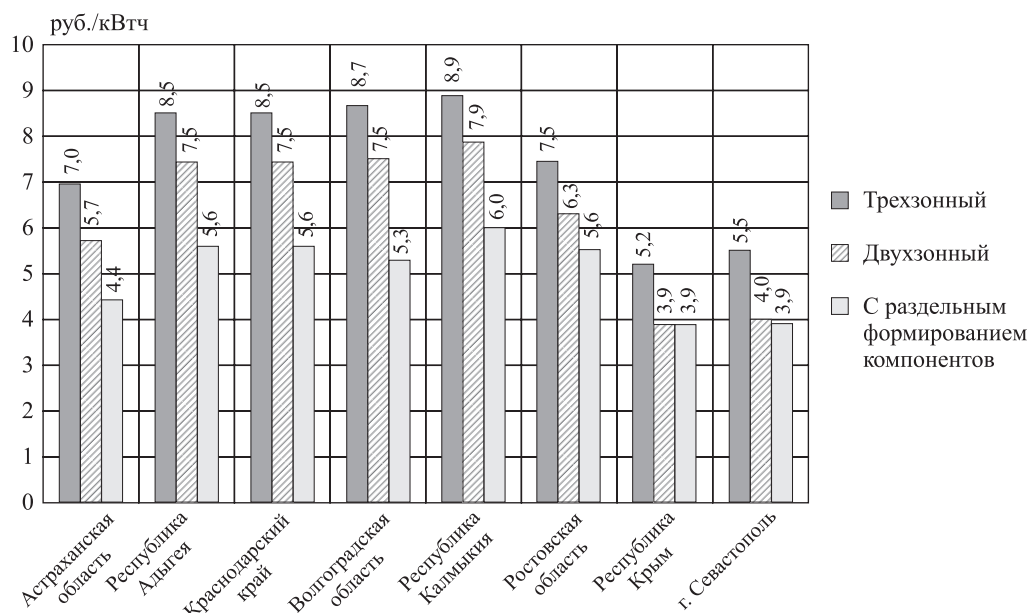


Рис. 5. Результаты расчетов средних тарифов для исследуемых вариантов

Таким образом, применение технологий тепловых аккумуляторов на основе тарифов с раздельным формированием компонент имеет существенное преимущество перед существующими вариантами зонных тарифов, действующих на розничном рынке электроэнергии РФ. Это выражается в существенном снижении стоимости покупаемой электроэнергии, а также возможностях выполнять загрузку дневного и вечернего графиков суточной электрической нагрузки без рисков существенного завышения стоимости покупаемой электроэнергии.

В качестве основных результатов проведенного исследования можно сделать следующие выводы.

1. Исследование готовых технических решений, применяемых в качестве инструмента ценозависимого электропотребления на уровне бытовых потребителей электроэнергии, позволило выявить применение тепловых аккумуляторов, получивших интенсивное распространение в период последнего десятилетия. Применение тепловых аккумуляторов в большинстве случаев выполняется на основе зонных тарифов на электроэнергию, которые были разработаны для стимулирования потребителей к переносу собственных электрических нагрузок на ночное время. Анализ зонных тарифов в рамках регионов Южного федерального округа России, а также изменения периодов интервалов зон суток в рамках сезонов календарного года определяет необходимость применения более избирательного подхода при выборе тарифов на закупку электроэнергии.

2. Анализ графиков электропотребления типовых жилых домов выявил, что помимо электрической нагрузки, формируемой тепловыми аккумуляторами в ночные периоды суток, существуют прочие бытовые приборы, потребляющие электроэнергию в дневные периоды, перенос электрических нагрузок которых на ночные периоды невозможен. Учитывая то, что тарифы на поставку электроэнергии в пиковые и полупиковые периоды существенно превышают ночные, даже незначительное потребление электроэнергии в дневные периоды может существенно снизить эффект от применения тепловых аккумуляторов в ночные периоды суток.

3. Сравнительная оценка средних тарифов на закупку электроэнергии трех вариантов тарифов: для трехзонного, двухзонного, а также для тарифов с раздельным формированием компонент стоимости электроэнергии, рассчитанных на базе эквивалентного графика нагрузки электропотребления типового жилого дома для регионов Южного федерального округа России за январь 2019 г., позволила выявить, что вариант тарифа с раздельным формированием компонент стоимости электроэнергии на 32 % ниже величин трехзонного тарифа и на 18 % ниже тарифа двухзонного. Применение технологий тепловых аккумуляторов на основе тарифов с раздельным формированием компонент имеет существенное преимущество перед «зонными» тарифами и позволяет наиболее гибко управлять стоимостью электроэнергии потребителей электроэнергии.

В качестве основного вывода проведенного исследования можно констатировать, что применение тепловых аккумуляторов в качестве инструментов ценозависимого электропотребления для бытовых потребителей в условиях розничного рынка электроэнергии России имеет высокую прак-

тическую применимость и экономическую эффективность и позволяет существенно снижать затраты на закупку электроэнергии по сравнению с традиционными «зонными» вариантами тарифов, применяемыми в расчетах с региональными поставщиками.

Литература

1. *Баев И.А., Соловьева И.А., Дзюба А.П.* Управление затратами на услуги по передаче электроэнергии в промышленном регионе // Экономика региона. 2018. Т. 14. № 3. С. 899–913.
2. *Пительман Л.Д., Ратников Б.Е., Кожевников М.В., Шевеле Ю.П.* Управление спросом на энергию. Уникальная инновация для российской электроэнергетики: монография. Екатеринбург, 2013. 120 с.
3. *Гусева Н.В., Шевченко Н.Ю.* Зарубежный опыт применения и реализации дифференцированных тарифов // Сборник научных трудов «SWORLD». 2013. № 4. С. 58–61.
4. *Дзюба А.П., Соловьева И.А.* Особенности управления спросом на энергоресурсы в России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2018. № 11. С. 58–66.
5. *Дзюба А.П., Соловьева И.А.* Модель комплексного ценозависимого управления спросом промышленных предприятий на электроэнергию и газ // Известия Уральского государственного экономического университета. 2018. № 1. С. 79–93.
6. *Кузнецова Е.С., Кузнецова В.А., Балицкая Н.В.* Анализ тарифов электроэнергии на территории Российской Федерации // Автоматизированный электропривод и промышленная электроника: тр. Седьмой Всерос. науч.-практ. конф. Новокузнецк, 2016. С. 258–263.
7. *Недвиг П.Н.* Возможности использования тепловых аккумуляторов и низкопотенциального тепла земли при отоплении индивидуальных домов // Инженерно-строительный журнал. 2010. № 3. С. 11–14.
8. *Сенцов И.В., Постникова П.А., Цыгвинцев И.В., Козлова К.С.* Аккумулирование тепла в тепловом аккумуляторе для дежурного отопления индивидуального дома // Синергия наук. 2017. № 9. С. 353–365.
9. *Серов С.Ф.* Теплоаккумулирующие системы в теплоснабжении индивидуальных домов // Водоснабжение и санитарная техника. 2010. № 10-2. С. 40–45.
10. *Цымбалюк Ю.В.* Интегрированная система отопления современных теплиц с применением фазопереходных тепловых аккумуляторов // Перспективы развития строительного комплекса. 2016. № 1. С. 102–106.
11. *Щегольков А.В., Сапунов Г.А.* Применение наномодифицированных тепловых аккумуляторов для систем отопления с тепловыми насосами // Проблемы техногенной безопасности и устойчивого развития: сб. науч. ст. молодых ученых. Тамбов: ТГУ, 2014. С. 62–65.
12. *Albadi M.H., El-Saadany E.F.* A summary of demand response in electricity markets // Electric Power Systems Research. 2008. Vol. 78. Iss. 11. P. 1989–1996. DOI: 10.1016/j.epsr.2008.04.002
13. *Foucault F., Girard R., Kariniotakis G.* A robust investment strategy for generation capacity in an uncertain demand and renewable penetration environment // 11th International Conference on the European Energy Market (EEM14). 2014. P. 1–5. DOI: 10.1109/EEM.2014.6861240.
14. *Luis Sauer I., Seger Mercedes S., Herrera Herrera A., Chen-Apuy Chacón L.* Demand-side management for the residential sector of the San Jose, Costa Rica, metropolitan region // Energy for Sustainable Development. 2001. Vol. 5. I. 3. P. 60–80.
15. *Parrish B., Gross R., Heptonstall P.* On demand: Can demand response live up to expectations in managing electricity systems? // Energy Research & Social Science. 2019. Vol. 51. P. 107–118. DOI: 10.1016/j.erss.2018.11.018.

16. *Solovieva I.A., Dzyuba A.P.* Model of price-dependent management of an industrial enterprise energy consumption // 3rd International Conference on Industrial Engineering, SHS Web Conf. 2017. 35. AN 01093.
17. *Son J., Hara R., Kita H., Tanaka E.* Energy management considering demand response resource in commercial building with chiller system and energy storage systems // The 2nd IEEE Conference on Power Engineering and Renewable Energy (ICPERE). 2014. P. 96–101. DOI: 10.1109/ICPERE.2014.7067239.
18. *Torriti J., Hassan M.G., Leach M.* Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation // *Energy*. 2010. Vol. 35. Iss. 4. P. 1575–1583. DOI: 10.1016/j.energy.2009.05.021.
19. *Wang J., Yang Y., He W.* A research of the strategy of electric vehicle ordered charging based on the demand side response // Published in: 2015 6th International Conference on Power Electronics Systems and Applications (PESA). 2015. P. 1–5. DOI: 10.1109/PESA.2015.7398896.
20. *Wang J., Bloyd C.N., Huc Z., Tand Z.* Demand response in China // *Energy*. 2010. Vol. 35. Iss. 4. P. 1592–1597. DOI: 10.1016/j.energy.2009.06.020.

Bibliography

1. *Baev I.A., Solov'eva I.A., Dzyuba A.P.* Upravlenie zatratami na usluzhi po peredache jelektrojenergii v promyshlennom regione // *Jekonomika regiona*. 2018. T. 14. № 3. P. 899–913.
2. *Gitel'man L.D., Ratnikov B.E., Kozhevnikov M.V., Shevele Ju.P.* Upravlenie sprosom na jenergiyu. Unikal'naja innovacija dlja rossijskoj jelektrojenergetiki: monografija. Ekaterinburg, 2013. 120 p.
3. *Guseva N.V., Shevchenko N.Ju.* Zarubezhnyj opyt primenenija i realizacii differencirovannyh tarifov // *Sbornik nauchnyh trudov «SWORLD»*. 2013. № 4. P. 58–61.
4. *Dzyuba A.P., Solov'eva I.A.* Osobennosti upravlenija sprosom na jenergoresursy v Rossii // *Problemy jekonomiki i upravlenija neftegazovym kompleksom*. 2018. № 11. P. 58–66.
5. *Dzyuba A.P., Solov'eva I.A.* Model' kompleksnogo cenozavisimogo upravlenija sprosom promyshlennyh predpriyatij na jelektrojenergiyu i gaz // *Izvestija Ural'skogo gosudarstvennogo jekonomicheskogo universiteta*. 2018. № 1. P. 79–93.
6. *Kuznecova E.S., Kuznecova V.A., Balickaja N.V.* Analiz tarifov jelektrojenergii na territorii Rossijskoj Federacii // *Avtomatizirovannyj jelektroprivod i promyshlennaja jelektronika: tr. Sed'moj Vseros. nauch.-prakt. konf. Novokuzneck*, 2016. P. 258–263.
7. *Nedviga P.N.* Vozmozhnosti ispol'zovanija teplovyh akkumuljatorov i nizkopotencial'nogo tepla zemli pri otoplenii individual'nyh domov // *Inzhenerno-stroitel'nyj zhurnal*. 2010. № 3. P. 11–14.
8. *Sencov I.V., Postnikova P.A., Cygvincev I.V., Kozlova K.S.* Akkumulirovanie tepla v teplovom akkumuljatore dlja dezurnogo otoplenija individual'nogo doma // *Sinergija nauk*. 2017. № 9. P. 353–365.
9. *Serov S.F.* Teploakkumulirujushhie sistemy v teplosnabzhenii individual'nyh domov // *Vodosnabzhenie i sanitarnaja tehnika*. 2010. № 10-2. P. 40–45.
10. *Cymbaljuk Ju.V.* Integrirovannaja sistema otoplenija sovremennyh teplic s primeneniem fazoperehodnyh teplovyh akkumuljatorov // *Perspektivy razvitija stroitel'nogo kompleksa*. 2016. № 1. P. 102–106.
11. *Shhegol'kov A.V., Sapunov G.A.* Primenenie nanomodificirovannyh teplovyh akkumuljatorov dlja sistem otoplenija s teplovymi nasosami // *Problemy tehnogennoj bezopasnosti i ustojchivogo razvitija: sb. nauch. st. molodyh uchenyh*. Tambov: TGU, 2014. P. 62–65.
12. *Albadi M.H., El-Saadany E.F.* A summary of demand response in electricity markets // *Electric Power Systems Research*. 2008. Vol. 78. Iss. 11. P. 1989–1996. DOI: 10.1016/j.epsr.2008.04.002

13. *Foucault F., Girard R., Kariniotakis G.* A robust investment strategy for generation capacity in an uncertain demand and renewable penetration environment // 11th International Conference on the European Energy Market (EEM14). 2014. P. 1–5. DOI: 10.1109/EEM.2014.6861240.
14. *Luis Sauer I., Seger Mercedes S., Herrera Herrera A., Chen-Apuy Chacón L.* Demand-side management for the residential sector of the San Jose, Costa Rica, metropolitan region // *Energy for Sustainable Development*. 2001. Vol. 5. I. 3. P. 60–80.
15. *Parrish B., Gross R., Heptonstall P.* On demand: Can demand response live up to expectations in managing electricity systems? // *Energy Research & Social Science*. 2019. Vol. 51. P. 107–118. DOI: 10.1016/j.erss.2018.11.018.
16. *Solovieva I.A., Dzyuba A.P.* Model of price-dependent management of an industrial enterprise energy consumption // 3rd International Conference on Industrial Engineering. SHS Web Conf. 2017. 35. AN 01093.
17. *Son J., Hara R., Kita H., Tanaka E.* Energy management considering demand response resource in commercial building with chiller system and energy storage systems // The 2nd IEEE Conference on Power Engineering and Renewable Energy (ICPERE). 2014. P. 96–101. DOI: 10.1109/ICPERE.2014.7067239.
18. *Torrini J., Hassan M.G., Leach M.* Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation // *Energy*. 2010. Vol. 35. Iss. 4. P. 1575–1583. DOI: 10.1016/j.energy.2009.05.021.
19. *Wang J., Yang Y., He W.* A research of the strategy of electric vehicle ordered charging based on the demand side response // Published in: 2015 6th International Conference on Power Electronics Systems and Applications (PESA). 2015. P. 1–5. DOI: 10.1109/PESA.2015.7398896.
20. *Wang J., Bloyd C.N., Huc Z., Tand Z.* Demand response in China // *Energy*. 2010. Vol. 35. Iss. 4. P. 1592–1597. DOI: 10.1016/j.energy.2009.06.020.