doi: 10.14498/tech.2023.2.10

Энергетика и электротехника

УДК 620.424.1

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ СИСТЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД АЭС

А.С. Ведерников, А.С. Шипилов, Е.А. Ярыгина*

Самарский государственный технический университет
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

E-mail: vedernikovas@rambler.ru, alss.p@mail.ru, balukova_e@mail.ru

Аннотация. *По правилам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) электростанция является как производителем электроэнергии, так и ее потребителем, и обязана формировать прогноз электропотребления для формирования энергобаланса, а также несет финансовую ответственность за отклонение фактического потребления от поданного в прогнозе. В первой части статьи приводится анализ точности существующего метода прогнозирования электропотребления собственных нужд (СН) одной из действующих АЭС. Выполнен расчет различных оценок ошибки прогнозирования и показано, что применяемый метод в отдельные временные интервалы имеет недостаточную точность. Во второй части приводится анализ факторов, потенциально влияющих на электропотребление СН, оценивается качество регрессионной зависимости между данными факторами и электропотреблением и делается вывод об их значимости для разработки новой методики прогнозирования.*

Ключевые слова: *электрические станции, собственные нужды, прогнозирование, электропотребление.*

Введение

Россия занимает второе место среди европейских стран по мощности атомной генерации и обладает полным спектром ядерных энергетических технологий. Доля атомной энергетики в общем объеме производства электроэнергии в 2020 году составила 20,6 %. В рамках повышения эффективности атомной энергетики и перехода на углеродно-нейтральную энергетику доля атомных

© Автор(ы), 2023

* *Александр Сергеевич Ведерников, кандидат технических наук, заведующий кафедрой «Электрические станции».*
Алексей Сергеевич Шипилов, аспирант кафедры «Электрические станции и электроэнергетические системы».
Екатерина Александровна Ярыгина, кандидат технических наук, доцент кафедры «Электрические станции».

электростанций в установленной мощности генерации в Российской Федерации должна достигнуть 25 % к 2040-м годам. Следовательно, развитие атомной энергетики является актуальным вопросом в настоящее время [1].

Атомные электростанции, как и все генерирующие энергообъекты, являются как потребителями, так и производителями электрической энергии. Для эффективной поставки электроэнергии на оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ) необходимо качественно планировать величину потребления мощности на собственные нужды (СН) электростанций. Потребление на СН определяется в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка как потребление электрической энергии, необходимое для функционирования в технологическом процессе выработки, преобразования и распределения электрической энергии [2].

Согласно методическим рекомендациям по несению нагрузки АЭС для обеспечения наибольшей экономической эффективности при реализации товарной продукции МР-ОПП.91.00.01 [3], при расчете экономического эффекта от работы на ОРЭМ необходимо учитывать следующее. Действующая модель ОРЭМ предусматривает максимальные штрафные санкции, минимальные цены продажи и максимальные цены покупки для субъектов оптового рынка, не исполняющих принятые на себя обязательства по несению режима производства-потребления электроэнергии. Таким образом, для системного оператора (СО) обеспечивается максимально точный прогноз работы генерирующих объектов энергосистемы.

В 2022 году от АЭС, действующей на территории России, была заявлена величина электропотребления СН 4,43 % от общей выработки. ФАС России ставит задачу снизить процент потребляемой активной мощности на СН по АЭС в 2022 году до величины 4,25 %. Следовательно, задача точного прогнозирования электропотребления системы СН АЭС считается актуальной.

Приобретение электроэнергии на СН станцией осуществляется при помощи двух рыночных механизмов: рынка на сутки вперед (РСВ) и балансирующего рынка (БР). При фактическом электропотреблении больше установленного максимального значения имеет место отрицательный экономический эффект, где электроэнергия реализована на БР по меньшей цене. При фактическом электропотреблении меньше установленного максимального значения также имеет место отрицательный экономический эффект от того, что пришлось совершать операцию по покупке электроэнергии по более высокой цене на БР. Следовательно, максимальный экономический эффект от реализации электроэнергии на РСВ и БР достигается при точном планировании потребления электроэнергии СН, то есть необходимо, чтобы максимальное значение потребляемой электроэнергии соответствовало фактическому значению [4].

В настоящее время максимально допустимая величина почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации рассчитывается в соответствии с Методикой расчета потребления (расхода) электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды и потерь при производстве и поставке электроэнергии АЭС на ОРЭМ. Расчет расхода электроэнергии на собственные нужды производится на стенде Ассоциация НП «Совет рынка».

На реальных данных действующей на территории России атомной электростанции были построены и проанализированы графики, отражающие фактическое и прогнозное значения электропотребления системой СН на основании имеющейся методики расчета (рис. 1–3).

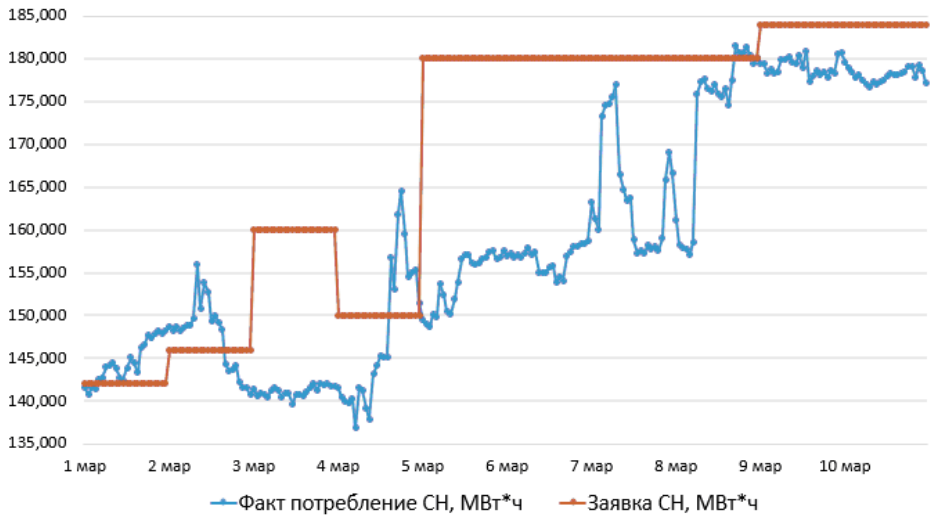

Рис. 1. Часть графика, отражающего фактические и прогнозные почасовые значения электропотребления системой СН АЭС за март 2018 года

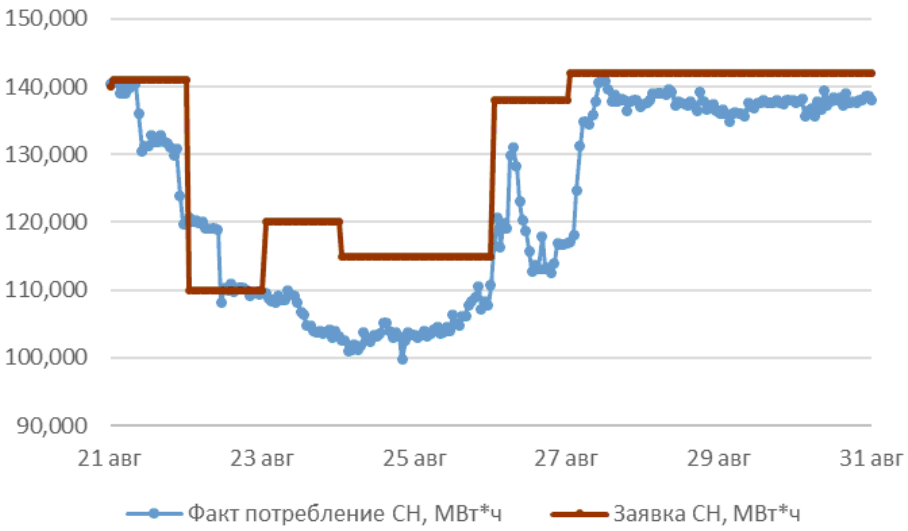

Рис. 2. Часть графика, отражающего фактические и прогнозные значения электропотребления системой СН АЭС за август 2021 года

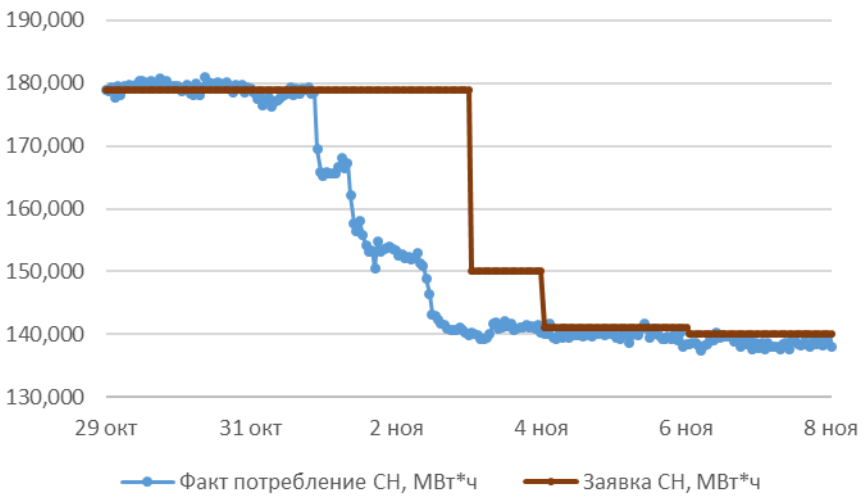

Рис. 3. Часть графика, отражающего фактические и прогнозные значения электропотребления системой СН АЭС за октябрь – ноябрь 2020 года

Из рис. 1–3 видно, что график прогнозных (подаваемых в заявке) значений имеет ступенчатый вид, что вызвано подачей одной и той же величины потребления на все часы суток. Таким образом, существующая методика не учитывает внутрисуточное изменение потребления.

Для определения ошибки прогнозирования электропотребления СН АЭС имеющимся методом необходимо проанализировать и определить подходящую ошибку прогнозирования, которую необходимо использовать в расчетах:

1. MPE – средняя процентная ошибка прогнозирования [5]. Недостаток ошибки в том, что в числовом ряду с большими выбросами любое незначительное колебание факта или прогноза может значительно поменять показатель ошибки и, как следствие, точности прогнозирования. Помимо этого, ошибка является несимметричной: одинаковые отклонения в плюс и в минус поразному влияют на показатель ошибки. Средняя процентная ошибка рассчитывается по формуле

$$MPE = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\frac{\Phi_i - \Pi_i}{\Phi_i},$$

где Φ_i – фактическое значение электропотребления; Π_i – прогнозное значение электропотребления.

Для рассмотренного интервала времени (см. рис. 1 – март 2018 года) MPE = −0,064.

2. MAPE – средняя абсолютная процентная ошибка прогнозирования [5]:

$$MAPE = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left|\frac{\Phi_i - \Pi_i}{\Phi_i}\right|.$$

Для рассмотренного интервала времени MAPE = 0,075.

3. WAPE — взвешенная абсолютная процентная ошибка прогнозирования [5]. Данная ошибка прогнозирования является симметричной и наименее чувствительна к искажениям числового ряда

$$WAPE = \frac{\sum_{i=1}^{n} |\Phi_i - \Pi_i|}{\sum_{i=1}^{n} \Phi_i}.$$

Для рассмотренного интервала времени WAPE = 0,073.

4. RMSE — среднеквадратичная ошибка прогнозирования [5]:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} (\Phi_i - \Pi_i)^2}.$$

Для рассмотренного интервала времени RMSE = 14,683.

Аналогичные расчеты для конца августа 2021 года (см. рис. 2) и конца октября – начала ноября 2020 г. (см. рис. 3) дают следующие значения ошибки:

Ошибка	21.08.2021 – 31.08.2021	29.10.2020 – 8.10.2020
MPE	-0,068	-0,047
MAPE	0,075	0,048
WAPE	0,070	0,046
RMSE	10,619	12,97

Таким образом, проанализированы и рассмотрены на реальных данных АЭС ошибки прогнозирования электропотребления СН.

Наиболее распространенной оценкой ошибки прогнозирования при составлении прогнозов потребления электроэнергии является MAPE. Ее величина имеет место при оценке временных рядов, реальные значения которых значительно больше 1. Данная оценка используется в технологии оперативного планирования режимов при расчетах планов балансирующего рынка [6]. Таким образом, MAPE является наиболее корректной оценкой рассматриваемых статистических данных.

За весь рассматриваемый период (2018–2021 гг.) MAPE = 1,76 %, однако в отдельные временные промежутки (преимущественно в периоды вывода из работы и ввода в работу блоков станции) точность прогноза заметно снижается и ошибка достигает 5–20 %.

Таким образом, используемый в настоящее время метод прогнозирования имеет ограниченную точность и, следовательно, требует доработки.

Затраты электроэнергии на собственные нужды АЭС могут составлять до 14 % от вырабатываемой мощности [7], а для рассматриваемой станции составляют в среднем 4,5 %. Потребители СН каждого энергоблока АЭС условно разделяются на механизмы реакторного и турбинного отделений. В основном это различные насосы, составляющие от 70 до 90 % потребления СН.

К механизмам реакторного отделения относятся:

– главные циркуляционные насосы, прокачивающие воду через главный циркуляционный контур реактора (для рассматриваемой АЭС номинальная мощность составляет 38 % потребления СН – 128 МВт);

– подпиточные насосы, обеспечивающие подачу подпиточной воды в главный циркуляционный контур и поддержание заданного уровня и давления (3 %, 8,8 МВт).

Основными механизмами турбинного отделения являются:

– конденсатные насосы I и II ступени, перекачивающие конденсат из конденсатора турбины через блочную очистную установку в деаэратор (9 %, 32,2 МВт);

– питательные насосы, подающие химически очищенную и деаэрированную воду в парогенераторы (4 %, 14 МВт);

– сливные насосы, обеспечивающие слив конденсата из подогревателей в линию основного конденсата турбины (3 %, 10,8 МВт);

– насосы охлаждения, обеспечивающие водяное охлаждение генератора либо охлаждение газовой охлаждающей среды (для генераторов с воздушным и водородным охлаждением); сетевые насосы, обеспечивающие циркуляцию сетевой воды, когда станция используется для теплофикации (1 %, 5 МВт);

– насосы технической воды ответственных и неответственных потребителей (5 %, 15,6 МВт).

Как правило, вынесены за пределы энергоблока циркуляционные насосы блочных насосных станций, подающих в систему охлаждения второго контура воду из пруда-охладителя или градирни (23 %, 78 МВт).

В качестве привода ответственных механизмов собственных нужд энергоблоков тепловых электростанций используются в основном асинхронные двигатели высокого напряжения мощностью от 200 до 8000 кВт, частотой вращения 300–3000 об/мин [8].

Часть потребителей АЭС действуют периодически. Так, вспомогательные питательные насосы подают питательную воду в парогенераторы в режиме пуска и останова блока и при его обесточивании (2 %, 6,4 МВт). Некоторые потребители, такие как насосы аварийного расхолаживания, аварийного впрыска бора, спринклерные и пожарные насосы, включаются только в аварийных ситуациях.

Для качественного прогнозирования электропотребления необходимо выявить факторы, существенно влияющие на его величину, которые позже станут входными переменными математической модели.

Математическая модель прогноза потребления в общем виде представляет собой нелинейную функцию [6]

$$P_i = f\left(P_{i-n}, T_i, T_{i-n}, \varepsilon_i\right),$$

где P_i – потребление в рассматриваемый момент времени; P_{i-n} – ретроспективные данные потребления; T_i – прогнозные значения внешних факторов; T_{i-n} – ретроспективные значения внешних факторов; ε_i – случайная составляющая.

В качестве ретроспективных значений потребления СН взяты архивные данные АИИСКУЭ. Важной задачей является определение выборки из графика нагрузки, обеспечивающей баланс между качеством прогноза и скоростью его составления [8]. В задаче краткосрочного прогнозирования наиболее часто используются следующие типы выборки:

– учет одного или нескольких предыдущих почасовых значений;

– учет почасовых значений только текущих суток или текущих и N предшествующих;

– учет почасовых значений подобного дня (например, для прогноза на выходной день берутся значения того же дня предыдущей недели, для прогноза на праздничные дни – значения предыдущего года).

К внешним факторам T_i, способным повлиять на величину СН, относятся:

– генерация активной мощности $P_{ген}$;

– генерация реактивной мощности $Q_{ген}$;

– количество блоков в работе;

– погодные данные (в первую очередь температура атмосферного воздуха в регионе);

– сезонность (суточная, недельная, годовая).

Для всех перечисленных факторов имеются ретроспективные данные для генерации активной мощности, количества блоков и температуры; также доступны прогнозные значения (из планового диспетчерского графика, графика ремонтов и метеопрогноза соответственно).

Из перечисленных факторов в используемом в настоящее время методе используется плановая выработка активной мощности, а также сведения о планируемых пусках и остановах блоков и данные о потреблении электроэнергии при конкретных технологических процессах.

Для выявления связи между перечисленными факторами и величиной потребления СН были построены регрессионные зависимости и определено их качество.

Качество нелинейной регрессионной зависимости оценивается с помощью коэффициента детерминации [9]

$$R^2 = 1 - \frac{\sum (y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum (y_i - \bar{y})^2},$$

где $\sum (y_i - \hat{y}_i)^2$ – сумма квадратов отклонений, обусловленная регрессией; $\sum (y_i - \hat{y})^2$ – общая сумма квадратов отклонений; y_i – фактическое значение потребления СН; $\hat{y}_i$ – прогнозное значение потребления СН; $\bar{y}$ – среднее значение y.

При этом значение $R^2 = 0$ означает полное отсутствие зависимости между переменными, $R^2 = 1$ означает наличие функциональной зависимости. Для того чтобы можно было утверждать зависимость потребления СН от рассматриваемого фактора, R^2 должен составлять не менее 0,5. Величина R^2 более 0,7 показывает наличие сильной корреляционной связи, т. е. значительного вклада данного фактора в изменение потребления.

Рассмотрим перечисленные факторы и определим наличие корреляции между ними и величиной потребления СН.

1. Генерация активной мощности $P_{ген}$. На рис. 4 изображена регрессионная зависимость между $P_{ген}$ и $P_{сн}$. Видно наличие прямой связи, обусловленной увеличением нагрузки на механизмы станции при увеличении выработки электроэнергии.

Регрессионная связь описывается следующим уравнением:

$$f = -0,0642x^2 + 43,9x - 1764,6,$$

где f – выработка электроэнергии; x – расход электроэнергии на СН.

Коэффициент детерминации составил $R^2 = 0.71$, что означает наличие значительной корреляции между рассматриваемыми величинами.

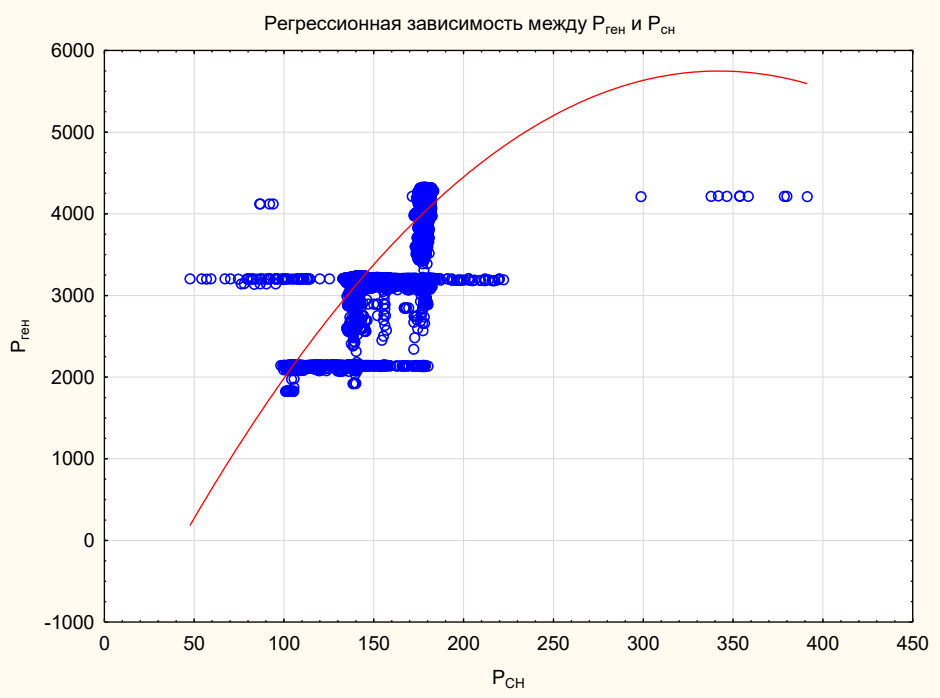

Рис. 4. Регрессионная зависимость между $P_{ген}$ и $P_{сн}$

2. Генерация реактивной мощности $Q_{ген}$. На рис. 5 изображена регрессионная зависимость между $Q_{ген}$ и $P_{сн}$.

Регрессионная связь описывается следующим уравнением:

$$f = -0,0052x^2 + 5,88x - 380,3,$$

где f – выработка реактивной мощности; x – расход электроэнергии на СН.

Коэффициент детерминации составил $R^2 = 0.26$, из чего следует отсутствие корреляции между генерацией реактивной мощности и потреблением на СН.

3. Количество блоков в работе. На рис. 6 изображена регрессионная зависимость между количеством блоков в работе N и $P_{сн}$. Состояние блоков (в работе / не в работе) учитывалось по положению генераторного выключателя.

Регрессионная связь описывается следующим уравнением:

$$f = -0,00006x^2 + 0,044x - 1,96,$$

где f – количество блоков электростанции; x – расход электроэнергии на СН.

Коэффициент детерминации составил $R^2 = 0.77$, что означает наличие корреляции между работой блоков и потреблением на СН.

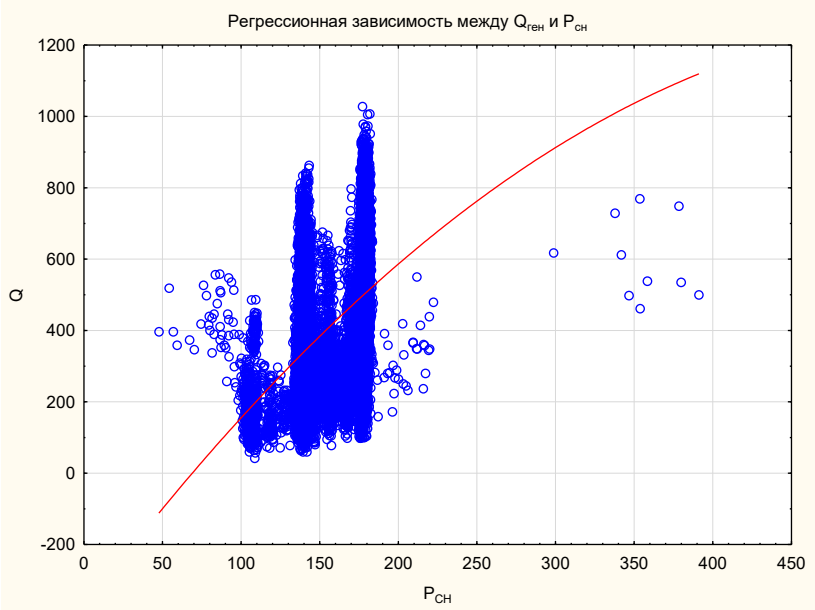

Рис. 5. Регрессионная зависимость между $Q_{ген}$ и $P_{сн}$

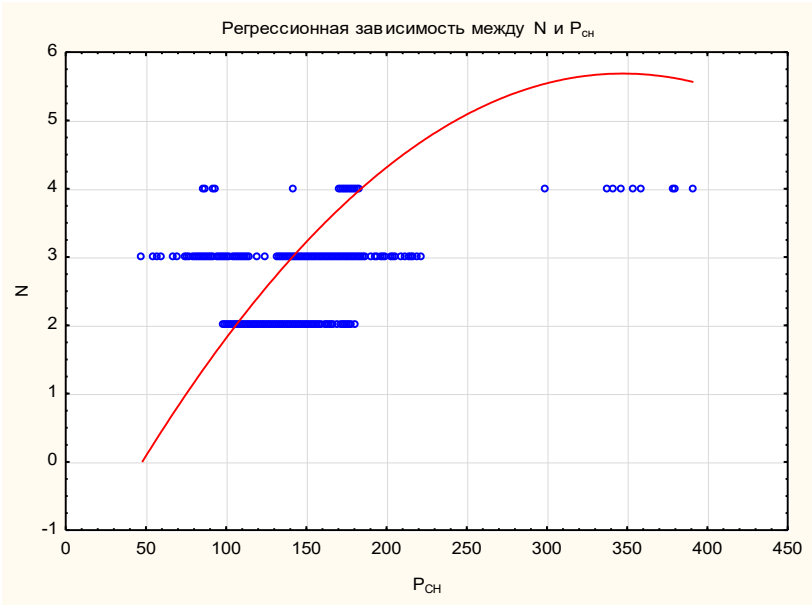

Рис. 6. Регрессионная зависимость между количеством блоков в работе и $P_{сн}$

4. Температура атмосферного воздуха. На рис. 7 изображена регрессионная зависимость между температурой атмосферного воздуха и $P_{сн}$. Существование данной зависимости вероятно, поскольку в отопительный период задействуется дополнительное оборудование (сетевые насосы), потребление которого может зависеть от объема отпускаемой тепловой энергии.

Регрессионная связь описывается следующим уравнением:

$$f = -0,000003x^2 + 0,13x - 12,53,$$

где f – температура наружного воздуха в регионе электростанции; x – расход электроэнергии на СН.

Коэффициент детерминации составил $R^2 = 0.04$; следовательно, потребление на СН не зависит от данного фактора.

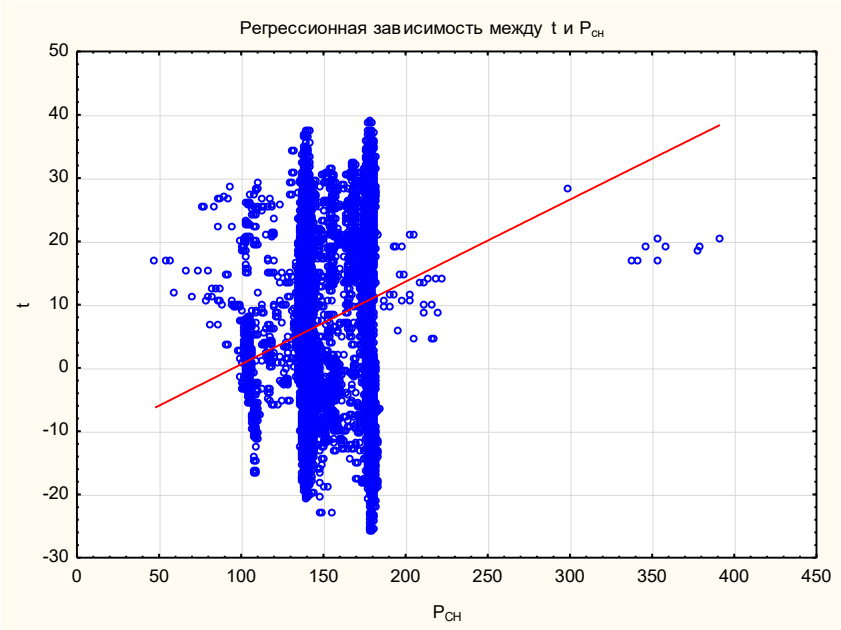

Рис. 7. Регрессионная зависимость между температурой наружного воздуха и $P_{сн}$

Таким образом, прослеживается сильная прямая корреляционная связь между потреблением электроэнергии на СН и выработкой активной мощности и средняя связь между потреблением на СН и выработкой реактивной мощности. Связь с температурой наружного воздуха отсутствует.

Выявленные факторы авторы планируют в дальнейшем использовать в качестве входных данных для построения прогноза потребления СН. В качестве математической модели прогноза планируется использовать нейронные сети.

Задача прогнозирования успешно решается ИНС благодаря их способности к обобщению и выделению скрытых зависимостей между входными и выходными данными. В этой задаче использование нейронных сетей дает существенные преимущества:

– ИНС позволяет моделировать нелинейные зависимости, что сложно и длительно в случае применения статистических методов;

– способность к обучению позволяет упростить подготовку к вычислениям, устраняя необходимость в ручном расчете весов или коэффициентов;

– возможно обеспечение более быстрой реакции на изменения входных данных, чем у статистических моделей;

– адаптация к изменяющимся условиям устраняет необходимость построения модели заново при изменении факторов, считавшихся постоянными, или при адаптации модели к другой станции.

Нейронные сети показали хорошие результаты в задачах прогнозирования СН ТЭЦ [11] и промышленных предприятий [10, 12].

Выводы

В результате анализа потребления электроэнергии на собственные нужды одной из российских АЭС определено, что существующий метод прогнозирования имеет недостаточную точность в переходные периоды при включении и отключении блоков. Изучено влияние различных факторов на потребление СН; установлено, что значимое влияние оказывают выработка активной мощности и количество блоков в работе.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Доля атомной энергетики в общей генерации электроэнергии в РФ начнет расти после 2030 года – ТАСС [Электронный ресурс]. URL: https://tass.ru/ekonomika/12751945 (дата обращения: 16.08.2022).
2. Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» (с изменениями на 1 июня 2022 года).
3. Методические рекомендации по несению нагрузки АЭС для обеспечения наибольшей экономической эффективности при реализации товарной продукции МР – ОПП.91.00.01. 2017.
4. *Соловьева И.А., Дзюба А.П.* Прогнозирование параметров промышленного электропотребления в условиях волатильности ценовых сигналов // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Экономика и менеджмент. 2012. № 30. С. 116–123.
5. *Chicco D.*, *Warrens M.J., Jurman G.* The coefficient of determination R-squared is more informative than SMAPE, MAE, MAPE, MSE and RMSE in regression analysis evaluation // PeerJ. Computer Science. 2021. Т. 7. С. 623.
6. *Бэнн Д.В., Фармер Е.Д.* Сравнительные модели прогнозирования электрической нагрузки: Пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1987. 200 с.
7. *Козлов А.Н., Козлов В.А., Ротачева А.Г.* Собственные нужды тепловых, атомных и гидравлических станций и подстанций: учеб. пособие. 2-е изд., испр. и доп. Благовещенск: АмГУ, 2013. 315 с.
8. *Шумилова Г.П., Готман Н.Э., Старцева Т.Б.* Прогнозирование электрических нагрузок при оперативном управлении электроэнергетическими системами на основе нейросетевых структур // Сыктывкар: КНЦ УрО РАН, 2008. 78 с.
9. *Магнус Я.Р., Катышев П.К., Пересецкий А.А.* Эконометрика. Начальный курс: Учеб. 9-е изд., испр. М.: Изд. дом «Дело» РАНХиГС, 2021. 504 с.
10. Краткосрочное прогнозирование электропотребления в электроэнергетических системах с использованием искусственных нейронных сетей: Автореф. дис. … канд. техн. наук: 05.14.02 / Алексеева И. Ю. 2014. [Электронный ресурс]. URL: https://rusneb.ru/catalog/000200_000018_RU_NLR_BIBL_A_011144263/ (дата обращения: 24.11.2022).
11. *Ведерников А.С., Ярыгина Е.А.* Разработка методики краткосрочного прогнозирования электропотребления системы собственных нужд ТЭЦ // Кибернетика энергетических систем: Сборник материалов XLI международной научно-технической конференции, Новочеркасск, 15–17 октября 2019 года. Новочеркасск: Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, 2020. С. 52–58.
12. *Gofman A.V., Vedernikov A.S., Vedernikova E.S.* Increasing the accuracy of the short-term and operational prediction of the load of a power system using an artificial neural network // Power Technology and Engineering. 2013. Vol. 46. No 5. P. 410–415.

Статья поступила в редакцию 23 апреля 2023 г.

FACTORS AFFECTING THE PREDICTION OF AUXILIARY POWER CONSUMPTION OF THE NUCLEAR POWER PLANTS

***A.S. Vedernikov, A.S. Shipilov, E.A. Yarygina*[1]**

Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya str., Samara, 443100, Russian Federation

E-mail: vedernikovas@rambler.ru, alss.p@mail.ru, balukova_e@mail.ru

Abstract. *According to the rules of the Wholesale Electricity and Capacity Market, a power plant is both a producer of electricity and its consumer, is obliged to form a forecast of electricity consumption to form an energy balance, and is financially responsible for the deviation of actual consumption from that given in the forecast. The first part of the article analyzes the accuracy of the existing method for predicting the auxiliary power consumption of one of the operating nuclear power plants. The calculation of various estimates of the forecasting error has been performed and it is shown that the method used in certain time intervals has insufficient accuracy. The second part analyzes the factors that potentially affect the auxiliary power consumption, evaluates the quality of the regression relationship between these factors and power consumption, and concludes that they are significant for the development of a new forecasting technique.*

Keywords: *power plants, own needs, forecasting, power consumption*

REFERENCES

1. The share of nuclear energy in the total electricity generation in the Russian Federation will begin to grow after 2030. https://tass.ru/ekonomika/12751945 (accessed August 16, 2022).
2. Decree of the Government of the Russian Federation of December 27, 2010 N 1172 “On Approval of the Rules of the Wholesale Electricity and Capacity Market and on Amendments to Certain Acts of the Government of the Russian Federation on the Organization of the Functioning of the Wholesale Electricity and Capacity Market” (as amended as of June 1, 2022).
3. Methodological recommendations for bearing the load of nuclear power plants to ensure the highest economic efficiency in the sale of marketable products of MR (OPP.91.00.01), 2017.
4. *Solovieva I.A., Dziuba A.P.* Prognozirovanie parametrov promyshlennogo elektropotrebleniya v usloviyah volatil'nosti cenovyh signalov [Forecasting the parameters of industrial power consumption in the conditions of volatility of price signals] // Vestnik Juzhno-Ural'skogo gosudarstvennogo universiteta. Serija: Jekonomika i menedzhment. Chelyabinsk, 2012. No. 30. Pp. 116–123. (In Russian)
5. *Chicco D., Warrens M.J., Jurman G.* The coefficient of determination R-squared is more informative than SMAPE, MAE, MAPE, MSE and RMSE in regression analysis evaluation // PeerJ. Computer Science, 2021. Vol. 7. Pp. 623.
6. *Bunn D.W., Farmer E.D.* Comparative Models for Electrical Load Forecasting. Chichester, 1985.
7. *Kozlov A.N., Kozlov V.A., Rotacheva A.G.* Sobstvennye nuzhdy teplovyh, atomnyh i gidravlicheskih stancij i podstancij [Own needs of thermal, nuclear and hydraulic stations and substations]. Blagoveshchensk, Publishing House of the AmGU, 2013. 315 p. (In Russian)
8. *Shumilova G.P., Gotman N.E., Startseva T.B.* Prognozirovanie jelektricheskih nagruzok pri operativnom upravlenii jelektrojenergeticheskimi sistemami na osnove nejrosetevyh struktur [Prediction of electrical loads in the operational management of electric power systems based on neural network structures] // Syktyvkar, KNTs UrO RAN, 2008. 78 p. (In Russian)
9. *Magnus Ya.R., Katyshev P.K., Peresetsky A.A.* Jekonometrika. Nachal'nyj kurs [Econometrics. Initial course]. M.: Publishing house "Delo" RANEPA, 2021. 504 p. (In Russian)
10. *Alekseeva I.Yu.* Kratkosrochnoe prognozirovanie jelektropotreblenija v jelektrojenergeticheskih sistemah s ispol'zovaniem iskusstvennyh nejronnyh setej. Diss. … kand. tehn. nauk.

[1] © The Author(s), 2023

2014. https://rusneb .ru/catalog/000200_000018_RU_NLR_BIBL_A_011144263/ (accessed November 11, 2022). (In Russian)
11. *Vedernikov A.S., Yarygina E.A.* Development of a methodology for short-term forecasting of the power consumption of the CHP auxiliary system // Kibernetika jenergeticheskih system [Cybernetics of energy systems]. Novocherkassk, South-Russian State Polytechnic University, 2020. Pp. 52–58. (In Russian)
12. *Gofman A.V., Vedernikov A.S., Vedernikova E.S.* Increasing the accuracy of the short-term and operational prediction of the load of a power system using an artificial neural network // Power Technology and Engineering. 2013. Vol. 46, no 5. Pp. 410–415.

Original article submitted 23.04.2023