

УДК 621.31:51-74

DOI 10.46960/2658-6754_2023_3_111

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЧАСОВ ПИКОВОЙ НАГРУЗКИ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НАИВНЫХ МОДЕЛЕЙ

В.А. Воронин

ORCID: 0000-0002-7242-9100 e-mail: voroninva@kuzstu.ru

*Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева
Кемерово, Россия***Ф.С. Непша**

ORCID: 0000-0002-7468-2548 e-mail: nepshafs@kuzstu.ru

*Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева
Кемерово, Россия
ООО «РТСофт-Смарт Грид»
Москва, Россия*

Представлены результаты сравнительного анализа 10 различных вариантов моделей прогнозирования часов пиковой нагрузки на примере 67 субъектов Российской Федерации. Проведена оценка годового экономического эффекта для различных стратегий управления электропотреблением. Определены ориентировочные значения сроков окупаемости систем накопления электроэнергии, используемых для разряда в часы пиковых нагрузок. Это позволило дать оценку экономического потенциала управления электропотреблением для потребителей электроэнергии за счет снижения электрической нагрузки в часы пиковых нагрузок региональной энергосистемы. Приведенные результаты актуализируются в связи с тем, что час пиковой нагрузки заранее неизвестен, и потребитель должен прогнозировать его наступление для организации программы управления электропотреблением. Построение прогнозной модели может быть выполнено с использованием наивных методов прогнозирования, основанных на простых правилах.

Ключевые слова: прогнозирование, рынок электроэнергии, системы накопления электроэнергии, управление спросом, управление электропотреблением, часы пиковой нагрузки.

Для цитирования: Воронин В.А., Непша Ф.С. Прогнозирование часов пиковой нагрузки региональных энергосистем с использованием наивных моделей // Интеллектуальная Электротехника. 2023. № 3. С. 111-124.
DOI: 10.46960/2658-6754_2023_3_111

FORECASTING PEAK LOAD HOURS OF REGIONAL POWER SYSTEMS USING NAIVE MODELS

V.A. Voronin

ORCID: 0000-0002-7242-9100 e-mail: voroninva@kuzstu.ru

T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University

Kemerovo, Russia

F.S. Nepsha

ORCID: 0000-0002-7468-2548 e-mail: nepshafs@kuzstu.ru

T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University

Kemerovo, Russia

«RTSoft-Smart Grid» LLC

Moscow, Russia

Abstract. The paper assesses the economic potential of power consumption management for electricity consumers by reducing the electrical load during peak hours of the regional energy system. Due to the fact that the hour of peak load is not known in advance, the consumer must predict its occurrence in order to organize an energy management program. The development of a predictive model can be done using naive forecasting methods based on simple rules. The article presents a comparative analysis of 10 different models for forecasting peak hours using the example of 67 subjects of the Russian Federation. An assessment of the annual economic effect for various strategies for managing electricity consumption was carried out. Approximate values of the payback periods of energy storage systems used for discharge during peak hours are determined.

Keywords: demand management, electricity market, electricity storage systems, forecasting, peak hours, power consumption management.

For citation: V.A. Voronin and F.S. Nepsha, "Forecasting peak load hours of regional power systems using naive models", *Smart Electrical Engineering*, no. 3, pp. 111-124, 2023. DOI: 10.46960/2658-6754_2023_3_111

I. Введение

Ценообразование в российской электроэнергетике стимулирует потребителей выравнивать свои графики электропотребления и снижать пиковые нагрузки. Крупные потребители (более 670 кВт) оплачивают электроэнергию по 3-6 ценовым категориям (ЦК), предусматривающим почасовые тарифы на электроэнергию и тариф на мощность за фактический час пиковой нагрузки и за плановые часы пиковой нагрузки региональной энергосистемы.

Проведенный авторами анализ показал, что в 2022 г. для 3 ЦК (класс напряжения СН-1, максимальная мощность энергопринимающих установок потребление 670 кВт - 10 МВт) средний (по 67-ми субъектам России) тариф на электроэнергию составил 3740,30 руб/МВт·ч, а средний суточный размах

его изменения – 706,32 руб/МВт·ч. Это позволяет потребителям экономить за счет переноса наиболее энергоемких технологических процессов на часы с наиболее дешевой электроэнергией (ночные). Однако в час пиковой нагрузки (ЧПН) стоимость электропотребления возрастает в среднем до 39761,09 руб/МВт (получено путем усреднения отношения тарифа на мощность к количеству рабочих дней в месяце), что в 10,63 раз выше по сравнению со средней стоимостью электроэнергии в остальные (непиковые) часы суток. Таким образом, снижение электропотребления в течение всего одного часа в сутки позволяет значительно сократить расходы на покупку электроэнергии без существенных изменений режима работы потребителя.

ЧПН публикуются на сайте Администратора торговой системы (АО «АТС») 10-го числа месяца, следующего за расчетным, т.е. становятся известны потребителям только постфактум (в соответствии с п. 192 Постановления Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172). Таким образом, для максимально эффективного управления собственным электропотреблением необходимо прогнозировать ЧПН. В связи с тем, что потребители не имеют доступа к оперативным данным об изменениях электрической нагрузки региональной энергосистемы, при прогнозировании ЧПН они вынуждены опираться на данные АО «АТС».

В [1] на примере машиностроительного предприятия показано, что смещение электропотребления с периодов пиковой нагрузки энергосистемы позволяет сократить плату на электроэнергию на величину до 42-63 %. Согласно оценкам, проведенным в [2], средняя экономия затрат на электропотребление за счет управления спросом для промышленных предприятий может составить порядка 20 %. В [3] показано, что сокращение электропотребления в ЧПН может обеспечить снижение затрат на покупку электроэнергии промышленными предприятиями на величину от 3,3 до 20 %. В [4] получено снижение затрат на электроснабжение на 34,62 % за счет оптимизации режима работы компрессорной станции с учетом суточных изменений тарифа на электроэнергию. В [5] аналогичное исследование проведено для тепловых насосов и показало эффект сокращения затрат на 13,6 %.

Управляемое изменение электропотребления может быть также реализовано за счет систем накопления электроэнергии (СНЭЭ). В [6] показано, что экономический доход при использовании СНЭЭ для извлечения прибыли из суточного колебания цен на электроэнергию (арбитраж) может достигать 270 \$/МВт·ч в сутки. По данным [8], использование накопителей электроэнергии может обеспечить экономический доход за счет ценового арбитража и оказания системных услуг при сроках окупаемости от 3,35 до 10,95 лет. В [8] показано, что система из солнечных панелей и СНЭЭ может приносить экономический доход, за счет арбитража цен и ограничения пиковых нагрузок.

II. Постановка проблемы

ЧПН подвержены сезонным колебаниям, связанным с изменением продолжительности светового дня, температуры воздуха, структуры электропотребления, а также годовым колебаниям, связанным с развитием промышленности и жилищно-коммунального хозяйства, а также с изменениями в экономике региона.

При выборе метода для прогнозирования ЧПН целесообразно начать анализ с наиболее простых (наивных) методов, основанных на простых правилах (так называемые «*Persistence Model*»). Как показал авторский опыт использования методов машинного обучения для прогнозирования ЧПН, усложнение алгоритмов не всегда позволяет получить значительный прирост точности прогнозирования, однако, может существенно усложнить подготовку, развертывание и эксплуатацию таких прогнозных моделей [9]. Аналогичные результаты были получены и другими авторами, например, в [10] точность прогнозирования составляет порядка 50 % при использовании искусственной нейронной сети для прогнозирования ЧПН на примере Ярославской области.

На рис. 1 в качестве примера показано изменение ЧПН в 2020-2022 гг. для Кемеровской области.

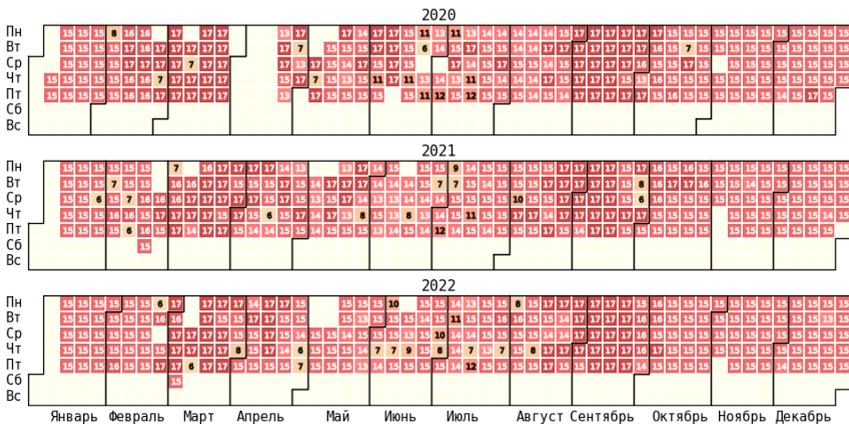


Рис. 1. Распределение ЧПН по годам в Кемеровской области

Fig. 1. Distribution of peak load hours by years in the Kemerovo region

На рис. 1 наблюдается выраженная сезонность изменения ЧПН, однако, общий характер распределения ЧПН от года к году отличается несущественно. Это дает возможность использовать наивные прогнозные мо-

дели, обеспечивающие удовлетворительный прогноз ЧПН на основе данных предшествующего года. Такие модели отличаются простотой, быстродействием и большим горизонтом прогнозирования.

Рост популярности машинного обучения и нейронных сетей часто приводит к недостаточному вниманию или даже полному исключению из анализа этапа разработки простых наивных моделей, в то время как такие алгоритмы могут в ряде случаев успешно заменять сложные модели машинного обучения. В настоящей работе выполнен анализ точности основных вариантов наивных моделей прогнозирования ЧПН, а также определен экономический эффект, который может быть получен при использовании данных моделей для управления электропотреблением.

III. Методология

Настоящее исследование выполнено на языке программирования *Python* с использованием библиотеки *pandas*. ЧПН и тарифная информация загружены с сайта АО «АТС» за период 2019-2022 гг. Данные по тарифам на услуги по передаче электрической энергии и сбытовым надбавкам в регионах РФ загружены с портала «*Time2Save*».

В качестве наивных моделей прогнозирования ЧПН рассмотрены алгоритмы, основанные на:

- предположении о неизменности ЧПН в текущем и прошлом месяце;
- предположении о неизменности ЧПН в текущем и прошлом году.

Модель может принимать в качестве прогноза пиковый час соответствующего дня предыдущего месяца/года или выполнять агрегирование ЧПН в пределах некоторого окна данных предыдущих периодов времени. Во втором случае в качестве агрегирующей функции может быть использована функция *value_counts* библиотеки *pandas*, выполняющая подсчет количества уникальных значений внутри окна данных и возвращающая список пиковых часов, ранжированный по частоте их появления. Агрегирование данных также позволяет прогнозировать интервалы времени в несколько часов, в пределах которых наиболее вероятно появление ЧПН.

Точность прогнозирования оценивается долей попадания фактических ЧПН в предсказанный интервал времени. Общая результативность модели прогнозирования оценивается на основании расчета величины годовой экономии финансовых средств при регулярном ограничении электропотребления в предсказанные часы суммарно на 1 кВт·ч в сутки, за счет увеличения электрической нагрузки на аналогичную величину в час с минимальной стоимостью электроэнергии. Расходы на покупку электроэнергии определялись для 3-й и 4-й ценовой категории. Для 4-й ЦК расчетное выражение приведено ниже (для 3-й ЦК используется аналогичная формула, но без платы за «сетевую» мощность):

$$C = \sum_{d=1}^{365} \sum_{h=1}^{24} (c_{w,h,d} W_{h,d}) + \sum_m^{12} \left(c_{p1,m} \frac{\sum_{w=1}^{wd} P_{rh,w}}{wd} \right) + \sum_m^{12} \left(c_{p2,m} \frac{\sum_{w=1}^{wd} P_{ph,w}}{wd} \right), \quad (1)$$

где $c_{w,h,d}$ – ставка за электрическую энергию для h -го часа d -го дня, руб/МВт·ч; $c_{p1,m}$ – ставка за «генераторную» мощность в m -м месяце, руб/МВт в месяц; $c_{p2,m}$ – ставка за «сетевую» мощность m -м месяце, руб/МВт в месяц; $W_{h,d}$ – потребление электрической энергии в h -й час d -го дня, МВт·ч; $P_{rh,w}$ – потребление электроэнергии в час пиковой нагрузки w -го рабочего дня, МВт; $P_{ph,w}$ – максимальное часовое потребление электроэнергии в плановые часы пиковой нагрузки w -го рабочего дня, МВт; wd – количество рабочих дней в m -м месяце. Экономический эффект достигается в основном за счет снижения величины P_{rh} при регулярном сокращении электрической нагрузки в ЧПН, а также частично за счет сокращения величины $W_{h,d}$.

Прогнозирование выполнено отдельно для каждого региона РФ для 2020, 2021 и 2022 гг. по данным предшествующего года с усреднением полученных результатов. В работе рассмотрено 67 субъектов РФ.

IV. Результаты

На рис. 2 приведены результаты прогнозирования ЧПН, полученные с помощью наивных моделей, принимающих в качестве прогноза ЧПН:

- а) пиковый час соответствующего дня прошлого месяца;
- б) наиболее частый пиковый час соответствующей недели прошлого месяца;
- в) наиболее частый пиковый час прошлого месяца;
- г) пиковый час соответствующего дня прошлого года;
- д) наиболее частый пиковый час соответствующей недели прошлого года;
- е) наиболее частый пиковый час соответствующего месяца прошлого года;
- ж) наиболее частый пиковый час скользящего окна в 1 неделю со смещением на год;
- з) наиболее частый пиковый час скользящего окна в 2 недели со смещением на год;
- и) наиболее частый пиковый час скользящего окна в 3 недели со смещением на год;
- к) наиболее частый пиковый час скользящего окна в 4 недели со смещением на год.

Как следует из рис. 2, лучшие результаты при прогнозировании в одночасовом интервале показали методы е, ж, з, и с медианой точности в 0,43...0,44, в трехчасовом интервале – е, и с медианой точности в 0,80...0,82.

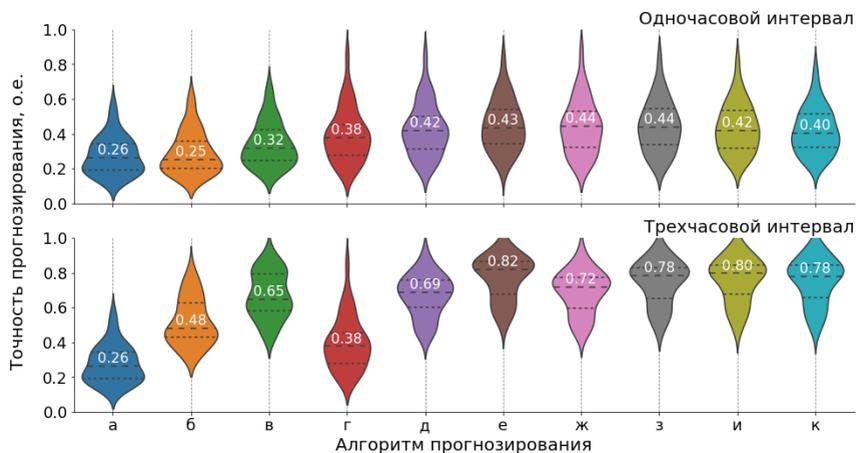


Рис. 2. Скрипичные диаграммы точности прогнозирования ЧПН в одно- и трехчасовом интервале (на диаграмме указаны медианные значения)

Fig. 2. Violin plots of peak load hours forecasting accuracy in one- and three-hour intervals (median values are indicated on the chart)

Прогнозирование интервалов наиболее вероятных часов ЧПН позволяет существенно повысить точность прогнозной модели. Однако при ограниченных возможностях снижения электропотребления, например, при использовании СНЭЭ ограниченной энергоемкости, объемы снижения электрической нагрузки должны делиться между прогнозными часами предполагаемых пиковых нагрузок, что может снизить экономический эффект управления электропотреблением. На рис. 3 показаны результаты расчета годового экономического эффекта (по тарифам 2022 г. – 3 ЦК, класс напряжения СН-2, максимальная мощность энергопринимающих установок потребителя менее 670 кВт) при использовании разных интервалов прогнозирования, полученные для 67 субъектов РФ.

Как следует из рис. 3, точность прогнозирования ЧПН в значительной степени определяет величину экономического эффекта от управления электропотреблением (коэффициент корреляции составляет 0,8). Наибольшая величина экономического эффекта соответствует использованию одночасовых прогнозов ЧПН, а расширение прогнозного интервала снижает экономический эффект в среднем на 23,1 и 36,5 % соответственно при использовании двух- и трехчасовых интервалов прогнозирования.

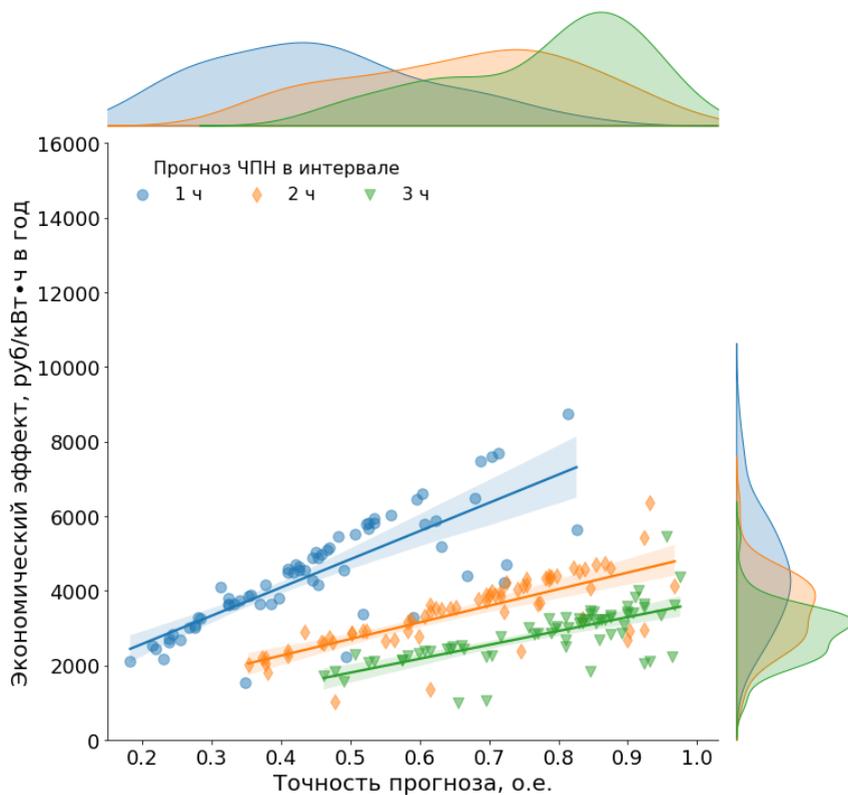


Рис. 3. Зависимость годового экономического эффекта управления электропотреблением от точности прогноза ЧПН (каждая точка показывает экономический эффект за 2022 г. для отдельного субъекта РФ)

Fig. 3. Dependence of the annual economic effect of power consumption management on the accuracy of the peak load hours forecast (each point shows the economic effect for 2022 for a subject of the Russian Federation)

Ценовая категория (3-я или 4-я), класс напряжения и максимальная мощность энергопринимающих установок потребителя практически не оказывают влияние на величину экономического эффекта в связи с тем, что основной доход от управления электропотреблением достигается за счет сокращения затрат на покупку «генераторной» мощности (тарифная ставка одинакова при любом классе напряжения и мощности), а разность стоимости электроэнергии в ЧПН и наиболее «дешевый» час оказывается несущественной.

Повышение точности прогнозирования ЧПН до 100 % увеличивает экономический эффект в среднем в 2 раза. Путем варьирования точности прогнозирования ЧПН от 0 до 100 % для каждого рассматриваемого региона, получен усредненный прирост экономического эффекта при увеличении точности прогнозирования ЧПН в $97,92 \pm 15,84$ руб/кВт·ч в год на 1 %.

V. Обсуждение

Полученные в предыдущем разделе результаты могут быть использованы для предварительной технико-экономической оценки мероприятий по снижению электропотребления в ЧПН. В частности, эффективным средством управления электропотреблением может являться СНЭЭ, разряд которого целесообразно производить в прогнозируемые часы наступления ЧПН. По данным *NREL* [11], среднемировой уровень цен на СНЭЭ составляет порядка 283 \$/кВт·ч. Однако в условиях РФ, в связи с рядом логистических трудностей и недостаточным опытом внедрения подобных устройств, такие проекты могут оказаться существенно дороже, в частности стоимость СНЭЭ может достигать до 2000 \$/кВт·ч.

На рис. 4 представлена диаграмма годового удельного экономического эффекта снижения электропотребления в ЧПН по субъектам РФ за 2022 г. при использовании 3 ЦК и одночасовых интервалов прогнозирования. Наибольший экономический эффект за 2022 г. был получен для Республики Крым, Москвы и Марий Эл, а наименьший – для Липецкой области, Забайкальского края и Республики Тыва. Величина экономического эффекта в значительной степени коррелирует с точностью прогнозирования ЧПН, однако, для ряда регионов были получены достаточно малые величины эффекта при высокой точности прогнозирования, что объясняется малой стоимостью «генераторной» мощности в данных регионах.

На рис. 5 приведено семейство графиков выборочной функции распределения сроков окупаемости СНЭЭ по регионам РФ при изменении капитальных затрат от 266 до 933 \$/кВт·ч (от 20 до 70 тыс. руб/кВт·ч). Расчет выполнен при ставке дисконтирования в 12,5 % и с допущением, что величина экономического дохода неизменна и равна расчетным значениям для 2022 г. при точности прогнозирования, характерной для использования в качестве прогноза наиболее частого пикового часа соответствующего месяца прошлого года. При этом принято допущение, что точность прогнозирования и тарифы на электрическую энергию и мощность остаются неизменными.

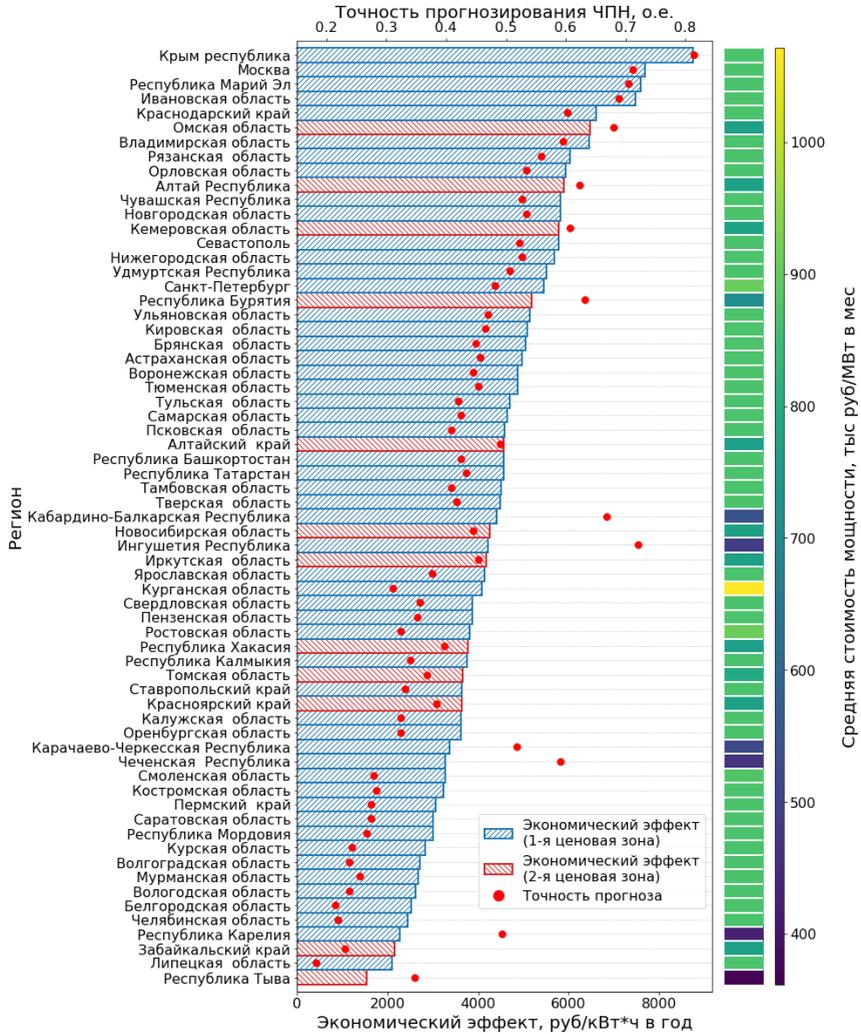


Рис. 4. Диаграмма экономического эффекта при снижении электропотребления в ЧПН и точности прогнозирования по регионам РФ

Fig. 4. Economic effect diagram for power consumption management in peak load hours and forecasting accuracy by regions of the Russian Federation

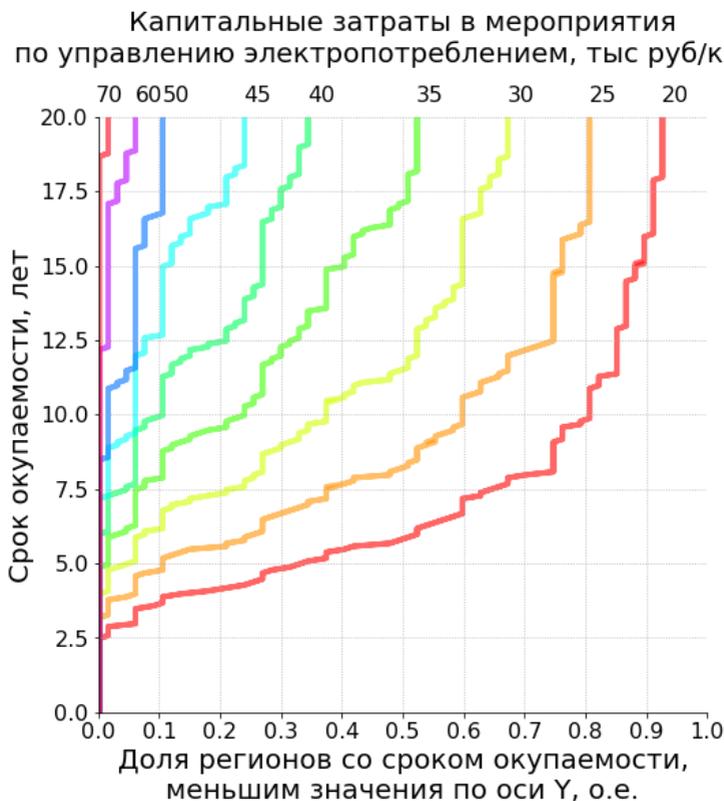


Рис. 5. Графики дисконтированных сроков окупаемости

Fig. 5. Discounted payback charts

Как следует из рис. 5, сроки окупаемости достаточно существенно варьируются по субъектам РФ (в среднем размах составляет более 20 лет). Срок окупаемости в 5 лет достигается в 50 % регионов при величине капитальных затрат в 18 тыс. руб/кВт•ч, а срок окупаемости в 7,5 года – при 23,5 тыс. руб/кВт•ч.

VI. Заключение

Рассмотрено применение наивных методов прогнозирования ЧПН на примере 67 субъектов Российской Федерации. Установлено, что точность прогнозирования ЧПН достигает в среднем 0,45. Лучшие результаты показал метод прогнозирования на основе определения наиболее частого ЧПН соответствующего месяца прошлого года.

Показано, что наиболее выгодной стратегией управления СНЭЭ является разряд в один наиболее вероятный ЧПН, что на 23,1 и 36,5 % более выгодно по сравнению с вариантами распределения разряда на два или на три наиболее вероятных ЧПН соответственно. Экономический эффект при снижении электропотребления в ЧПН с применением наивных методов прогнозирования составляет от 1546 до 8737 руб/кВт в год в зависимости от региона, а повышение точности прогнозирования на 1 % позволяет повысить эффект в среднем на 97,92 руб/кВт в год.

Несмотря на имеющийся экономический потенциал управления электропотреблением, в настоящее время в России недостаточно проработаны вопросы классификации активных потребителей, а также методы их анализа и управления.

Исследование выполнено при финансовой поддержке государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (№ 075-03-2021 138/3).

© Воронин В.А., 2023

© Непша Ф.С., 2023

Поступила в редакцию 24.03.2023

Принята к публикации 08.06.2023

Received 24.03.2023

Accepted 08.06.2023

Библиографический список

- [1] Дзюба А.П., Соловьева И.А. Ценозависимое электропотребление как инструмент управления рисками неплатежей за электроэнергию промышленных предприятий // Стратегические Решения и Риск-Менеджмент. 2019. Т. 10. № 1. С. 8-19. DOI: 10.17747/2618-947X-2019-1-8-19
- [2] Соловьева И.А. Экономическая эффективность ценозависимого управления затратами на электропотребление на промышленных предприятиях // Вестник науки Сибири. 2017. № 3 (26). С. 160-173.
- [3] Дзюба А.П. Управление спросом на энергоресурсы промышленных предприятий: теория и методология: автореф. дис. док. экон. наук, ЮУрГУ, Челябинск, 2021. – 40 с.
- [4] Liang Y.-L., Guo C.-X., Li K.-J., Li M.-Y. Economic scheduling of compressed natural gas main station considering critical peak pricing // Applied Energy. 2021. Vol. 292. 116937. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.116937
- [5] Jin X., Zheng S., Huang G., Lai A.C.K. Energy and economic performance of the heat pump integrated with latent heat thermal energy storage for peak demand shifting // Applied Thermal Engineering. 2023. Vol. 218. 119337. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2022.119337

- [6] Zhang X., Qin C., Loth E., Xu Y., Zhou X., Chen H. Arbitrage analysis for different energy storage technologies and strategies // *Energy Reports*. 2021. Vol. 7. P. 8198-8206. DOI: 10.1016/j.egy.2021.09.009
- [7] Mustafa M.B., Keatley P., Huang Y., Agbonaye O., Ademulegun O.O., Hewitt N. Evaluation of a battery energy storage system in hospitals for arbitrage and ancillary services // *Journal of Energy Storage*. 2021. Vol. 43. 103183. DOI: 10.1016/j.est.2021.103183
- [8] Campana P.E., Cioccolanti L., François B., Jurasz J., Zhang Y., Varini M., Stridh B., Yan J. Li-ion batteries for peak shaving, price arbitrage, and photovoltaic self-consumption in commercial buildings: A Monte Carlo analysis // *Energy Conversion and Management*. 2021. Vol. 234. 113889. DOI: 10.1016/j.enconman.2021.113889
- [9] Voronin V., Nepsha F., Krasilnikov M. Short term forecasting peak load hours of regional power systems using machine learning methods // *CIGRE Science and Engineering*. 2023. No. 29. P. 1-18.
- [10] Maryasin O.Yu., Lukashov A.I. Analyzing and forecasting peak load hours // *proc. 2021 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*, May 17-21, 2021, Sochi, Russia: IEEE, 2021. P. 25-30. DOI: 10.1109/ICIEAM51226.2021.9446369
- [11] Cole W., Frazier A., Augustine C. Cost projections for utility-scale battery storage: 2021 update. Technical Report NREL/TP-6A20-79236. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2021. – 21 p. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf> (дата обращения 12.02.2023).

References

- [1] A.P. Dzyuba and I.A. Solovieva, “Cost-dependent electric consumption as a tool of risk management of non-payment for electric energy of industrial enterprises”, *Strategic Decisions and Risk Management*, vol. 10, no. 1, pp. 8-19, 2019. DOI: 10.17747/2618-947X-2019-1-8-19
- [2] I.A. Solovyeva, “Economic efficiency of price demand management of energy consumption at industrial enterprises”, *Siberian Journal of Science*, vol. 3, no. 26, pp. 160-173, 2017.
- [3] A.P. Dzyuba, “*Upravlenie sprosom na energoresursy promyshlennykh predpriyatiy: teoriya i metodologiya [Energy demand management of industrial enterprises: theory and methodology]*”, Doct. of Tech. S. thesis, South Ural State University (National Research University), Chelyabinsk, Russia, 2021 (in Russian).
- [4] Y.-L. Liang, C.-X. Guo, K.-J. Li, M.-Y. Li, “Economic scheduling of compressed natural gas main station considering critical peak pricing”, *Applied Energy*, vol. 292, 116937, June 2021. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.116937
- [5] X. Jin, S. Zheng, G. Huang, A. CK Lai, “Energy and economic performance of the heat pump integrated with latent heat thermal energy storage for peak demand shifting”, *Applied Thermal Engineering*, vol. 218, 119337, Jan. 2023. DOI: 10.1016/j.apthermaleng.2022.119337
- [6] X. Zhang, C. Qin, E. Loth, Y. Xu, X. Zhou and H. Chen, “Arbitrage analysis for different energy storage technologies and strategies”, *Energy Reports*, vol. 7, pp. 8198-8206, Nov. 2021. DOI: 10.1016/j.egy.2021.09.009

- [7] M.B. Mustafa, P. Keatley, Y. Huang, O. Agbonaye, O.O. Ademulegun and N. Hewitt, "Evaluation of a battery energy storage system in hospitals for arbitrage and ancillary services", *Journal of Energy Storage*, vol. 43, 103183, Nov. 2021. DOI: 10.1016/j.est.2021.103183
- [8] P.E. Campana, L. Cioccolanti, B. François, J. Jurasz, Y. Zhang, M. Varini, B. Stridh and J. Yan, "Li-ion batteries for peak shaving, price arbitrage, and photovoltaic self-consumption in commercial buildings: A Monte Carlo analysis", *Energy Conversion and Management*, vol. 234, 113889, Apr. 2021. DOI: 10.1016/j.enconman.2021.113889
- [9] V. Voronin, F. Nepsha and M. Krasilnikov, "Short term forecasting peak load hours of regional power systems using machine learning methods", *CIGRE Science and Engineering*, no. 29, pp. 1-18, Jun. 2023.
- [10] O.Yu. Maryasin and A.I. Lukashov, "Analyzing and Forecasting Peak Load Hours", in proc. *2021 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*, May 17-21, 2021, Sochi, Russia, pp. 25-30. DOI: 10.1109/ICIEAM51226.2021.9446369
- [11] W. Cole, A. Frazier and C. Augustine, "Cost projections for utility-scale battery storage: 2021 update", National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, Tech. Rep. NREL/TP-6A20-79236, 2021. [Online]. Available at: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf> [Accessed: Feb. 12, 2023]

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Воронин Вячеслав Андреевич, кандидат технических наук, старший научный сотрудник Кузбасского государственного технического университета им. Т.Ф. Горбачева, г. Кемерово, Российская Федерация

Vyacheslav A. Voronin, Cand. Sci. (Eng.), senior researcher of the T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University, Kemerovo, Russian Federation

Непша Федор Сергеевич, кандидат технических наук, старший научный сотрудник Кузбасского государственного технического университета им. Т.Ф. Горбачева, г. Кемерово, Российская Федерация; ведущий специалист ООО «РТСофт-Смарт Грид», г. Москва, Российская Федерация

Fedor S. Nepsha, Cand. Sci. (Eng.), senior researcher of the T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University, Kemerovo, Russian Federation; leading specialist LLC «RTSoft-Smart Grid», Moscow, Russian Federation