

Для цитирования: Дзюба А. П., Соловьёва И. А. Региональные аспекты ценозависимого управления затратами на электрическую мощность // Экономика региона. — 2020. — Т. 16, вып. 1. — С. 171-186

<https://doi.org/10.17059/2020-1-13>

УДК 338.53 + 332.1

JEL: L5, L9

А. П. Дзюба, И. А. Соловьёва

Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет)
(Челябинск, Российская Федерация; e-mail: dzyuba-a@yandex.ru).

РЕГИОНАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ ЦЕНОЗАВИСИМОГО УПРАВЛЕНИЯ ЗАТРАТАМИ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ МОЩНОСТЬ¹

Одним из перспективных направлений повышения энергетической эффективности в международной практике является управление спросом на электропотребление, которое реализуется посредством ценозависимого управления графиком собственного спроса потребителей на электрическую энергию. Учитывая значительную долю затрат на оплату электрической мощности в структуре энергозатрат крупных потребителей, авторы посвятили статью анализу потенциала внедрения ценозависимого управления затратами на оплату электрической мощности как инструмента управления спросом на электропотребление в регионах России. Информационной базой исследования послужили ценовые характеристики поставки электрической мощности, значения фактического почасового спроса на электропотребление и номера часов совмещенного суточного максимума электроэнергетической системы регионов России за период 2016–2018 гг. В работе использованы методы анализа и синтеза, методы математического и статистического анализа, метод построения карт позиционирования. Авторами построена карта оценки степени прогнозируемости часа суточного максимума электроэнергетической системы региона, от уровня которой зависит возможность использования ценозависимого управления в целом. Карта отражает соотношение разработанных индикаторов «интегральный показатель цикличности региональной энергосистемы» и «интегральный показатель максимума энергосистемы России». С использованием обобщающих характеристик «интегральный показатель прогнозируемости часа совмещенного максимума региональной энергосистемы» и «коэффициент цены электрической мощности» проведена группировка регионов России по степени целесообразности применения механизмов ценозависимого управления затратами на электропотребление по компоненту «стоимость электрической мощности». Основным результатом исследования является разработка новых инструментов оценки потенциала использования ценозависимого управления затратами на электрическую мощность, таких как «карта прогнозируемости» и региональная группировка. Разработан инструментальный подход оценки степени эффективности применения методов ценозависимого управления затратами на электрическую мощность потребителями электроэнергии в разрезе регионов России. Предложенный подход может быть использован при разработке федеральных и региональных программ комплексного управления спросом на потребление электрической энергии.

Ключевые слова: энергоэффективность, управление спросом, ценозависимое электропотребление, оптовый рынок электроэнергии, розничный рынок электроэнергии, стоимость электрической мощности, почасовое электропотребление, суточный максимум энергосистемы, энерготарифы, интегральный показатель цикличности региональной энергосистемы, интегральный показатель максимума энергосистемы, уровень прогнозируемости часа максимума, коэффициент цены электрической мощности

Введение

Одним из базовых направлений, определяющих развитие и внедрение современных технологических укладов, является совершенствование технологий энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Для боль-

шинства передовых стран мира, а также стран, не имеющих собственных запасов углеводородного сырья, энергосбережение является одним из базовых элементов политики стратегического социально-экономического развития [1]. Популяризация энергосбережения дала импульс совершенствованию средств и методов учета энергетических ресурсов, значительную часть которых занимает электрическая энергия [2, 3].

¹ © Дзюба А. П., Соловьёва И.А. Текст. 2020.

Среди основных направлений совершенствования учета электрической энергии можно выделить следующие:

а) повышение точности учета электрической энергии, возможность снятия различных физических параметров электропотребления современным прибором учета [4];

б) возможность снятия почасовых профилей нагрузки электропотребления объекта в разрезе различных интервалов и их длительного хранения в базе прибора учета [5, 6];

в) возможность мгновенной передачи на большие расстояния результатов измерений, выполненных приборами учета [7, 8];

д) возможность верификации, обработки и хранения больших массивов результатов измерений параметров электропотребления [9, 10];

е) возможность объединения приборов учета электроэнергии в единую автоматизированную систему, позволяющую выполнять сбор, анализ, хранение и передачу данных о параметрах консолидированных объектов электропотребления, таких как крупные промышленные предприятия или региональные энергосистемы [11, 12].

Постановка задачи

Совершенствование процесса учета электрической энергии во всем мире позволило вывести методы организации, управления и контроля в электроэнергетике на принципиально новый уровень. Одним из направлений повышения энергетической эффективности, связанным с модернизацией средств учета электрической энергии, является управление спросом на электропотребление (Demand side management), которое представляет собой инициативную форму экономического взаимодействия субъектов электроэнергетики с конечными потребителями электрической энергии, обеспечивающую взаимовыгодное экономически эффективное регулирование объемов и режимов электропотребления [13, 14]. Базовой платформой системы управления спросом, действующей в масштабах национальной экономики, является ценозависимое электропотребление — метод управления стоимостью покупаемой электрической энергии посредством регулирования собственных графиков спроса на электропотребление в зависимости от ценовых параметров их закупа.

Действующие в России механизмы оптового и розничного рынков электроэнергии позволяют промышленным предприятиям выполнять ценозависимое управление затратами на оплату электрической энергии [15], услуг по

передаче электроэнергии и стоимостью электрической мощности [16].

Методология исследования

Одним из наиболее эффективных компонентов с точки зрения ценозависимого управления спросом на электропотребление является стоимость электрической мощности, так как управление последней позволяет в наибольшей степени сократить затраты на энергоресурсы по сравнению с управлением другими компонентами затрат на электропотребление.

Электрическая мощность — компонент стоимости электроэнергии, отражающий оплату готовности электрических станций к выработке электрической энергии для покрытия величины спроса конкретного потребителя, действующего в энергосистеме.

Величина обязательств по оплате электрической мощности составляет порядка 25 % от общей стоимости электроэнергии и оплачивается всеми без исключения потребителями, действующими в электроэнергетической системе, и определяется по формуле (1) [17].

$$TM_{\text{мес}} = \frac{\Pi_{\text{мес}}^M \times V_{\text{мес}}^M}{W_{\text{мес}}}, \quad (1)$$

где $TM_{\text{мес}}$ — тариф на поставку электрической мощности в составе конечного тарифа на закупку электроэнергии потребителем электроэнергии, определяемый для каждого месяца поставки (руб/кВт·ч); $\Pi_{\text{мес}}^M$ — цена поставки электрической мощности в рамках зоны свободного перетока либо территории деятельности гарантирующего поставщика для каждого месяца поставки (руб/кВт·мес.); $V_{\text{мес}}^M$ — величина закупки электрической мощности потребителем за расчетный месяц (кВт·мес.); $W_{\text{мес}}$ — величина потребления электрической энергии потребителем в расчетный месяц (кВт·ч).

Примеры цен поставки электрической мощности на розничном рынке электроэнергии для некоторых регионов России представлены в таблице 1. Анализ демонстрирует существенную дифференциацию уровня цен на поставку электрической мощности. Для примера, в Ставропольском крае в июле 2017 г. стоимость мощности составила 855 766 руб/МВт в месяц, а в Республике Коми за данный период стоимость мощности была более чем в два раза меньше — 437 915 руб. за МВт [18].

Цены на поставку электрической мощности варьируются не только в региональном разрезе, но и внутри календарного года (рис. 1). Так, для Курганской области ценовые параметры электрической мощности находятся в диа-

Таблица 1

Пример цен поставки электрической мощности на розничном рынке электроэнергии для некоторых регионов России (июль 2018 г.)

Регион	Цена поставки, руб./МВт в месяц
Ставропольский край	855 766
Липецкая область	733 380
Республика Бурятия	720 695
Смоленская область	705 979
Пермский край	699 999
Тульская область	693 414
Московская область	692 841
Республика Татарстан	689 696
Республика Мари Эл	689 471
Волгоградская область	686 966
Красноярский край	545 127
Забайкальский край	542 862
Республика Коми	437 915
Республика Саха (Якутия)	59 930

пазоне от 503 726 руб./МВт в мес. до 811 224 руб./МВт в мес.

Потребители электроэнергии не имеют возможности влияния на цену поставки электрической мощности, но могут управлять величиной закупаемой электрической мощности и, следовательно, затратами на ее оплату.

Величина покупки электрической мощности $V_{мес}^M$ определяется на основе индивидуального почасового спроса на электропотребление каждого потребителя электроэнергии, действующего в регионе в часы совмещенного максимума региональной электроэнергетической

ской системы в рабочие дни в интервалах плановых часов пиковой нагрузки (2).

$$V_{мес}^M = \frac{\sum_{раб, m} W_{t_max_регион}^t}{n_{раб, m}}, \quad (2)$$

где $t = t_max_регион$,

где W^t — величина спроса на потребление электрической энергии потребителем электроэнергии в час t (кВт·ч); $t_max_регион$ — час совмещенного максимума потребления по субъекту Российской Федерации, в котором потребитель осуществляет покупку электроэнергии в час t рабочего дня месяца m (3) [19]; $n_{раб, m}$ — количество рабочих дней в месяце m .

$$t_max_регион \in T_пик_CO, \quad (3)$$

где $T_пик_CO$ — интервалы плановых часов пиковой нагрузки, утверждаемые Системным оператором ЕЭС России [20].

Пример формирования $V_{мес}^M$ для потребителя электроэнергии представлен на рисунке 2. Видно, что величина покупки электрической мощности имеет высокую зависимость от номера часа совмещенного максимума электроэнергетической системы, и в случае кратковременного снижения параметров спроса в периоды формирования совмещенного максимума электроэнергетической системы может быть снижена, что позволяет сократить объем обязательств по оплате электрической мощности и в натуральном, и в стоимостном выражении.

Разработанная авторами модель ценозависимого управления электропотреблением по

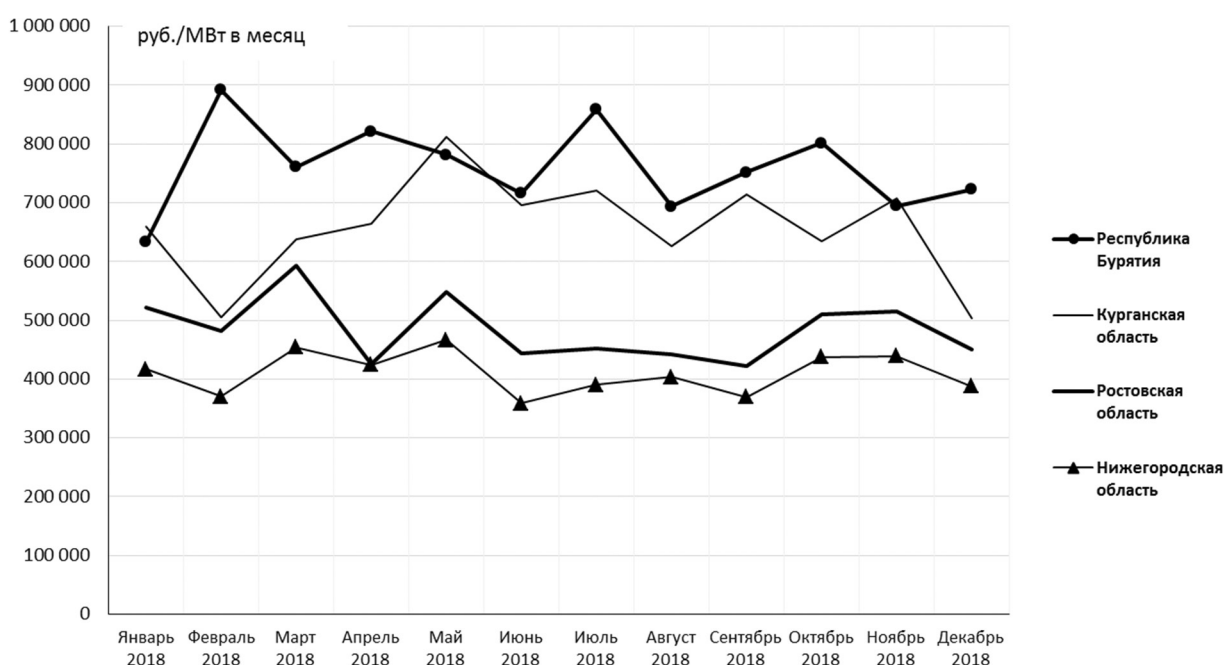


Рис. 1. Пример цен поставки электрической мощности для некоторых регионов России в разрезе календарного года

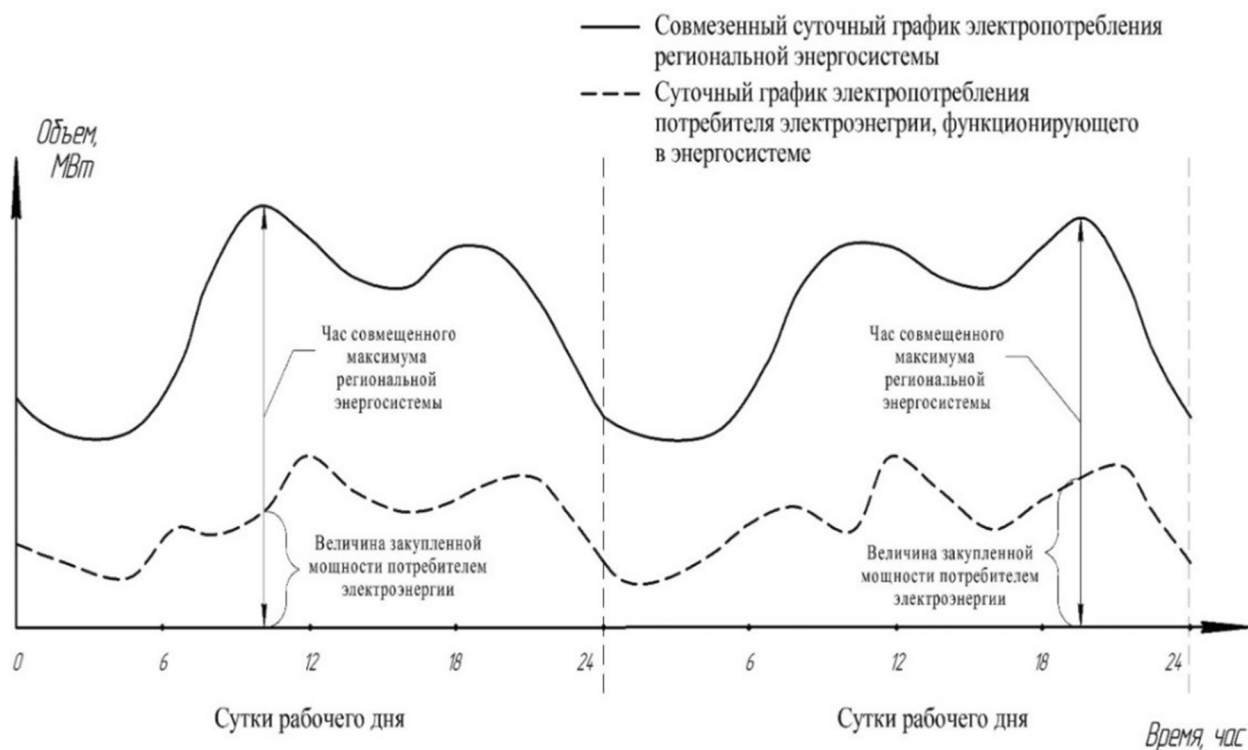


Рис. 2. Пример формирования величины закупки электрической мощности для потребителя электроэнергии

критерию стоимости электрической мощности представлена на рисунке 3. Модель состоит из последовательно реализуемых блоков. Для различных периодов управления — сутки, неделя, месяц, квартал, год — производится прогноз почасового электропотребления конкретным потребителем электроэнергии. Для этих же периодов прогнозируются часы совмещенного максимума региональной энергосистемы, в которой осуществляется закуп электроэнергии. Далее на основе сопоставления параметров почасового спроса на электропотребление и часов совмещенного максимума определяется величина закупаемой мощности и общая сумма затрат на ее оплату. Следующим этапом анализируются возможные сценарии корректировки графиков процессов производства в периоды максимума региональной энергосистемы с целью минимизации затрат, выбирается наиболее приемлемый вариант и рассчитывается экономический эффект от внедрения организационных изменений.

Ключевым элементом представленной модели является блок прогноза номера часа совмещенного максимума региональной энергосистемы, в рамках которого осуществляется определение величины обязательств по оплате электрической мощности [21]. Пример номеров часов совмещенного максимума региональной энергосистемы Пензенской области и Приморского края за 12 месяцев 2016 г. представлен на рисунке 4.

Для каждого региона часы совмещенного максимума энергосистемы в течение календарного года индивидуальны и существенно варьируются. Волатильность номеров часов совмещенного максимума региональной энергосистемы в рамках календарного года связана с рядом факторов:

- продолжительность светового дня [22];
- интенсивность использования осветительной нагрузки [23];
- использование электрической нагрузки на отопительные нужды [24];
- структура регионального электропотребления по сезонам [25];
- сезонность работы региональных отраслевых потребителей электроэнергии [26];
- производственная программа промышленности.

Региональная же дифференциация номеров часов совмещенного максимума региональных электроэнергетических систем обусловлена следующим:

- различие часовых поясов в регионах России;
- структура потребителей электроэнергии в региональных энергосистемах (население, промышленность и др.);
- технологические особенности работы электропотребляющих производств в регионе [27];
- различие в сменности работы крупных потребителей электроэнергии [28].

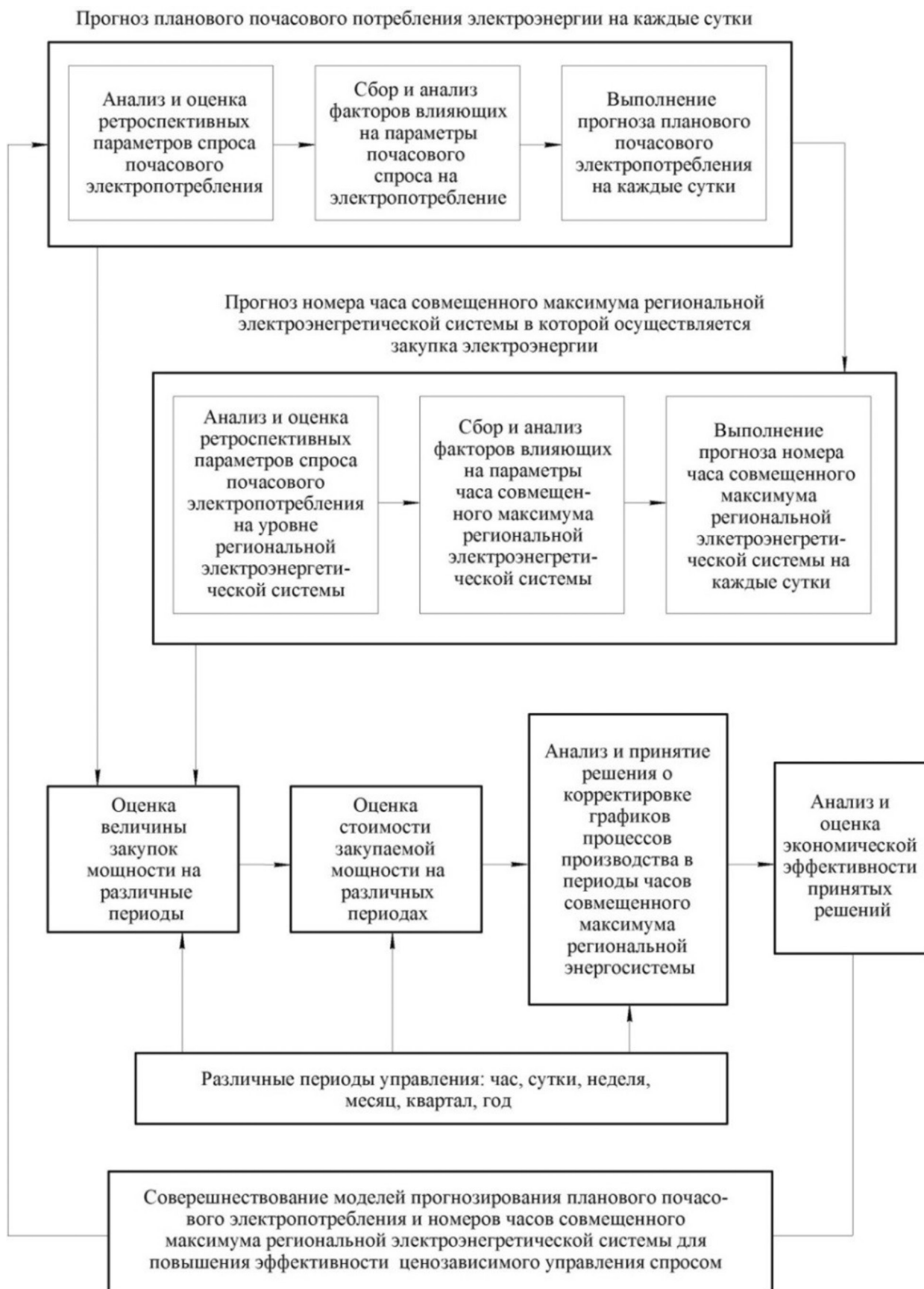


Рис. 3. Модель ценозависимого управления электропотреблением по критерию стоимости электрической мощности

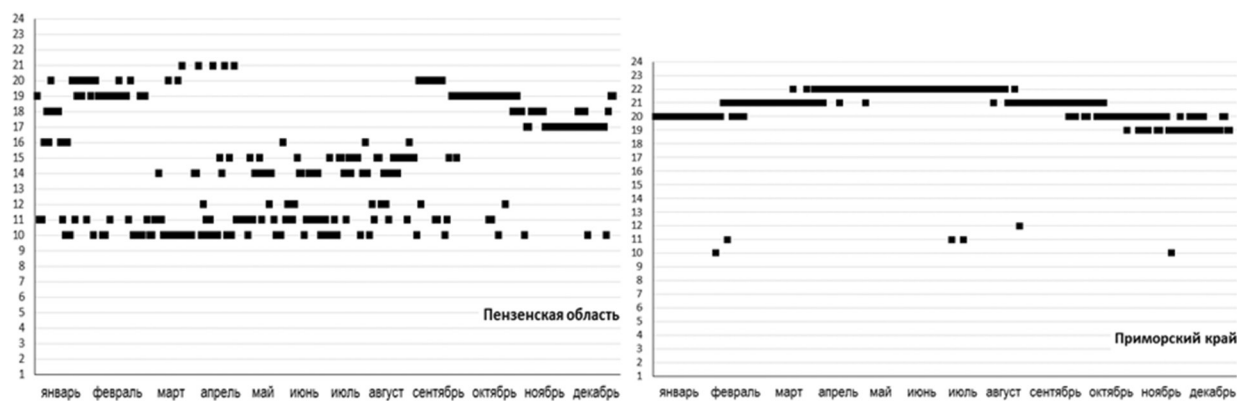


Рис. 4. Пример часов максимума региональной энергосистемы Пензенской области и Приморского края за 12 месяцев 2018 г.

Таким образом, модель прогнозирования номера часа суточного максимума региональной энергосистемы должна учитывать индивидуальные особенности каждого региона. Анализ статистики номеров часов совмещенного максимума во всех регионах России за период 2014–2018 гг. позволил констатировать некоторую цикличность, характеристики которой, однако, индивидуальны в региональном разрезе.

Параметры характера изменения часов совмещенного максимума определяют степень прогнозируемости таких часов и, следовательно, обуславливают возможность снижения затрат на покупку электрической мощности в процессе ценозависимого управления электропотреблением для конкретного потребителя.

Для оценки возможностей прогнозирования номера часа суточного максимума энергосистемы в регионах России нами было проведено исследование характера изменения часов совмещенного максимума региональных энергосистем:

а) степени цикличности изменения номеров часов совмещенного суточного максимума региональной электроэнергетической системы, отражающей повторяемость часов максимума в аналогичные сезоны календарного года;

б) степени волатильности часов совмещенного максимума региональной электроэнергетической системы, отражающей разброс часов совмещенного максимума в рамках отдельных периодов прогнозирования.

Интегральный показатель цикличности региональной энергосистемы

Степень цикличности изменения номеров часов совмещенного суточного максимума региональной электроэнергетической системы была оценена на основе предложенного авторами показателя «интегральный показатель

цикличности региональной энергосистемы» (4).

$$И_{цикл}^{регион} = \frac{\sum_{i=1}^n |N_{max}^{сут_X} - N_{max}^{сут_X-1}|}{n}, \quad (4)$$

где $N_{max}^{сут_X}$ — номер часа совмещенного максимума региональной электроэнергетической системы в сутки календарного года; $N_{max}^{сут_X-1}$ — номер часа совмещенного максимума региональной электроэнергетической системы в сутки календарного года, предшествующие суткам, к которым относится номер часа $N_{max}^{сут_X}$; n — количество календарных дней в году в рамках которого выполняется анализ (365 либо 366).

Интегральный показатель цикличности региональной энергосистемы отражает степень повторяемости изменения номеров часов совмещенного суточного максимума региональной энергосистемы между аналогичными периодами в рамках календарного года и рассчитывается на основе сравнения номеров часов суточных максимумов среди эквивалентных периодов нескольких лет. Чем выше величина показателя, тем ниже степень цикличности в рамках исследуемого периода и, как следствие, ниже уровень прогнозируемости номера часа максимума региональной энергосистемы.

На рисунке 5 представлены значения интегральных показателей цикличности региональной энергосистемы для регионов России за 2018 г. Так, например, для Республики Дагестан показатель цикличности за 2018 г. составляет 0,253, что свидетельствует о высокой степени совпадений номеров часа суточного максимума энергосистемы в аналогичные периоды различных лет и позволяет с высокой степенью точности выполнять прогноз номера часа совмещенного суточного максимума региональной энергосистемы в будущем. В Новосибирской области значение интегрального показателя цикличности составляет 4,277,

что соответствует низкой степени совпадений номеров часа суточного максимума энергосистемы по временным периодам и существенно снижает возможность выполнения качественных прогнозов часа совмещенного суточного максимума региональной энергосистемы.

По результатам расчета интегрального показателя цикличности региональной энергосистемы все регионы России были разделены нами на 3 группы. Первая группа — регионы с низким значением интегрального показателя цикличности региональной энергосистемы. У регионов данной группы степень прогнозируемости номера часа совмещенного суточного максимума региональной энергосистемы высокая, что обеспечивает эффективность управления спросом по компоненту электрической мощности. Вторая группа — регионы со средним значением интегрального показателя цикличности региональной энергосистемы. В рамках данной группы степень прогнозируемости номера часа совмещенного суточного максимума региональной энергосистемы средняя и управление спросом по компоненту электрической мощности потенциально менее эффективно, чем в регионах первой группы.

Третья группа — регионы с высоким значением интегрального показателя цикличности, что соответствует низкой степени прогнозируемости номера часа суточного максимума региональной энергосистемы и низкой эффективности управления спросом на электропотребление по компоненту «электрическая мощность».

Интегральный показатель максимума энергосистемы

Степень волатильности часов совмещенного максимума региональной электроэнергетической системы, отражающая разброс номеров часов совмещенного максимума в рамках отдельных периодов календарного года, нами предложено рассчитывать посредством авторского показателя «интегральный показатель максимума энергосистемы» (5).

$$I_{\max}^{\text{регион}} = \frac{\sum_1^{12} \overline{d_{\text{мес}}^{\text{рег}}}}{12}, \quad (5)$$

где $\overline{d_{\text{мес}}^{\text{рег}}}$ — величина среднего линейного отклонения номеров часов совмещенного максимума региональной энергосистемы в рамках календарного месяца.

Интегральный показатель максимума энергосистемы представляет собой среднее значение среднего линейного отклонения номеров часов суточного максимума региональной

электроэнергетической системы за каждый календарный месяц в разрезе календарного года. Чем выше величина интегрального показателя максимума энергосистемы, тем выше волатильность часов максимума электроэнергетической системы региона и ниже степень его прогнозируемости.

Расчет интегральных показателей максимума энергосистемы за 2018 г., выполненный для регионов России, входящих в ценовые и неценовые зоны оптового рынка электроэнергии, позволил разделить все регионы на 3 группы, отличающиеся уровнем самого показателя и степенью прогнозируемости часов максимума региональной энергосистемы.

Карта прогнозируемости номера часа суточного максимума энергосистемы в регионах России

Таким образом, оба разработанных показателя — интегральный показатель цикличности региональной энергосистемы и интегральный показатель максимума энергосистемы — отражают уровень прогнозируемости номера часа совмещенного суточного максимума региональной электроэнергетической системы. Соотношение проанализированных показателей для регионов России наглядно представлено на карте прогнозируемости номера часа суточного максимума энергосистемы (рис. 6).

По оси абсцисс регионы России расположены по значению интегрального показателя максимума энергосистемы, по оси ординат — по значению интегрального показателя цикличности. Визуальное представление регионов России по значениям двух предложенных нами показателей позволило провести их дифференциацию на три группы по уровню прогнозируемости номера часа совмещенного максимума региональной энергосистемы.

В группу 1 выделены регионы с низкими значениями интегральных показателей цикличности и максимума энергосистемы. Регионы данной группы характеризуются высокой степенью прогнозируемости часов максимума региональной электроэнергетической системы, что позволяет качественно снижать затраты на закупку электроэнергии посредством ценозависимого управления спросом по показателю стоимости электрической мощности.

В группу 2 выделены регионы со средними значениями показателей цикличности и максимума энергосистемы. Средний уровень прогнозируемости часов совмещенного максимума региональной электроэнергетической системы позволяет с относительно меньшей

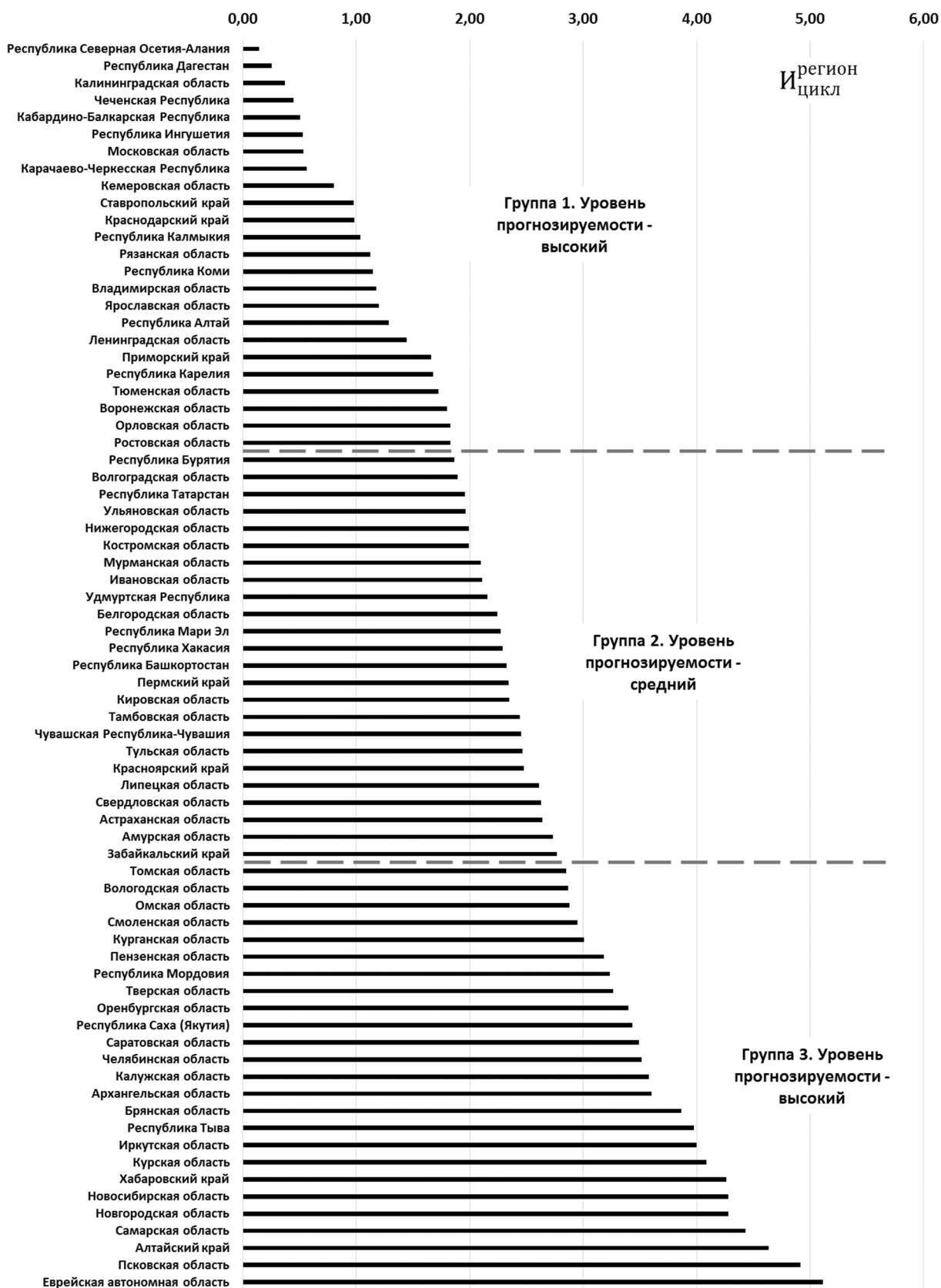


Рис. 5. Значения интегральных показателей цикличности региональной энергосистемы для регионов России за 2018 г.

эффективностью снижать затраты на закупку электроэнергии посредством ценозависимого управления спросом по показателю стоимости электрической мощности.

В группу 3 выделены регионы со сравнительно высоким значением как интегрального показателя цикличности, так и интегрального показателя максимума энергосистемы.

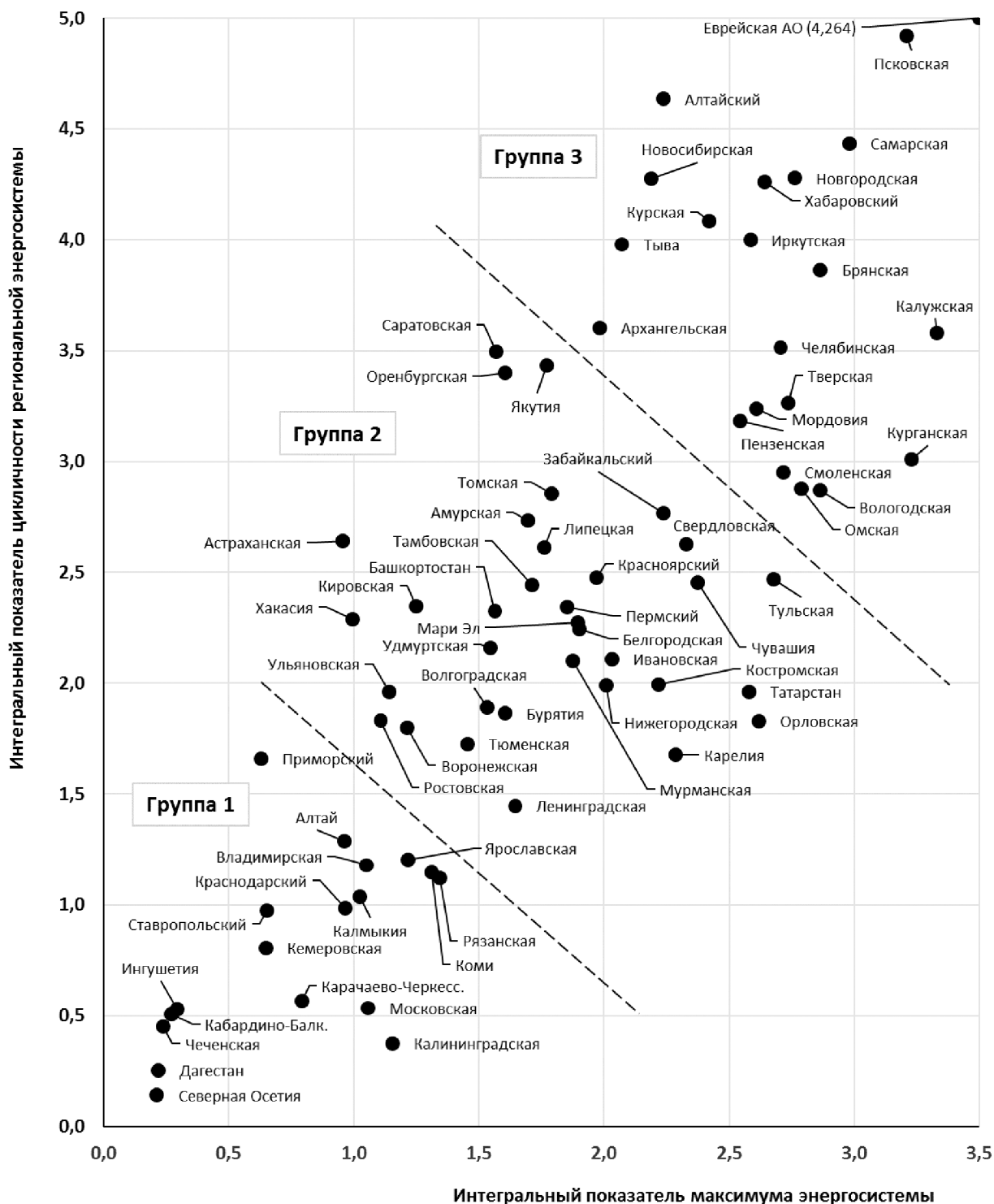


Рис. 6. Карта прогнозируемости номера часа суточного максимума энергосистемы в регионах России

Регионы данной группы характеризуются относительно низким уровнем прогнозируемости часа максимума региональной энергосистемы, что снижает вероятность эффективного ценозависимого электропотребления по показателю электрической мощности.

Интегральный показатель прогнозируемости номера часа совмещенного максимума региональной энергосистемы

Разработанные показатели «интегральный показатель цикличности региональной энергосистемы» и «интегральный показатель максимума энергосистемы» отражают степень прогнозируемости совмещенного часа суточ-

ного максимума региональной электроэнергетической системы и могут быть объединены в обобщающий показатель — «интегральный показатель прогнозируемости номера часа совмещенного максимума региональной энергосистемы» — который мы предлагаем рассчитывать по формуле (6).

$$I_{\text{прогн_час}}^{\text{регион}} = I_{\text{цикл}}^{\text{регион } i} \times I_{\text{max}}^{\text{регион } i}, \quad (6)$$

где $I_{\text{цикл}}^{\text{регион } i}$ — значение интегрального показателя цикличности региональной энергосистемы регионов России; $I_{\text{max}}^{\text{регион } i}$ — значение интегрального показателя максимума энергосистемы регионов России.

Разработанный интегральный показатель прогнозируемости номера часа совмещенного максимума региональной энергосистемы может быть использован при оценке и совершенствовании методов и моделей ценозависимого электропотребления и корректировки программ управления спросом на потребление электроэнергии на различных уровнях.

Коэффициент цены электрической мощности

Помимо показателя прогнозируемости номера часа совмещенного максимума энергосистемы, на эффективность ценозависимого управления затратами на оплату электрической мощности влияет цена поставки мощности, которая, как было выяснено ранее, существенно варьируется в региональном разрезе.

Цены на мощность подлежат ежемесячному изменению, при этом соотношения стоимости мощности по регионам остаются практически неизменными. В связи с этим целесообразно сравнивать цены на мощность по регионам с помощью относительного показателя коэффициента цены электрической мощности (7).

$$K_{\text{мес}}^{\text{M регион } i} = \frac{\overline{\Pi_{\text{мес}}^{\text{M регион } i}}}{\overline{\Pi_{\text{мес}}^{\text{M регион}}}}, \quad (7)$$

где $\overline{\Pi_{\text{мес}}^{\text{M регион } i}}$ — среднегодовая величина тарифа на поставку мощности в регионе i ; $\overline{\Pi_{\text{мес}}^{\text{M регион}}}$ — среднегодовая величины тарифа на поставку мощности в России.

Результаты расчета показателей «интегральный показатель прогнозируемости номера часа совмещенного максимума региональной энергосистемы» и «коэффициент цены электрической мощности» для регионов России и их группировка представлены в таблице 2.

В рамках групп 1, 2 и 3 регионы распределены по значению интегрального показателя прогнозируемости номера часа совмещенного максимума региональной энергосистемы с выделением подгрупп в соответствии со значением показателя «коэффициент цены электрической мощности». В группах, где коэффициент цены электрической мощности выше единицы, цены на закуп электрической мощности выше среднероссийского уровня, и наоборот. Проведенная классификация регионов России по показателям не только уровня прогнозируемости, но и уровня стоимости поставки электрической мощности позволяет выделить региональные группы с наибольшей потенциальной эффективностью ценозависимого управления затратами на электропотребление по компоненту «электрическая мощность», что может быть использовано на практике при разработке и совершенствовании региональных программ повышения энергетической эффективности.

Практические рекомендации

Используя группировку регионов по показателям уровня прогнозируемости и стоимости электрической мощности, можно сформировать ряд практических рекомендаций.

Для потребителей электроэнергии, входящих в региональную группу 1, прогноз номера часа суточного максимума региональной энергосистемы может быть осуществлен наиболее точно, что позволяет снизить риск ошибки при корректировке собственного графика нагрузки. При этом для потребителей, входящих в подгруппу 1.1, потенциальный эффект от ценозависимого управления спросом на электропотребление по компоненту «электрическая мощность» выше, чем в регионах подгруппы 1.2. В целом, регионы первой группы являются наиболее перспективными с точки зрения эффективности внедрения механизмов ценозависимого электропотребления и могут быть рекомендованы в качестве пилотных регионов при реализации государственных программ в этой сфере.

Для потребителей электроэнергии, входящих в региональную группу 2, значение интегрального показателя прогнозируемости «номера часа совмещенного максимума региональной энергосистемы» ниже, чем для потребителей регионов первой группы, что свидетельствует о снижении вероятности точного прогноза номера часа суточного максимума региональной энергосистемы. Однако высокий уровень коэффициента цены элек-

Таблица 2

Результаты расчета интегрального показателя максимума энергосистемы и коэффициента цены электрической мощности в регионах России

№ пп	Группа	Регионы России	$I_{\text{цикл}}^i$	I_{max}^i	$I_{\text{прогн. час}}^i$	$K_{\text{мес}}^i$	
1	Группа 1	Ставропольский край	0,976	0,653	0,638	1,302	
2		Ростовская область	1,832	1,107	2,028	1,156	
3		Ленинградская область	1,446	1,645	2,380	1,131	
4		Республика Калмыкия	1,039	1,024	1,064	1,081	
5		Краснодарский край	0,986	0,966	0,953	1,078	
6		Рязанская область	1,123	1,343	1,509	1,077	
7		Ярославская область	1,202	1,216	1,462	1,061	
8		Тюменская область	1,727	1,453	2,510	1,050	
9		Воронежская область	1,798	1,214	2,183	1,049	
10		Республика Алтай	1,289	0,962	1,239	1,046	
11		Владимирская область	1,179	1,051	1,239	1,040	
12		Московская область	0,535	1,056	0,565	1,037	
13		Ульяновская область	1,962	1,142	2,241	1,032	
14		Кемеровская область	0,806	0,648	0,522	1,030	
15		Подгруппа 1.2	Республика Хакасия	2,288	0,996	2,279	0,987
16			Приморский край	1,660	0,628	1,043	0,925
17			Калининградская область	0,374	1,156	0,432	0,856
18			Республика Северная Осетия	0,142	0,214	0,030	0,791
19			Республика Дагестан	0,253	0,217	0,055	0,715
20			Республика Ингушетия	0,530	0,295	0,156	0,691
21			Карачаево-Черкесская Республика	0,565	0,792	0,448	0,643
22			Чеченская Республика	0,450	0,239	0,108	0,604
23			Республика Коми	1,147	1,312	1,505	0,601
24			Кабардино-Балкарская Республика	0,509	0,272	0,139	0,577
25	Группа 2	Республика Бурятия	1,864	1,605	2,992	1,388	
26		Томская область	2,854	1,791	5,110	1,113	
27		Липецкая область	2,612	1,760	4,598	1,106	
28		Чувашская Республика — Чувашия	2,455	2,373	5,827	1,097	
29		Ивановская область	2,110	2,031	4,284	1,090	
30		Орловская область	1,829	2,619	4,791	1,082	
31		Республика Башкортостан	2,324	1,564	3,634	1,077	
32		Тамбовская область	2,442	1,711	4,179	1,063	
33		Республика Карелия	1,676	2,286	3,830	1,059	
34		Оренбургская область	3,401	1,604	5,456	1,058	
35		Пермский край	2,343	1,851	4,337	1,055	
36		Подгруппа 2.1	Астраханская область	2,643	0,955	2,525	1,052
37			Белгородская область	2,245	1,901	4,268	1,045
38			Мурманская область	2,101	1,876	3,942	1,045
39			Костромская область	1,993	2,219	4,422	1,042
40			Нижегородская область	1,990	2,009	3,998	1,041
41			Удмуртская Республика	2,158	1,547	3,338	1,038
42			Кировская область	2,347	1,247	2,928	1,037
43			Республика Татарстан	1,960	2,579	5,055	1,037
44			Республика Мари Эл	2,274	1,894	4,306	1,036
45			Волгоградская область	1,892	1,532	2,898	1,030
46		Саратовская область	3,494	1,567	5,476	1,030	
47	Подгруппа 2.2.	Красноярский край	2,475	1,971	4,878	0,999	
48		Амурская область	2,733	1,697	4,638	0,907	

№ пп	Группа	Регионы России	И _{цикл} ^{регион i}	И _{пак} ^{регион i}	И _{прогн_час} ^{регион}	К _{мес} ^{М регион i}	
49	Группа 3	Курганская область	3,008	3,227	9,708	1,413	
50		Вологодская область	2,871	2,862	8,217	1,207	
51		Забайкальский край	2,767	2,236	6,186	1,176	
52		Новосибирская область	4,277	2,188	9,359	1,104	
53		Свердловская область	2,628	2,329	6,120	1,075	
54		Тульская область	2,469	2,677	6,609	1,070	
55		Челябинская область	3,514	2,705	9,505	1,068	
56		Алтайский край	4,635	2,239	10,375	1,063	
57		Смоленская область	2,952	2,716	8,016	1,061	
58		Новгородская область	4,278	2,763	11,821	1,059	
59		Псковская область	4,918	3,208	15,775	1,056	
60		Калужская область	3,580	3,330	11,922	1,053	
61		Тверская область	3,263	2,736	8,927	1,045	
62		Брянская область	3,863	2,864	11,065	1,040	
63		Курская область	4,086	2,419	9,884	1,039	
64		Пензенская область	3,182	2,544	8,095	1,033	
65		Самарская область	4,434	2,980	13,213	1,032	
66		Республика Мордовия	3,237	2,609	8,446	1,032	
67		Подгруппа 3.2	Иркутская область	3,998	2,585	10,334	0,987
68			Омская область	2,879	2,789	8,029	0,978
69	Еврейская автономная область		4,104	4,264	17,500	0,898	
70	Архангельская область		3,602	1,983	7,141	0,858	
71	Хабаровский край		4,262	2,641	11,258	0,846	
72	Республика Саха (Якутия)		3,434	1,772	6,085	0,600	
73	Республика Тыва		3,979	2,072	8,244	0,528	

Таблица 3

Диапазон потенциального эффекта от применения механизмов ценозависимого управления затратами

Группа	Подгруппа	Вероятность точности прогноза (%)	Процент снижения затрат на электропотребление для предприятий региона (%)
Группа 1	Подгруппа 1.1	90–95	5–20
	Подгруппа 1.2		5–15
Группа 2	Подгруппа 2.1	70–89	540–850
	Подгруппа 2.2		330–540
Группа 3	Подгруппа 3.1	50–69	540–850
	Подгруппа 3.2		330–540

трической мощности подтверждает целесообразность применения механизмов ценозависимого электропотребления в регионах данной группы с целью сокращения затрат конечных потребителей на оплату электрической мощности и повышения энергетической эффективности. В связи с этим потребителям электроэнергии, функционирующим в регионах группы 2, целесообразно использовать механизм ценозависимого электропотребления, уделяя особое внимание вопросу прогнозирования часа максимума региональной энергосистемы.

Для потребителей, осуществляющих свою деятельность в регионах третьей группы, применение ценозависимого управления затратами

на оплату электрической мощности сопряжено с повышенными рисками обеспечения точности прогноза часа максимума энергосистемы и может быть рекомендовано только при тщательной оценке целесообразности принимаемых в области управления спросом решений и приемлемого уровня потенциальных потерь в случае возникновения ошибок прогнозирования.

В таблице 3 представлены ориентировочная точность прогноза часа максимума региональной энергосистемы и диапазон потенциального эффекта от применения механизмов ценозависимого управления затратами по компоненту «электрическая мощность» в разрезе выделенных групп регионов.

Выводы

Механизм определения обязательств по оплате стоимости электрической мощности на оптовом и розничном рынках электроэнергии России позволяет потребителям, управляя собственным спросом, сокращать затраты по этому компоненту стоимости электроэнергии посредством ценозависимого электропотребления.

Учитывая значительную долю затрат на оплату электрической мощности в структуре тарифов на электропотребление, ценозависимое управление этим компонентом затрат особенно актуально.

Эффективность ценозависимого управления затратами на оплату электрической мощности во многом определяется уровнем прогнозируемости часа совмещенного максимума региональных энергосистем.

Использование разработанных авторами показателей «интегральный показатель цикличности региональной энергосистемы», и «интегральный показатель максимума энергосистемы» позволило провести анализ цикличности (повторяемости) часов максимума региональных энергосистем при сопоставлении аналогичных временных периодов и уровня волатильности (стабильности) значения часов максимума региональных энергосистем для всех регионов России и оценить степень прогнозируемости данных часов как основы ценозависимого электропотребления. Построение рейтинга регионов по значению проанализированных показателей и их разделение на группы по уровню прогнозируемости

(карта прогнозируемости) и, следовательно, степени целесообразности применения в регионе механизмов ценозависимого электропотребления может быть использовано при разработке и корректировке программ управления спросом на региональном и государственном уровне.

Для комплексной оценки целесообразности применения в регионе механизмов ценозависимого электропотребления по компоненту «стоимость электрической мощности» оценка уровня прогнозируемости часов совмещенного максимума региональных энергосистем была дополнена анализом уровня цен на поставляемую мощность в регионе через расчет относительного показателя «коэффициент цены электрической мощности». Это позволило провести более детальную группировку регионов по уровню потенциальной эффективности применения ценозависимого управления затратами на мощность посредством сопоставления интегрального коэффициента прогнозируемости часа максимума региональной энергосистемы и коэффициента цены электрической мощности.

Таким образом, результаты проведенного исследования могут использоваться на государственном и региональном уровне при разработке и совершенствовании программ управления спросом на электропотребление и повышения энергетической эффективности и отечественными предприятиями при управлении затратами на оплату электрической мощности с целью сокращения общих расходов на электропотребление.

Благодарность

Статья выполнена при поддержке Правительства РФ (Постановление № 211 от 16.03.2013г.), соглашение № 02. А03.21.0011.

Список источников

1. Thonipara A., Runst P., Ochsner C., Bizer K. Energy efficiency of residential buildings in the European Union — An exploratory analysis of cross-country consumption patterns // *Energy Policy*. — 2019. — Vol. 129. — P. 1156–1167. — DOI: 10.1016/j.enpol.2019.03.003.
2. Ramírez-Mendiola J.L., Grünewald P., Eyre N. The diversity of residential electricity demand — A comparative analysis of metered and simulated data // *Energy and Buildings*. — 2017. — Vol. 151. — P. 121–131. — DOI: 10.1016/j.enbuild.2017.06.006.
3. Grigoras G. Impact of smart meter implementation on saving electricity in distribution networks in Romania // *Application of Smart Grid Technologies. Case Studies in Saving Electricity in Different Parts of the World*. — 2018. — P. 313–346. — DOI: 10.1016/B978-0-12-803128-5.00009-X.
4. Van Aubel P., Poll E. Smart metering in the Netherlands: What, how, and why // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. — 2019. — Vol. 109. — P. 719–725. — DOI: doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.01.001.
5. Gilbert B., Graff Zivin J. Dynamic salience with intermittent billing: Evidence from smart electricity meters // *Journal of Economic Behavior & Organization*. — 2014. — Vol. 107. — P. A. — P. 176–190. — DOI: 10.1016/j.jebo.2014.03.011.
6. Yildiz B., Bilbao J.I., Dore J., Sproul A.B. Recent advances in the analysis of residential electricity consumption and applications of smart meter data // *Applied Energy*. — 2017. — Vol. 208. — P. 402–427. — DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.10.014.
7. Abate F., Carratù M., Liguori C., Paciello V. A low cost smart power meter for IoT // *Measurement*. — 2019. — Vol. 136. — P. 59–66. — DOI: 10.1016/j.measurement.2018.12.069.

8. Liu L. IoT and A Sustainable City // *Energy Procedia*. — 2018. — Vol. 153. — P. 342–346. — DOI: 10.1016/j.egypro.2018.10.080.
9. Chou D., Chang C.-S., Hsu Y.-Z. Investigation and analysis of power consumption in convenience stores in Taiwan // *Energy and Buildings*. — 2016. — Vol. 133. — P. 670–687. — URL: 10.1016/j.enbuild.2016.10.010.
10. Giuliano R., Mazzenga F., Petracca M. Power Consumption Analysis and Dimensioning of UMTS-LTE with Relays // *Procedia Computer Science*. — 2014. — Vol. 40. — P. 74–83. — URL: 10.1016/j.procs.2014.10.033.
11. Arora S., Taylor J. W. Forecasting electricity smart meter data using conditional kernel density estimation // *Omega*. — 2016. — Vol. 59. — P. A. — P. 47–59 [Электронный ресурс]. URL: 10.1016/j.omega.2014.08.008.
12. A Review of Smart Metering for Future Chinese Grids / Wang, Y., Qiu, H., Tu, Y., Liu, Q., Ding, Y. & Wang, W. // *Energy Procedia*. — 2018. — Vol. 152. — P. 1194–1199. — DOI: 10.1016/j.egypro.2018.09.158.
13. Wang J., Bloyd C. N., Hu Z., Tan Z. Demand response in China // *Energy*. — 2010. — Vol. 35, iss. 4. — P. 1592–1597. — DOI: 10.1016/j.energy.2009.06.020.
14. 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.
15. Дзюба А. П., Соловьёва И. А. Особенности управления спросом на энергоресурсы в России // *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*. — 2018. — № 11. — С. 58–66.
16. Кобец Б. Б., Волкова И. О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMART GRID. — М. : ИАЦ Энергия, 2010. — 208 с.
17. Гительман Л. Д., Ратников Б. Е., Кожевников М. В. Управление спросом на электроэнергию. Адаптация зарубежного опыта в России // *Эффективное антикризисное управление*. — 2013. — № 1(176). — С. 84–89.
18. Неуймин В. М. Выбор направления технического перевооружения газомазутных блоков мощностью 300МВт ТЭС стран восточно-европейского региона // *Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ*. — 2015. — № 2. — С. 60–72.
19. Куликов А. Л., Осокин В. Л., Папков Б. В. Проблемы и особенности распределенной электроэнергетики // *Вестник НГИЭИ*. — 2018. — № 11. — С. 123–136.
20. Мусаев Р. А., Черныш Ю. В. Итоги реформирования и перспективы развития российской электроэнергетики // *Региональная экономика. Теория и практика*. — 2014. — № 29. — С. 11–17.
21. Радаман Н. В., Александров О. И., Свицкий Д. Н. Оптимизация режимов электропотребления энергоёмкого машиностроительного производства // *Вестник Витебского государственного технологического университета*. — 2014. — № 1. — С. 89–96.
22. Копытов Ю. В. Оптимизация режимов электропотребления — резерв экономии топливно-энергетических ресурсов // *Повышение надежности и качества электро- и теплоснабжения г. Москвы*. — М. : МДТН, 1983. — С. 116–121.
23. Брайтенбах К. Х. Выравнивание графиков нагрузки электроэнергетических систем управляемыми системами аккумуляционного электротеплоснабжения : автореф. дис. ... канд. техн. наук. — Л., 1981. — 16 с.
24. Догадайло В. А., Колегов С. А. Количественная оценка влияния заглубления здания на повышение энергоэффективности и сокращение затрат на отопление и электроснабжение // *Инновации и инвестиции*. — 2013. — № 8. — С. 119–125.
25. Килинкарлова С. Г., Гладкова Н. В. Анализ структуры потребления электроэнергии в регионах интенсивного развития // *Известия Уральского государственного экономического университета*. — 2014. — № 1. — С. 55–61.
26. Дмитриева Ю. П. Моделирование временного ряда потребления электроэнергии в регионе // *Механизмы обеспечения устойчивого развития российской экономики*. — 2013. — № 1. — С. 66–74.
27. Нестеренко А. А. Статистическая оценка тенденций потребления электроэнергии в разрезе региона // *Инфраструктурные отрасли экономики. Проблемы и перспективы развития*. — 2015. — № 11. — С. 140–144.
28. Соседова А. Н., Самков Т. Л. Методы прогнозирования энерго мощностей в региональном аспекте // *Достижения вузовской науки*. — 2015. — № 16. — С. 163–166.

Информация об авторах

Дзюба Анатолий Петрович — кандидат экономических наук, старший научный сотрудник кафедры «Финансовые технологии», Высшая школа экономики и управления, Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет); Scopus Author ID: 57190407660; ORCID: 0000-0001-6319-1316; ResearcherID AAF-5350-2019; (Российская Федерация, 454080, г. Челябинск, пр-т Ленина, 76, ауд. 310; e-mail: dzyuba-a@yandex.ru).

Соловьёва Ирина Александровна — доктор экономических наук, профессор кафедры «Финансовые технологии», Высшая школа экономики и управления, Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет); Scopus Author ID: 57191536038; ORCID: 0000-0001-6730-0356; ResearcherID U-7391-2018; (Российская Федерация, 454080, г. Челябинск, пр-т Ленина, 76, ауд. 310; e-mail: solovevaia@susu.ru).

For citation: Dzyuba, A. P. & Solovyova, I. A. (2020). Regional Aspects of Price-Dependent Management of Expenditures on Electric Power. *Ekonomika regiona [Economy of region]*, 16(1), 171-186

A. P. Dzyuba, I. A. Solovyova

South Ural State University (National Research University) (Chelyabinsk, Russian Federation; e-mail: dzyuba-a@yandex.ru)

Regional Aspects of Price-Dependent Management of Expenditures on Electric Power

One of the promising areas of increasing energy efficiency used in international practice is the demand-side management (DSM). It is implemented through price-dependent management of the schedule of consumers' demand for electric energy. Considering significant share of expenditures on electric power in the structure of the large consumers' energy consumption, we analysed the potential for introducing price-dependent management of expenditures on electric power as a tool for managing demand for electricity in the Russian regions. The study's information base were price characteristics of the supply of electric power, the actual hourly demand for electricity consumption, and the number of hours of the combined daily maximum of the Russian regions' electric power system for the period from 2016 to 2018. We applied the following methods: analysis and synthesis, mathematical and statistical analysis, method of constructing positioning maps. We developed a map for assessing the predictability of the hour of the daily maximum of a regional electric power system, the level of which determines the possibility of using price-dependent management in general. The map demonstrates the ratio of the developed indicators "Integral indicator of the cyclical nature of the regional energy system" and "Integral indicator of the energy system's maximum in Russia". Additionally, we used the unifying characteristics "Integrated indicator of the predictability of the hour of a regional energy system's combined maximum" and "the coefficient of the price of electric power". That allowed us to group the Russian regions in accordance with the degree of appropriateness of using price-dependent mechanisms for managing energy expenditures by the component "cost of electric power". The study's main result is the development of new tools for assessing the potential of using price-dependent management of expenditures on electric power, such as a "predictability map" and a regional grouping. We elaborated a set of methods for assessing the degree of potential efficiency in the use of price-dependent management of expenditures on electric power by electricity consumers in the Russian regions. The proposed approach can be used for developing federal and regional programs for the integrated demand-side management for electricity consumption.

Keywords: energy efficiency, demand management, price-dependent electricity consumption, wholesale electricity market, retail electricity market, cost of electric power, hourly electricity consumption, daily maximum of the power system, energy tariffs, indicator of the cyclical nature of the regional energy system, predictability of maximum hour, coefficient of the price of electric power

Acknowledgments

This article has been prepared with the support of the Government of the Russian Federation (Decree No. 211 of March 16, 2013), the agreement No. 02. A03.21.0011.

References

1. Thonipara, A., Runst, P., Ochsner, C. & Bizer, K. (2019). Energy efficiency of residential buildings in the European Union — An exploratory analysis of cross-country consumption patterns. *Energy Policy*, 129, 1156–1167. DOI: 10.1016/j.enpol.2019.03.003.
2. Ramírez-Mendiola, J. L., Grünewald, P. & Eyre, N. (2017). The diversity of residential electricity demand — A comparative analysis of metered and simulated data. *Energy and Buildings*, 151, 121–131. DOI: 10.1016/j.enbuild.2017.06.006.
3. Grigoras, G. (2018). Impact of smart meter implementation on saving electricity in distribution networks in Romania. *Application of Smart Grid Technologies*, 313–346. DOI: 10.1016/B978-0-12-803128-5.00009-X.
4. Van Aubel, P. & Poll, E. (2019). Smart metering in the Netherlands: What, how, and why. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 109, 719–725. DOI: doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.01.001.
5. Gilbert, B. & Graff Zivin, J. (2014). Dynamic salience with intermittent billing: Evidence from smart electricity meters. *Journal of Economic Behavior & Organization*, 107, 176–190. DOI: 10.1016/j.jebo.2014.03.011.
6. Yildiz, B., Bilbao, J. I., Dore, J. & Sproul, A. B. (2017). Recent advances in the analysis of residential electricity consumption and applications of smart meter data. *Applied Energy*, 208, 402–427. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.10.014.
7. Abate, F., Carratù, M., Liguori, C. & Paciello, V. (2019). A low cost smart power meter for IoT. *Measurement*, 136, 59–66. DOI: 10.1016/j.measurement.2018.12.069.
8. Liu, L. (2018). IoT and A Sustainable City. *Energy Procedia*, 153, 342–346. DOI: 10.1016/j.egypro.2018.10.080.
9. Chou, D., Chang, C.-S. & Hsu, Y.-Z. (2016). Investigation and analysis of power consumption in convenience stores in Taiwan. *Energy and Buildings*, 133, 670–687. DOI: 10.1016/j.enbuild.2016.10.010.
10. Giuliano, R., Mazzenga, F. & Petracca, M. (2014). Power Consumption Analysis and Dimensioning of UMTS-LTE with Relays. *Procedia Computer Science*, 40, 74–83. DOI: 10.1016/j.procs.2014.10.033.
11. Arora, S. & Taylor, J. W. (2016). Forecasting electricity smart meter data using conditional kernel density estimation. *Omega*, 59, 47–59. DOI: 10.1016/j.omega.2014.08.008.
12. Wang, Y., Qiu, H., Tu, Y., Liu, Q., Ding, Y. & Wang, W. (2018). A Review of Smart Metering for Future Chinese Grids. *Energy Procedia*, 152, 1194–1199. DOI: 10.1016/j.egypro.2018.09.158.

13. Wang, J., Bloyd, C. N., Hu, Z. & Tan, Z. (2010). Demand response in China. *Energy*, 35(4), 1592–1597. DOI: 10.1016/j.energy.2009.06.020.
14. Torriti, J., Hassan, M. G. & Leach, M. (2010). Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. *Energy*, 35(4), 1575–1583. DOI: 10.1016/j.energy.2009.05.021.
15. Dzyuba, A. P. & Solovieva, I. A. (2018). Osobennosti upravleniya sprosom na energoresursy v Rossii [Some specific features of demand management for energy resources in Russia]. *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom [Problems of economics and management of an oil and gas complex]*, 11, 58–66. (In Russ.)
16. Kobets, B. B. & Volkova, I. O. (2010). *Innovatsionnoe razvitie elektroenergetiki na baze kontseptsii SMART GRID [Innovative development of the electric power industry based on the concept SMART GRID]*. Moscow: IAC Energiya, 208. (In Russ.)
17. Gitelman, L. D., Ratnikov, B. E. & Kozhevnikov, M. V. (2013). Upravlenie sprosom na elektroenergiyu: Adaptatsiya zarubezhnogo opyta v Rossii [Demand-side management: adaptation of foreign experience to Russian conditions]. *Effektivnoe antikrizisnoe upravlenie [Effective crisis management]*, 1(76), 84–89. (In Russ.)
18. Neuimin, V. M. (2015). Vybora napravleniya tekhnicheskogo perevooruzheniya gazozatnykh blokov moshchnostyu 300MVt TES stran vostochno-evropeyskogo regiona [Selecting the direction for technical re-equipment of the TPP oil-gas blocks of 300MW capacity in the countries of the East-European region]. *Energetika. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy i energeticheskikh obedineniy SNG [Energetika. Proceedings of CIS higher education institutions and power engineering associations]*, 2, 60–72. (In Russ.)
19. Kulikov, A. L., Osokin, V. L. & Papkov, B. V. (2018). Problemy i osobennosti raspredelennoy elektroenergetiki [The problems and peculiarities of distributed electricity]. *Vestnik NGIEHI [Bulletin NGIEI]*, 11, 123–136. (In Russ.)
20. Musaev, R. A. & Chernysh, Yu. V. (2014). Itogi reformirovaniya i perspektivy razvitiya rossiyskoy elektroenergetiki [The reform and prospects for the development of the Russian power industry]. *Regionalnaya ekonomika: Teoriya i praktika [Regional Economics: Theory and Practice]*, 29, 11–17. (In Russ.)
21. Radaman, N. V., Aleksandrov, O. I. & Svirskij, D. N. (2014). Optimizatsiya rezhimov elektropotrebleniya energoemkogo mashinostroitel'nogo proizvodstva [Optimization of modes of the power consumption of power-intensive machine-building industry]. *Vestnik Vitebskogo gosudarstvennogo tekhnologicheskogo universiteta [Vestnik of Vitebsk State Technological University]*, 1, 89–96. (In Russ.)
22. Kopytov, Yu. V. (1983). Optimizatsiya rezhimov elektropotrebleniya — rezerv ekonomii toplivno-energeticheskikh resursov [Optimization of power consumption modes: a reserve for saving fuel and energy resources]. In: *Povyshenie nadezhnosti i kachestva elektro- i teplosnabzheniya g. Moskvy [Improving the reliability and quality of electricity and heat supply in Moscow]* (pp. 116–121). Moscow: MDTN. (In Russ.)
23. Braytenbakh, K. Kh. (1981). *Vyravnivanie grafikov nagruzki elektroenergeticheskikh sistem upravlyaemymi sistemami akkumulyatsionnogo elektroteplosnabzheniya: avtoreferat disertatsii kandidata tekhnicheskikh nauk [Balancing the load schedules of electric power systems with controlled storage systems of electric heat supply. Summary of Thesis for PhD in Engineering]*. Leningrad, 16. (In Russ.)
24. Dogadaylo, V. A. & Kolegov, S. A. (2013). Kolichestvennaya otsenka vliyaniya zaglubleniya zdaniya na povyshenie energoeffektivnosti i sokrashchenie zatrat na otoplenie i elektrosnabzhenie [Quantitative assessment of the effect of buildings' deepening on improving energy efficiency and reducing heating and electricity costs]. *Innovatsii i investitsii [Innovations and Investments]*, 8, 119–125. (In Russ.)
25. Kilinkarova, S. G. & Gladkova, N. V. (2014). Analiz struktury potrebleniya elektroenergii v regionakh intensivnogo razvitiya [The Analysis of the Structure of Electricity Consumption in the Regions of Intensive Development]. *Izvestiya Uralskogo gosudarstvennogo ekonomicheskogo universiteta [Journal of New Economy]*, 1, 55–61. (In Russ.)
26. Dmitrieva, Yu. P. (2013). Modelirovanie vremennogo ryada potrebleniya elektroenergii v regione [Modeling the time series of electricity consumption in the region]. *Mekhanizmy obespecheniya ustoychivogo razvitiya rossiyskoy ekonomiki [Mechanisms for ensuring sustainable development of the Russian economy]*, 1, 66–74. (In Russ.)
27. Nesterenko, A. A. (2015). Statisticheskaya otsenka tendentsiy potrebleniya elektroenergii v razreze regiona [Statistical assessment of electricity consumption trends by region]. *Infrastrukturnye otrasli ekonomiki. Problemy i perspektivy razvitiya [Infrastructure industries of the economy. Problems and development prospects]*, 11, 140–144. (In Russ.)
28. Sosedova, A. N. & Samkov, T. L. (2015). Metody prognozirovaniya energomoshchnostey v regionalnom aspekte [Methodology for predicting energy capacities in a regional aspect]. *Dostizheniya vuzovskoy nauki [Achievements of university science]*, 16, 163–166. (In Russ.)

Authors

Anatoly Petrovich Dzyuba — PhD in Economics, Senior Research Associate, Department of Financial Technology, School of Economics and Management, South Ural State University (National Research University); Scopus Author ID: 57190407660; ORCID: 0000-0001-6319-1316; Researcher ID AAF-5350-2019 (76, Lenina Ave., Chelyabinsk, 454080, Russian Federation; e-mail: dzyuba-a@yandex.ru).

Irina Aleksandrovna Solovyova — Doctor of Economics, Professor, Department of Financial Technology, School of Economics and Management, South Ural State University (National Research University); Scopus Author ID: 57191536038; ORCID: 0000-0001-6730-0356; Researcher ID U-7391-2018 (76, Lenina Ave., Chelyabinsk, 454080, Russian Federation; e-mail: solovevaia@susu.ru).