

Прикладная эконометрика, 2017, т. 46, с. 55–73.

Applied Econometrics, 2017, v. 46, pp. 55–73.

Е. М. Ожегов, Е. А. Попова¹

Спрос на электроэнергию и погода в регионе: непараметрический подход

В данном исследовании изучается влияние погодных факторов на спрос электроэнергии в Пермском крае по данным о потреблении электроэнергии, температуре воздуха, влажности и силе ветра в крае за 2011–2015 гг. С использованием непараметрической двухшаговой процедуры выявлена нелинейная связь потребления электроэнергии и температуры. Также установлено, что эта связь различна для периодов включенного и отключенного центрального отопления.

Ключевые слова: потребление электроэнергии; ядерное оценивание; температура окружающей среды.

JEL classification: C14; L94; Q41.

1. Введение

Экономическое поведение многих агентов в значительной степени определяется погодными условиями. Это характерно и для энергетического сектора. Потребители электроэнергии чувствительны к метеорологическим показателям: температуре окружающей среды, силе ветра и влажности воздуха. В связи с отсутствием технологической возможности запастись энергией, в каждый момент времени произведенная энергия должна покрывать фактический спрос на нее. Поэтому для компаний — производителей энергии важной задачей является прогнозирование спроса и определение чувствительности спроса к погоде, а именно к погодным шокам.

В данном исследовании проводится анализ спроса на электроэнергию в Пермском крае с точки зрения его краткосрочных изменений, которые обусловлены изменениями в погоде. Среди погодных факторов берется температура окружающей среды, как наиболее значимый, согласно (Bessec, Fouquau, 2008), показатель, а также влажность воздуха и скорость ветра. В работе применяется непараметрический подход (Robinson, 1988), в рамках которого влажность воздуха и скорость ветра линейно входят в модель спроса, а зависимость спроса от температуры идентифицируется с помощью ядерного оценивания.

Отличительной особенностью исследования является учет переменных, отвечающих за периоды включения и отключения системы центрального отопления. Система отопления в Пермском крае, как и во всей России, включается централизованно, что не является

¹ Ожегов Евгений Максимович — Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», Пермь; tos600@gmail.com.

Попова Евгения Андреевна — Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», Пермь; eropova@hse.ru.

характерным для большинства стран в мире. С одной стороны, при включении системы отопления воспринимаемая температура окружающей среды меняется, и меньшее количество энергии тратится на обогрев. С другой стороны, система центрального отопления обычно является довольно инерционной, поэтому потребление электроэнергии при включенном центральном отоплении менее чувствительно к изменению температуры, чем при выключенном. Эмпирических исследований спроса на электроэнергию с учетом включения/отключения системы отопления ранее не проводилось.

Статья построена следующим образом. В разделе 2 представлено теоретическое обоснование работы. В разделе 3 проводится описание собранных энергетических и метеорологических данных, в разделе 4 представлена методология исследования. Эмпирические результаты исследования приведены в разделе 5, а заключает статью раздел 6.

2. Обзор литературы

Потребление электроэнергии в большой степени определяется температурой окружающей среды, что доказывается в ряде предыдущих работ. Bessec, Fouquau (2008) объясняют это тем, что основная доля потребления (в частности, страны) приходится на обогрев или охлаждение. При этом взаимосвязь потребления и температуры не является линейной, чему, в соответствии с (Henley, Peirson, 1997), может быть несколько причин. Во-первых, при повышении температуры окружающей среды меньше энергии требуется для обогрева помещения и поддержания в них комфортной температуры. Однако при дальнейшем росте температуры электроэнергия становится необходима для охлаждения помещения. Предельный уровень, до которого могут расти затраты электроэнергии, определяется техническими ограничениями ее выработки или пропускной способности энергетической сети. Во-вторых, потребители гетерогенны с точки зрения их реакции на изменение температуры окружающей среды и, более того, способны достигать комфортной температуры, не изменяя потребления электроэнергии. В-третьих, нелинейность связи обуславливает значительное количество приборов и станков, для работы которых требуется постоянная температура (например, охлаждающие установки). При повышении температуры окружающей среды такие приборы вынужденно демонстрируют более высокое потребление электроэнергии для поддержания своего температурного режима.

В эмпирических исследованиях применяются три основных подхода для учета нелинейной составляющей. Первый подход базируется на трансформации исходных данных (Hsiang, 2016). Он заключается в разбиении фактора температуры на две переменные: «heating degree-days» (обогрев в градусах-в-день, HDD) и «cooling degree-days» (охлаждение в градусах-в-день, CDD), которые рассчитываются как количество градусов ниже и выше порогового уровня температуры для каждого дня выборки соответственно. Таким образом, HDD и CDD характеризуют, на сколько градусов нужно обогреть или, соответственно, охладить территорию для достижения комфортной температуры. В большинстве исследований (Valor et al., 2001; Pardo et al., 2002; Al-Iriani, 2005; Auffhammer, Mansur, 2014; OrtizBeviá et al., 2014) базовый уровень предполагается заданным и равным $(18 \pm 5)^\circ\text{C}$. Основным недостатком в данных моделях (Woods, Fuller, 2014) является априорное представление о пороговом уровне температуры, к которому оценки модели оказываются чувствительными.

В работе (Fels, 1986) пороговый уровень температуры определяется в результате следующей процедуры. Для разных значений порогового уровня строится прогноз потребления электроэнергии, а затем выбирается то значение, для которого средний абсолютный процент ошибки прогноза минимальный. Для сходимости процедуры обычно задается интервал пороговых значений температуры (Robinson, 1997; Mirasgedis et al., 2006), и задача минимизации решается на заданном интервале.

Более точным прогнозом обладают модели (Cancelo et al., 2008; Apadula et al., 2012), в которых вместо точечного порогового значения температуры применяется интервал (19 ± 1 ; 24 ± 1)°C, в каждой точке которого эластичность потребления по температуре равна нулю. Левая и правая границы интервала выступают в качестве порогового значения температуры для расчета HDD и CDD соответственно.

Во всех вышеперечисленных статьях в рамках HDD и CDD взаимосвязь потребления и температуры предполагается кусочно-линейной и положительной, что соответствует V-образной форме функциональной зависимости. В качестве главного достоинства данного подхода можно выделить простоту расчетов и интерпретации результатов. Hekkenberg et al. (2009) к недостаткам подхода относят отсутствие динамики порогового значения температуры. Для проявления динамики исследуемая выборка должна охватывать как минимум несколько десятков лет, но в вышеуказанных статьях временные рамки выборки не превышают семи лет.

Второй подход предполагает U-образную форму функциональной зависимости потребления электроэнергии от температуры (Carleton, Hsiang, 2016). Это реализуется через логистическую функцию перехода (Moral-Carcedo, Vicens-Otero, 2005; Bessec, Fouquau, 2008) от зимнего к летнему режиму потребления электроэнергии. Пороговое значение температуры является параметром и рассчитывается при идентификации модели. Bessec, Fouquau (2008) апробировали модель отдельно на северных, южных и умеренных с точки зрения климата странах Европы. В холодных странах наблюдается только эффект обогрева (heating effect), в средних есть слабый охлаждающий эффект (cooling effect), а в теплых четко выражены оба эффекта. Кроме того, в холодных странах пороговое значение температуры в 14°C оказалось значительно меньше, чем пороговые 22°C для теплых стран, чему авторы не нашли объяснения. Особенностью данного подхода моделирования является чувствительность результатов к выбору формы функции перехода.

Третий подход (Engle et al., 1986; Henley, Peirson, 1997; Schlenker, Roberts, 2009; Auffhammer, Aroonruengsawat, 2011) не предполагает задание аналитической формы зависимости потребления от температуры. Переменная температуры разбивается на (пересекающиеся) интервалы, например, равномерные с шагом 12°C в (Deschênes, Greenstone, 2011), а зависимость потребления от температуры аппроксимируется полиномиальными функциями на каждом интервале. Такой непараметрический подход к оцениванию применяется и в настоящем исследовании для оценки зависимости потребления электроэнергии Пермского края от температуры окружающей среды.

Потребители электроэнергии чувствительны не к абсолютному значению температуры окружающей среды, а к «воспринимаемому» уровню температуры. Он, в свою очередь, отличается от абсолютного значения температуры благодаря другим погодным факторам. Поэтому при моделировании спроса исследователи используют и другие метеорологические показатели. Вторым по значимости (после температуры) фактором в ряде статей (Robinson, 1997; Valor et al., 2001; Mirasgedis et al., 2006; Apadula et al., 2012) выделяют относительную

влажность воздуха. В других работах также учитывают скорость ветра и облачность (Li, Sailor, 1995; Apadula et al., 2012; Friedrich, Afshari, 2015), количество выпавших осадков (Robinson, 1997), которые применяют для корректировки влияния температуры. В настоящем исследовании в качестве вспомогательных погодных факторов используется влажность воздуха и скорость ветра.

Большинство зарубежных исследований (Bentzen, Engsted, 1993; Olatubi, Zhang, 2003; Lee, Lee, 2010) эмпирически подтверждают неэластичность спроса на электроэнергию по цене в странах ОЭСР². Для России авторам известно только несколько аналогичных исследований. Катышев и др. (2007) подтвердили неэластичность спроса со стороны отрасли сельского хозяйства, Попова и Чадов (2016) подтвердили неэластичность для макрорегиона России — объединенной энергосистемы Урала (ОЭС Урала). В настоящем исследовании анализируется потребление электроэнергии Пермского края, который является частью ОЭС Урала. Экстраполируя результаты статьи (Попова, Чадов, 2016), будем предполагать, что спрос неэластичен по цене. В соответствии с работой (Lee, Chiu, 2011) полагается, что в разные годы, представленные в данном исследовании, спрос остается неэластичным.

3. Данные

В настоящем исследовании используются данные потребления электроэнергии и метеорологические показатели Пермского края, которые собраны в динамике за каждые 3 часа с 1 августа 2010 г. по 31 марта 2015 г. (13 631 наблюдение). Каждое наблюдение представляет суммарное фактическое потребление электроэнергии регионом за 3 часа, собранное с сайта <http://so-ups.ru/> диспетчера электроэнергетической системы России (Системный оператор Единой энергетической системы России). Среди метеорологических данных были выбраны температура окружающей среды, относительная влажность воздуха и скорость ветра, данные о которых были доступны за весь промежуток времени. Погодные факторы собраны с метеостанции города Перми с интервалом в 3 часа. Единицы измерения факторов представлены в табл. 1, а описательные статистики — в табл. 2.

Таблица 1. Источники данных и единицы измерения переменных

Переменная	Обозначение	Единица измерения	Источник данных
Потребление	<i>Load</i>	МВт×ч	http://www.br.so-cdu.ru
Температура	<i>Temp</i>	°C	https://rp5.ru/
Скорость ветра	<i>W</i>	м/сек	https://rp5.ru/
Относительная влажность воздуха	<i>H</i>	%	https://rp5.ru/

² Австралия, Австрия, Бельгия, Канада, Дания, Финляндия, Франция, Германия, Греция, Венгрия, Ирландия, Италия, Япония, Южная Корея, Люксембург, Нидерланды, Новая Зеландия, Норвегия, Португалия, Испания, Швеция, Швейцария, Турция, Великобритания и США.

Таблица 2. Описательные статистики основных переменных

Переменные	Число наблюдений	Среднее	Станд. отклонение	Минимум	Максимум
Потребление	13631	8107.9	1030.1	5697	11034
Температура	13592	2.4	13	-36.3	36.3
Относительная влажность	13588	75.3	18	0	100
Скорость ветра	13588	2.3	1.45	0	20

Важной особенностью потребления электроэнергии является ярко выраженная сезонность этого ряда как внутри года, так и внутри каждой недели и времени суток. Как показано на рис. 1, потребление зимой значительно выше потребления летом, аналогично на графике температура зимой ниже температуры летом. Действительно, зимой при более холодной температуре электричество используется для отопления зданий, что ведет к повышенному потреблению электроэнергии в этот период. Тем самым внутригодовая сезонность потребления объясняется температурой окружающей среды.

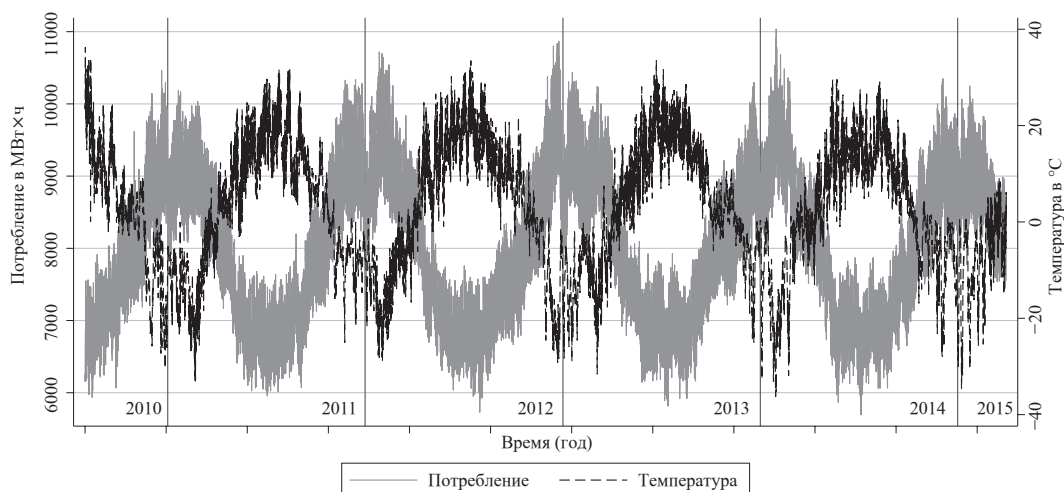


Рис. 1. Динамика потребления электроэнергии и температуры с 2010 по 2015 г. в Пермском крае

Потребление также обладает сезонностью внутри недели и внутри одного дня (см. рис. 2). Такой тип сезонности объясняется преимущественно рабочим циклом коммерческого сектора и не зависит от погодных факторов. В выходные дни потребление значительно меньше, чем в рабочие дни недели, поскольку в выходные дни потребление коммерческого сектора и, как следствие, общее потребление падает. В этом смысле суббота является промежуточным днем между выходными и рабочими днями, т. к. часть населения работает по 6-ти дневной рабочей неделе. Потребление в субботу меньше, чем в рабочие дни, но выше, чем в воскресенье. Профиль потребления электроэнергии (соотношение «потребление — час отдельных суток») для рабочих дней практически не отличается: с начала дня потребление резкими скачками растет до 8–9 часов утра, после 20 часов падает, и обладает хотя бы одним

выраженным пиком (8 часов утра на рис. 2). Для субботы и воскресенья профиль несколько меняется — пики здесь менее выражены, а скачки роста потребления меньше. Можно сделать вывод, что потребление значительно зависит от дня недели и часа суток.

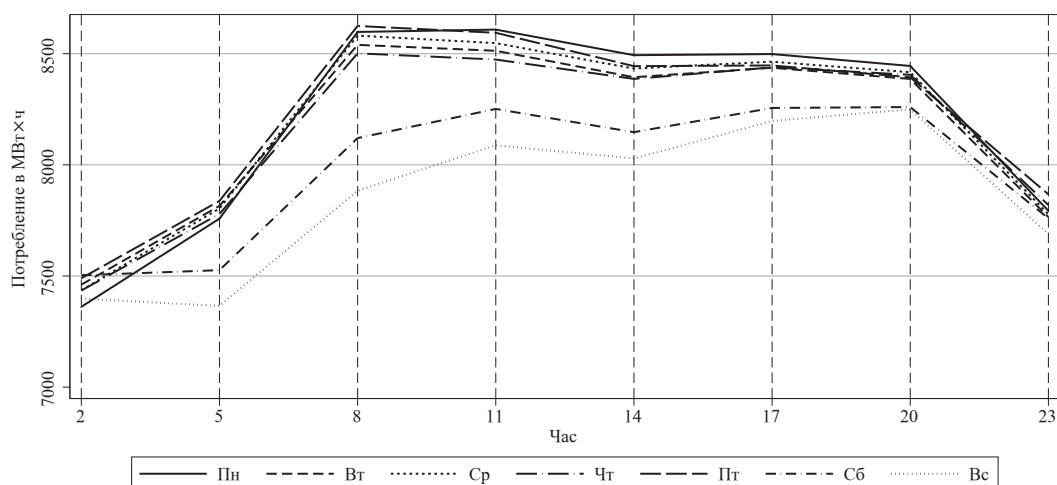


Рис. 2. Среднее потребление электроэнергии в Пермском крае по дням недели

Во время государственных праздников (Новый год, День Победы, День России и День народного единства) коммерческие и некоторые промышленные предприятия не работают, что также вызывает уменьшение потребления региона. Так, в начале каждого года наблюдается падение потребления электроэнергии (см. рис. 1), что объясняется новогодними праздниками.

В ноябре 2009 г. в России был принят федеральный закон о повышении энергетической эффективности³, цель которого — уменьшить потребление электроэнергии. Однако данные не подтверждают исполнение федерального закона (см. рис. 1). В потреблении Пермского края с 2010 по 2015 г. (рис. 1) не наблюдается возрастающего или убывающего тренда. Однако потребление отличается в разные годы: среднее потребление имеет максимальный уровень в 2014 г., а минимальный — в 2011 г. (табл. 3).

Таблица 3. Потребление электроэнергии с 2010 по 2015 г.

Год	Период данных	Среднее	Станд. отклонение	Минимум	Максимум	Число наблюдений
2010	Август—декабрь	7953.6	970.2	5940	10462	1224
2011	Январь—декабрь	8070.2	1047.5	5959	10337	2920
2012	Январь—декабрь	8079.1	1075.9	5732	10867	2928
2013	Январь—декабрь	8074.5	1007.3	5817	10436	2920
2014	Январь—декабрь	8101.9	1036.0	5697	11034	2920
2015	Январь—март	8801.6	579.4	7452	10247	719

³ Федеральный закон от 23.11.2009 №261-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Потребление электроэнергии также зависит от того, включена ли система центрального отопления региона (при прочих равных условиях). В Пермском крае на 2008 г. жилищный фонд был оборудован системой центрального отопления на 77.7%⁴, следовательно, фактом включения/отключения отопления пренебрегать нельзя. За промежуток времени, представленный в данной статье, система центрального отопления включалась 13.09.2010, 15.09.2011, 15.09.2012, 15.09.2014, 16.09.2013 и отключалась 09.05.2011, 22.04.2012, 07.05.2013, 27.04.2014 (данные собраны с новостного сайта Пермского края <http://59.ru/>).

4. Методология исследования

В данном исследовании моделируется потребление электроэнергии как функция от погодных условий, а также от характеристик момента времени. Общее уравнение потребления можно записать как

$$y_t = \beta_0 + \theta(Temp_t) + \beta_1 W_t + \beta_2 H_t + \beta_3 t + \beta_4 Hol_t + \sum_{i=1}^6 \gamma_i D_{it} + \sum_{j=1}^7 \mu_j Hr_{jt} + \varepsilon_t,$$

где t — номер наблюдения, $t = 1, \dots, 13631$;

y_t — потребление электроэнергии в Пермском крае для наблюдения t ;

$Temp_t$ — температура окружающей среды для наблюдения t ;

W_t, H_t — скорость ветра и относительная влажность воздуха для наблюдения t соответственно;

Hol_t — индикаторная переменная государственных праздников для наблюдения t ;

D_{it} — индикаторная переменная дня недели i для наблюдения t ;

Hr_{jt} — индикаторная переменная трехчасового интервала времени суток j для наблюдения t , при этом интервалы времени суток в выборке — это промежутки $\{0-2, 3-5, 6-8, 9-11, 12-14, 15-17, 18-20, 21-23\}$ часов, $j = 1, \dots, 7$;

ε_t — случайная ошибка.

Оцениваются различные спецификации уравнения потребления, использующие разный вид зависимости потребления от температуры $\theta(Temp_t)$.

Спецификация (1) выбрана как начальная: $\theta(Temp_t) = 0$, остальные параметры оцениваются с помощью МНК. Спецификации (2)–(4) содержат параметрическую полиномиальную спецификацию функции $\theta(Temp_t)$ и различаются степенью полинома (от $Temp_t$) от 1 до 3 соответственно, оценивание проводится с помощью МНК. Таким образом, сравнение спецификаций (1)–(4) позволяет получить представление о вкладе температуры окружающей среды в объяснение вариации потребления электроэнергии, а также о монотонности и выпуклости функции зависимости потребления от температуры для различных температурных наблюдений.

В спецификации (5) оценивание функции $\theta(Temp_t)$ производится в два шага (Robinson, 1988): на первом шаге вариация потребления объясняется вариацией всех переменных,

⁴ Закон Пермского края от 17.06.2008 №250-ПК (редакция от 11.11.2009, с изменениями от 17.12.2009) «О краевой целевой программе «Проведение капитального ремонта многоквартирных домов в муниципальных образованиях Пермского края на 2008–2011 годы».

кроме температуры, а на втором шаге необъясненная вариация потребления объясняется вариацией температуры с помощью ядерной регрессии. В рамках ядерного оценивания весь полигон температуры разбивается на пересекающиеся интервалы, на каждом интервале строится регрессия необъясненного потребления от полинома по температуре по всем наблюдениям интервала, взвешенным по мере удаленности от середины интервала. Так достигается оценивание различных предельных эффектов температуры на потребление при разных значениях температуры. Оценку предельного эффекта для каждой точки, соответствующей середине интервала оценивания, можно получить как производную оценки полинома по температуре. Стандартные ошибки для ядерной регрессии и предельного эффекта температуры рассчитываются с помощью процедуры бутстрапа в каждой точке, соответствующей середине интервала разбиения полигона температуры.

Наконец, оценивается спецификация (6), содержащая индикаторную переменную включения центрального отопления. Параметр перед данной переменной показывает изменение среднего уровня потребления при включении центрального отопления (при прочих равных условиях). Кроме того, при включении центрального отопления может меняться не только среднее потребление, но и чувствительность потребления электроэнергии к изменению температуры. Таким образом, в работе также оценена функция $\theta(Temp_i)$ по подвыборкам, соответствующим периодам включенного и выключенного центрального отопления, а также отдельно для каждого месяца, с помощью двухшаговой процедуры (Robinson, 1988).

5. Эмпирические результаты

Сравнение параметрического и непараметрического методов оценивания

Оценки моделей (1)–(6) представлены в табл. 4. Во всех моделях относительная влажность воздуха оказывает статистически значимое положительное влияние: рост влажности воздуха приводит к увеличению потребления региона в тот же момент времени. Аналогично скорость ветра оказывает статистически значимое положительное влияние на потребление электроэнергии. Добавление температуры в модели (2)–(4) относительно модели (1) приводит к повышению предсказательной силы модели, что указывает на значительное влияние и высокую объясняющую способность данного фактора относительно других метеорологических факторов.

В модели (2) связь потребления электроэнергии и температуры задается как линейная функция с отрицательным наклоном. В результате расчетов связь оказывается значимой и отрицательной, как и в работе (Filatov et al., 2015) на данных Сибири. В модели (3) связь также значимая, характеризующаяся правой ветвью параболы, направленной вниз. Отметим, что при стремлении температуры к экстремальным отрицательным значениям чувствительность потребления от температуры падает, что соответствует результатам Engle et al. (1986). Таким образом, в Пермском крае преобладает, по терминологии Bessec, Fouquau (2008), «эффект обогрева», как и для северных стран Европы, т. к. среднее число дней в году, для которых необходим обогрев, существенно превышает число дней, для которых требуется охлаждение.

Таблица 4. Эмпирические оценки при линейном и ядерном оценивании (число наблюдений — 13588)

	Спецификации					
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Скорость ветра	73.65*** (5.520)	78.08*** (2.208)	73.33*** (2.299)	62.34*** (2.125)		46.10*** (1.960)
Влажность воздуха	17.86*** (0.469)	1.811*** (0.197)	1.337*** (0.207)	1.886*** (0.191)		2.378*** (0.174)
Температура		−67.56*** (0.253)	−67.45*** (0.253)	−84.84*** (0.419)	−40.86 [−100.63; 37.08]	−68.36*** (0.491)
(Температура) ²			−0.123*** (0.017)	−0.179*** (0.016)		0.158*** (0.016)
(Температура) ³				0.044*** (0.001)		0.0357*** (0.001)
Отопление						496.8*** (9.300)
Контрольные переменные	Час, день, праздники, тренд	Час, день, праздники, тренд	Час, день, праздники, тренд	Час, день, праздники, тренд	Час, день, праздники, тренд	Час, день, праздники, тренд
R^2	0.233	0.878	0.878	0.897	0.910	0.915

Примечание. Для моделей (1)–(4), (6) представлены результаты МНК-оценивания, для модели (5) — средний предельный эффект при ядерном оценивании. В круглых скобках стоят стандартные ошибки, а в квадратных скобках — 5 и 95%-ные квантили предельного эффекта для (5).

*, **, *** — уровень значимости 10, 5 и 1% соответственно.

Результаты непараметрического оценивания⁵ представлены на рис. 3. В соответствии с ними, нет значительного различия между ядерным оцениванием и аппроксимацией кубическим полиномом, однако коэффициент R^2 непараметрической модели выше. Оба подхода показывают точку перегиба — изменения направления влияния температуры на потребление. Для кубического полинома она соответствует температуре 21.1°C, для ядерного оценивания — 17.3°C, и рассчитывается как точка равенства предельного эффекта нулю (см. рис. 4). Таким образом, можно сделать вывод, что при температуре ниже 17.3°C понижение температуры на 1°C ведет к повышению потребления электроэнергии — «эффект обогрева». Этому интервалу соответствует 86% наблюдений и «эффект обогрева» является преобладающим на территории Пермского края. При более высокой температуре ее повышение на 1°C ведет к повышению потребления электроэнергии, т. е. присутствует «эффект охлаждения».

⁵ Здесь и далее ядерное оценивание проведено с использованием ядра Епанечникова с оптимальной шириной полукерна, подобранной в соответствии с критерием минимизации среднего абсолютного отклонения при кросс-валидации.

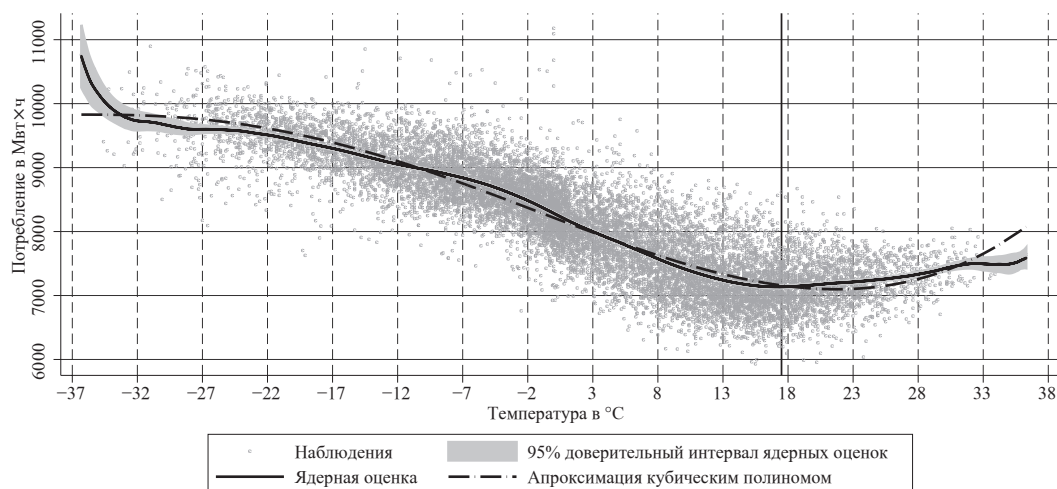


Рис. 3. Ядерное оценивание связи потребления электроэнергии и температуры

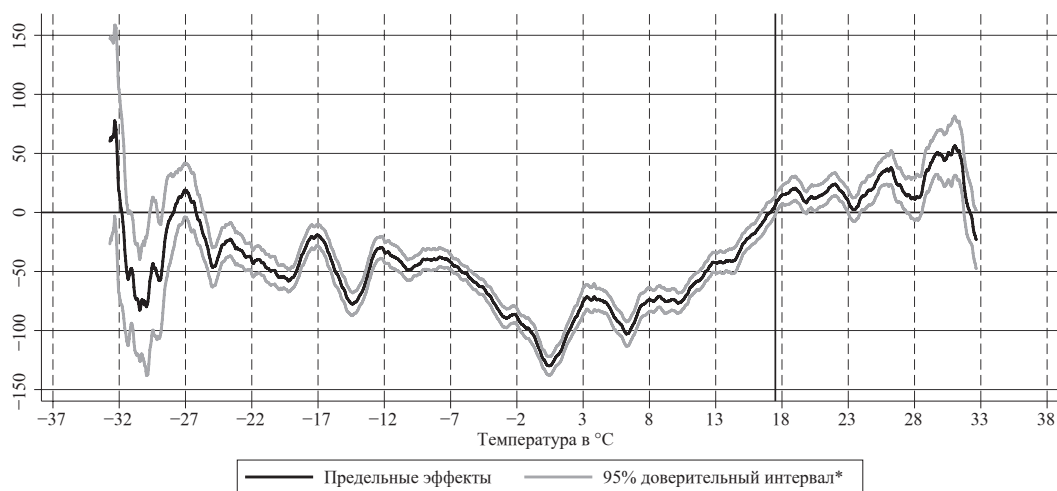


Рис. 4. Оценка предельного эффекта температуры на потребление электроэнергии (* — доверительный интервал рассчитан методом бутстрапа)

Модель с учетом включения отопления

В модели (6) учитывается индикаторная переменная на включение центрального отопления в Пермском крае. Эта переменная оказывает статистически значимое влияние и вносит дополнительную объясняющую силу в модель относительно модели (5). Таким образом, среднее значение потребления для периода включенного и выключенного отопления статистически различается при контроле на все остальные факторы. Поэтому выборку можно разделить на две части: первая соответствует периоду включенного отопления, вторая — выключенного отопления. Результаты непараметрического оценивания на подвыборках представлены на рис. 5.

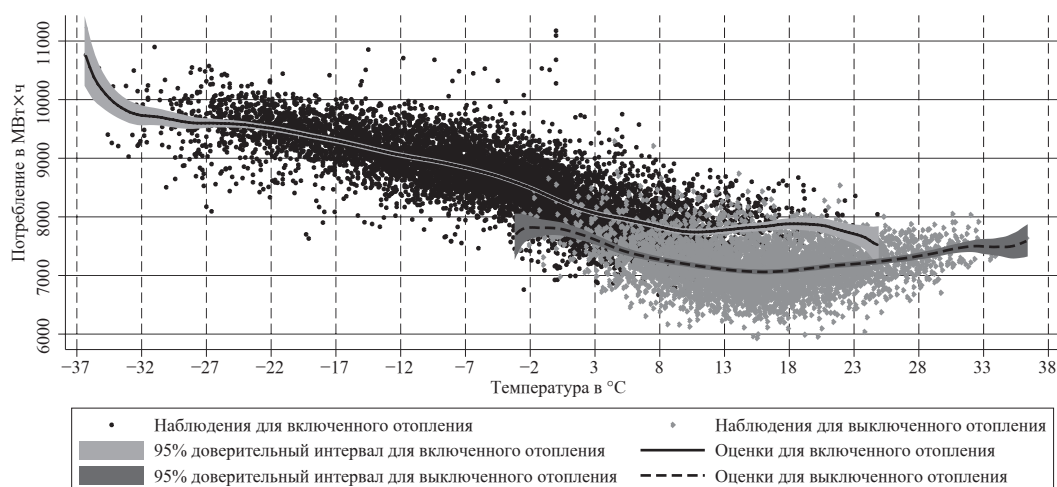


Рис. 5. Ядерное оценивание на подвыборках с включенным отоплением и без отопления

Первая подвыборка (дни с включенным центральным отоплением) характеризуется статистически более низким уровнем температуры, чем вторая (дни с выключенным центральным отоплением), на пересекающихся интервалах температуры (от -3 до $+24$ градусов). Это ожидаемо, т. к. именно низкий уровень температуры приводит к необходимости включения системы центрального отопления. Как отображено на рис. 5, соотношение «потребление–температура» для этих подвыборок различно. Первая подвыборка характеризуется преимущественно эффектом обогрева, однако при температуре выше 10°C присутствует небольшой рост потребления. Это объясняется относительно высокой температурой окружающей среды, при которой в домах работает система отопления. При этом появляется необходимость в охлаждении отдельных объектов. Для второй выборки характерна U-образная форма функциональной взаимосвязи «потребление–температура» с четко выраженными эффектами как охлаждения, так и обогрева, с базовой температурой в точке 17°C . На интервале от -2°C до 23°C для периода включенного отопления потребление электроэнергии выше, чем для оставшегося периода года. Это объясняется тем, что при данном уровне температуры обогрев в виде центрального отопления может не требоваться. Более того, его нельзя одномоментно выключить полностью из-за того, что централизованное отопление должно соответствовать минимальным нормативам по температуре подаваемой в дом воды.

Более детально соотношение «потребление–температура» можно проанализировать для каждой подвыборки в разрезе месяцев (см. Приложение 1 для отопительного периода и Приложение 2 для неотопительного периода). Из девяти месяцев отопительного периода пять характеризуются линейно убывающим соотношением «потребление–температура»: январь, февраль, март, ноябрь и декабрь, т. е. при понижении температуры потребление электроэнергии, несмотря на включенное отопление, растет. Для апреля, мая и сентября в период включенного отопления спрос на электроэнергию не зависит от температуры. Это можно объяснить следующими соображениями. Для данных месяцев характерна температура выше -1°C , при этом отопление все еще работает, следовательно, повышение температуры окружающей среды приводит к необходимости охлаждения с помощью специальных охлаждающих устройств. В то же время повышение температуры приводит к уменьшению потребления

обогревающих устройств. Таким образом, эффект охлаждения компенсирует эффект обогрева и приводит к неэластичности потребления по температуре. В октябре проявляются и эффект обогрева, и эффект охлаждения, при этом в точке 10°C происходит переход от одного эффекта к другому. Аналогичные эффекты происходят в мае, августе и сентябре для периода без отопления (см. Приложение 2), однако в данных месяцах базовой температурой является 17°C. В июне и июле при температуре ниже 17°C потребление не зависит от температуры, а выше 17°C проявляется эффект охлаждения.

6. Заключение

В исследовании проведено непараметрическое оценивание взаимосвязи погодных факторов и потребления электроэнергии на данных Пермского края. Выявлена значимая положительная взаимосвязь между потреблением и скоростью ветра, а также между потреблением и относительной влажностью воздуха. Определение функциональной формы зависимости потребления электроэнергии и температуры проводилось с помощью ядерного оценивания. Показано, что эта взаимосвязь в Пермском крае характеризуется U-образной формой зависимости. Более того, она аналогична северным странам Европы (Bessec, Fouquau, 2008), т. е. характеризуется ярко выраженным «эффектом обогрева». Пороговое значение температуры, при котором изменение температуры не ведет к изменению спроса на электроэнергию, лежит в интервале от 17.3 до 21.1°C.

Кроме того, обнаружены статистически значимые различия в связи потребления и температуры для подвыборок, соответствующих временному промежутку включения и отключения центрального отопления соответственно. Для подвыборки, соответствующей периоду включения отопления, функциональная форма потребления и температуры аналогична всей выборке в целом (соответствует северным странам Европы по Bessec, Fouquau (2008)). Для выборки выключенного отопления связь потребления электроэнергии и температура характеризуется другой функциональной формой, соответствующей южным странам (Bessec, Fouquau, 2008), где равнозначно ярко выражены и «эффект обогрева», и «эффект охлаждения». Таким образом, переменная, отвечающая за отопление, оказывает значимое влияние на потребление. Дальнейший анализ в разрезе месяцев также демонстрирует существенные различия функциональной формы, особенно в месяцы включения и отключения отопления.

Таким образом, при построении прогноза спроса электроэнергии необходимо учитывать не только такие погодные факторы, как температура, относительная влажность, скорость ветра, но и выбирать корректную форму зависимости от температуры, которая, в свою очередь, зависит от месяца года и периода включения/выключения центрального отопления.

Отметим, что исследуемый в работе регион, Пермский край, является достаточно протяженным с севера на юг. А это обуславливает значительную дифференциацию, в частности, температуры окружающей среды, по территории региона в один и тот же момент времени. В исследовании дифференциация температуры не учитывается, но может быть детально проанализирована в дальнейших исследованиях.

Благодарности. Статья подготовлена в ходе проведения исследования (№ 15-05-0063) в рамках Программы «Научный фонд Национального исследовательского университета «Высшая школа экономики (НИУ ВШЭ)» в 2015–2016 гг. и государственной поддержки ведущих университетов Российской Федерации «5–100».

Список литературы

Катышев П. К., Чернавский С. Я., Марушкевич Е. Ю., Эйсмонт О. А. (2007). Влияние тарифов естественных монополий на российскую экономику. В кн.: *VIII Международная научная конференция. Модернизация экономики и общественное развитие: В 3 кн. / Отв. ред.: Е. Г. Ясин. Кн. 1.* 263–273. М.: Издательский дом ГУ ВШЭ.

Попова Е. А., Чадов А. Л. (2016). Моделирование оптового рынка электроэнергии макрорегиона с помощью непрерывно-дискретных моделей. *Известия РАН. Энергетика*, 3, 26–38.

Al-Iriani M. A. (2005). Climate-related electricity demand-side management in oil-exporting countries — the case of the United Arab Emirates. *Energy Policy*, 33 (18), 2350–2360.

Apadula F., Bassini A., Ell A., Scapin S. (2012). Relationships between meteorological variables and monthly electricity demand. *Applied Energy*, 98 (8), 346–356.

Auffhammer M., Aroonruengsawat A. (2011). Simulating the impacts of climate change, prices and population on California's residential electricity consumption. *Climatic change*, 109 (1), 191–210.

Auffhammer M., Mansur E. T. (2014). Measuring climatic impacts on energy consumption: A review of the empirical literature. *Energy Economics*, 46 (6), 522–530.

Bentzen J., Engsted T. (1993). Short and long-run elasticities in energy demand: A cointegration approach. *Energy Economics*, 15 (1), 9–16.

Bessec M., Fouquau J. (2008). The non-linear link between electricity consumption and temperature in Europe: A threshold panel approach. *Energy Economics*, 30 (5), 2705–2721.

Cancelo J. R., Espasa A., Grafe R. (2008). Forecasting the electricity load from one day to one week ahead for the Spanish system operator. *International Journal of Forecasting*, 24 (4), 588–602.

Carleton T. A., Hsiang S. M. (2016). Social and economic impacts of climate. *Science*, 353 (6304), aad9837.

Deschênes O., Greenstone M. (2011). Climate change, mortality, and adaptation: Evidence from annual fluctuations in weather in the US. *American Economic Journal: Applied Economics*, 3 (4), 152–185.

Engle R. F., Granger C. W., Rice J., Weiss A. (1986). Semiparametric estimates of the relation between weather and electricity sales. *Journal of the American Statistical Association*, 81 (394), 310–320.

Filatov A., Lisin E., Smirnova E. (2015). The day-ahead energy market forecasting in Russian Federation: A case study of Siberia. *Montenegrin Journal of Economics*, 11 (2), 125–135.

Fels M. F. (1986). PRISM: An introduction. *Energy and Buildings*, 9 (1–2), 5–18.

Friedrich L., Afshari A. (2015). Short-term forecasting of the Abu Dhabi electricity load using multiple weather variables. *Energy Procedia*, 75, 3014–3026.

Hekkenberg M., Moll H. C., Uiterkamp A. S. (2009). Dynamic temperature dependence patterns in future energy demand models in the context of climate change. *Energy*, 34 (11), 1797–1806.

Henley A., Peirson J. (1997). Non-linearities in electricity demand and temperature: Parametric versus non-parametric methods. *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, 59 (1), 149–162.

Hsiang S. (2016). Climate econometrics. *Annual Review of Resource Economics*, 8, 43–75.

Lee C. C., Chiu Y. B. (2011). Electricity demand elasticities and temperature: Evidence from panel smooth transition regression with instrumental variable approach. *Energy Economics*, 33 (5), 896–902.

Lee C. C., Lee J. D. (2010). A panel data analysis of the demand for total energy and electricity in OECD countries. *The Energy Journal*, 31 (1) 1–23.

Li X., Sailor D. J. (1995). Electricity use sensitivity to climate and climate change. *World Resource Review*, 7 (3), 334–346.

Mirasgedis S., Sarafidis Y., Georgopoulou E., Lalas D. P., Moschovits M., Karagiannis F., Papakonstantinou D. (2006). Models for mid-term electricity demand forecasting incorporating weather influences. *Energy*, 31 (2), 208–227.

Moral-Carcedo J., Vicens-Otero J. (2005). Modelling the non-linear response of Spanish electricity demand to temperature variations. *Energy Economics*, 27 (3), 477–494.

Olatubi W. O., Zhang Y. (2003). A dynamic estimation of total energy demand for the Southern States. *The Review of Regional Studies*, 33 (2), 206–228.

OrtizBeviá M. J., RuizdeElvira A., Alvarez-García F. J. (2014). The influence of meteorological variability on the mid-term evolution of the electricity load. *Energy*, 76 (13), 850–856.

Pardo A., Meneu V., Valor E. (2002). Temperature and seasonality influences on Spanish electricity load. *Energy Economics*, 24 (1), 55–70.

Robinson P. J. (1997). Modeling utility load and temperature relationships for use with long-lead forecasts. *Journal of Applied Meteorology*, 36 (5), 591–598.

Robinson P. M. (1988). Root-N-consistent semiparametric regression. *Econometrica*, 56 (4), 931–954.

Schlenker W., Roberts M. J. (2009). Nonlinear temperature effects indicate severe damages to US crop yields under climate change. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 106 (37), 15594–15598.

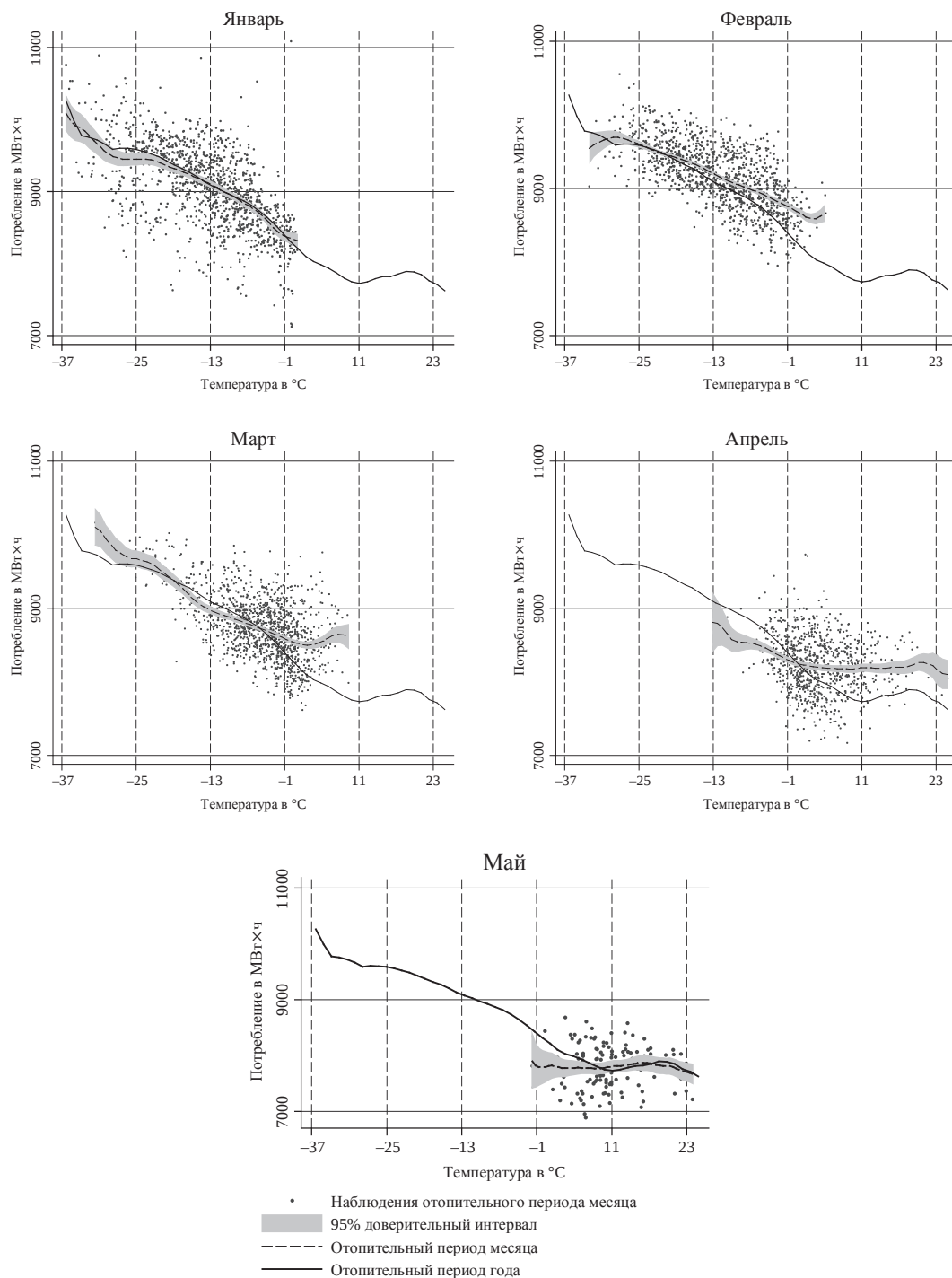
Valor E., Meneu V., Caselles V. (2001). Daily air temperature and electricity load in Spain. *Journal of Applied Meteorology*, 40 (8), 1413–1421.

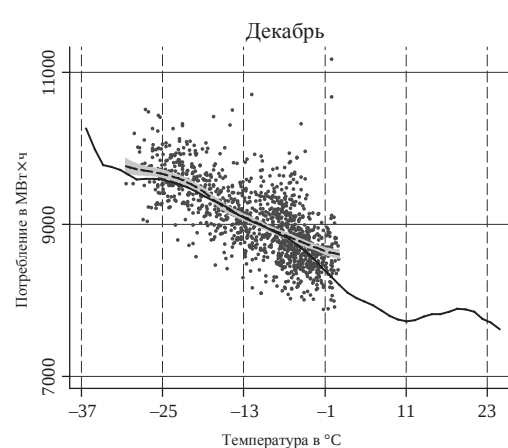
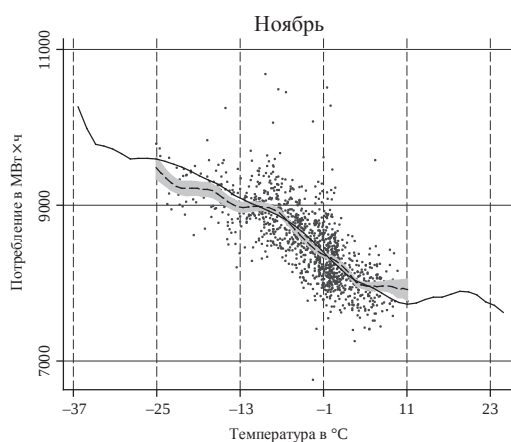
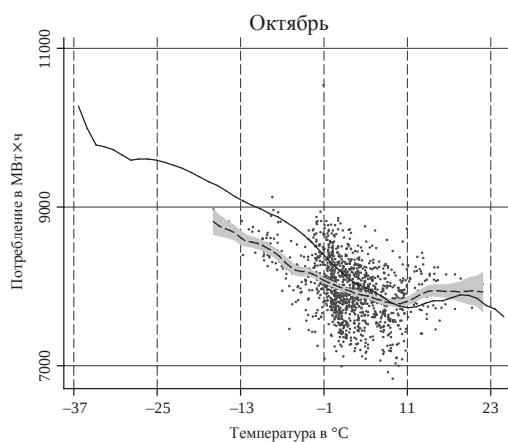
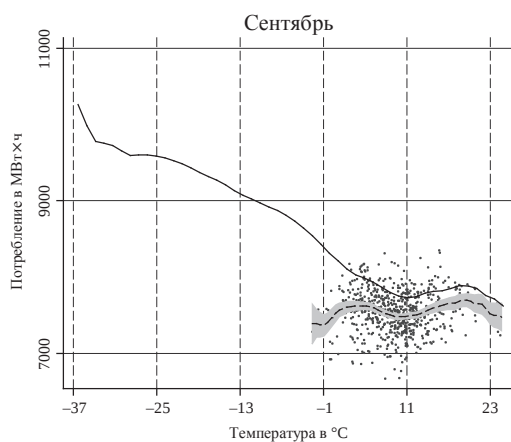
Woods J., Fuller C. (2014). Estimating base temperatures in econometric models that include degree days. *Energy Economics*, 45 (5), 166–171.

Поступила в редакцию 04.10.2016;
принята в печать 30.03.2017.

Приложение 1

Соотношение потребления электроэнергии и температуры Пермского края для отопительного периода по месяцам года

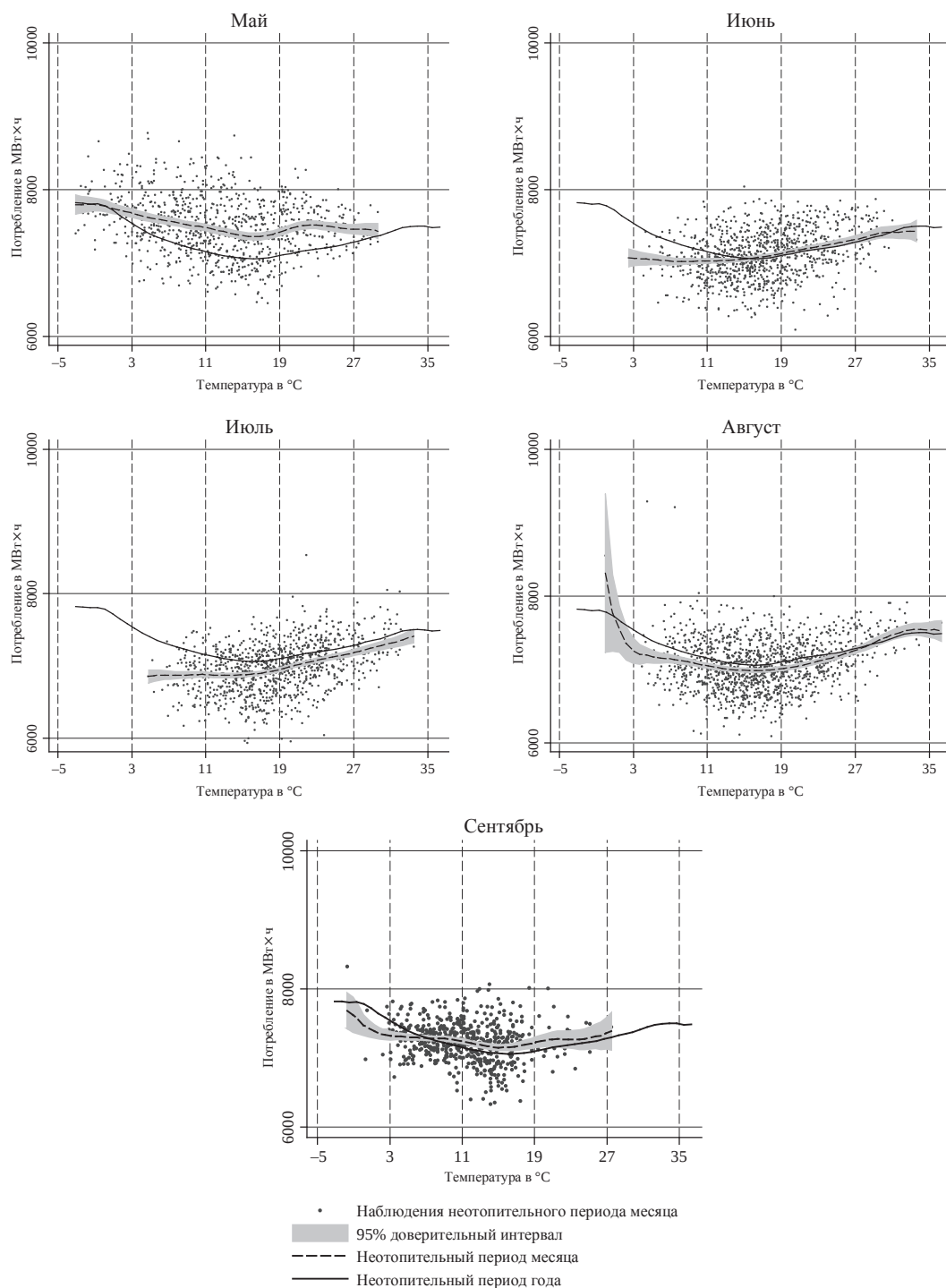




- Наблюдения отопительного периода месяца
- 95% доверительный интервал
- Отопительный период месяца
- Отопительный период года

Приложение 2

Соотношение потребления электроэнергии и температуры Пермского края для неотапительного периода по месяцам года



Ozhegov E., Popova E. Demand for electricity and weather conditions: Nonparametric analysis. *Applied Econometrics*, 2017, v. 46, pp. 55–73.

Evgeniy Ozhegov

National Research University Higher School of Economics, Perm, Russian Federation;
tos600@gmail.com

Evgeniya Popova

National Research University Higher School of Economics, Perm, Russian Federation;
epopova@hse.ru

Demand for electricity and weather conditions: Nonparametric analysis

In this paper we study the effect of weather conditions on electricity consumption in Perm region. We employ the data on consumption, air temperature, humidity and wind power for each 3 hours in 2011–2015. Using nonparametric two-step procedure, we revealed non-linear relation between electricity and temperature. We also revealed the different shape of relation for periods with switched on and switched off central heating.

Keywords: electricity consumption; outside weather; kernel estimation.

JEL classification: C14; L94; Q41.

References

Katyshev P. K., Marushkevich E. Yu., Chernavsky S. Ya., Eismont O. A. (2007). Influence of natural monopolies' tariffs on Russian economy. In: *Modernization of Economy and Public Development*, NRU HSE, Vol. 1, 263–273 (in Russian).

Popova E. A., Chadov A. L. (2016). Discrete-continuous models in the wholesale electricity macroregion market modeling. *Proceedings of RAS. Power Engineering*, 3, 26–38 (in Russian).

Al-Iriani M. A. (2005). Climate-related electricity demand-side management in oil-exporting countries — the case of the United Arab Emirates. *Energy Policy*, 33 (18), 2350–2360.

Apadula F., Bassini A., Ell A., Scapin S. (2012). Relationships between meteorological variables and monthly electricity demand. *Applied Energy*, 98 (8), 346–356.

Auffhammer M., Aroonruengsawat A. (2011). Simulating the impacts of climate change, prices and population on California's residential electricity consumption. *Climatic change*, 109 (1), 191–210.

Auffhammer M., Mansur E. T. (2014). Measuring climatic impacts on energy consumption: A review of the empirical literature. *Energy Economics*, 46 (6), 522–530.

Bentzen J., Engsted T. (1993). Short and long-run elasticities in energy demand: A cointegration approach. *Energy Economics*, 15 (1), 9–16.

Bessec M., Fouquau J. (2008). The non-linear link between electricity consumption and temperature in Europe: A threshold panel approach. *Energy Economics*, 30 (5), 2705–2721.

Cancelo J. R., Espasa A., Grafe R. (2008). Forecasting the electricity load from one day to one week ahead for the Spanish system operator. *International Journal of Forecasting*, 24 (4), 588–602.

Carleton T. A., Hsiang S. M. (2016). Social and economic impacts of climate. *Science*, 353 (6304), aad9837.

Deschênes O., Greenstone M. (2011). Climate change, mortality, and adaptation: Evidence from annual fluctuations in weather in the US. *American Economic Journal: Applied Economics*, 3 (4), 152–185.

Engle R. F., Granger C. W., Rice J., Weiss A. (1986). Semiparametric estimates of the relation between weather and electricity sales. *Journal of the American Statistical Association*, 81 (394), 310–320.

Filatov A., Lisin E., Smirnova E. (2015). The day-ahead energy market forecasting in Russian Federation: A case study of Siberia. *Montenegrin Journal of Economics*, 11 (2), 125–135.

Fels M. F. (1986). PRISM: An introduction. *Energy and Buildings*, 9 (1–2), 5–18.

Friedrich L., Afshari A. (2015). Short-term forecasting of the Abu Dhabi electricity load using multiple weather variables. *Energy Procedia*, 75, 3014–3026.

Hekkenberg M., Moll H. C., Uiterkamp A. S. (2009). Dynamic temperature dependence patterns in future energy demand models in the context of climate change. *Energy*, 34 (11), 1797–1806.

Henley A., Peirson J. (1997). Non-linearities in electricity demand and temperature: Parametric versus non-parametric methods. *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, 59 (1), 149–162.

Hsiang S. (2016). Climate econometrics. *Annual Review of Resource Economics*, 8, 43–75.

Lee C. C., Chiu Y. B. (2011). Electricity demand elasticities and temperature: Evidence from panel smooth transition regression with instrumental variable approach. *Energy Economics*, 33 (5), 896–902.

Lee C. C., Lee J. D. (2010). A panel data analysis of the demand for total energy and electricity in OECD countries. *The Energy Journal*, 31 (1) 1–23.

Li X., Sailor D. J. (1995). Electricity use sensitivity to climate and climate change. *World Resource Review*, 7 (3), 334–346.

Mirasgedis S., Sarafidis Y., Georgopoulou E., Lalas D. P., Moschovits M., Karagiannis F., Papakonstantinou D. (2006). Models for mid-term electricity demand forecasting incorporating weather influences. *Energy*, 31 (2), 208–227.

Moral-Carcedo J., Vicens-Otero J. (2005). Modelling the non-linear response of Spanish electricity demand to temperature variations. *Energy Economics*, 27 (3), 477–494.

Olatubi W. O., Zhang Y. (2003). A dynamic estimation of total energy demand for the Southern States. *The Review of Regional Studies*, 33 (2), 206–228.

OrtizBeviá M. J., RuizdeElvira A., Alvarez-García F. J. (2014). The influence of meteorological variability on the mid-term evolution of the electricity load. *Energy*, 76 (13), 850–856.

Pardo A., Meneu V., Valor E. (2002). Temperature and seasonality influences on Spanish electricity load. *Energy Economics*, 24 (1), 55–70.

Robinson P. J. (1997). Modeling utility load and temperature relationships for use with long-lead forecasts. *Journal of Applied Meteorology*, 36 (5), 591–598.

Robinson P. M. (1988). Root-N-consistent semiparametric regression. *Econometrica*, 56 (4), 931–954.

Schlenker W., Roberts M. J. (2009). Nonlinear temperature effects indicate severe damages to US crop yields under climate change. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 106 (37), 15 594–15 598.

Valor E., Meneu V., Caselles V. (2001). Daily air temperature and electricity load in Spain. *Journal of Applied Meteorology*, 40 (8), 1413–1421.

Woods J., Fuller C. (2014). Estimating base temperatures in econometric models that include degree days. *Energy Economics*, 45 (5), 166–171.

Received 04.10.2016; accepted 30.03.2017.