

КРАТКОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ С УЧЕТОМ МЕТЕОФАКТОРОВ

А. А. Бородин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
кафедра «Электрические сети и электротехника»

Одним из основных принципов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике является обеспечение баланса производства и потребления электрической энергии. Расчеты ожидаемых балансов основаны на результатах прогноза потребления на различные периоды времени. Долгосрочные и среднесрочные прогнозы объемов потребления электрической энергии используются для формирования ежегодных сводных балансов производства и потребления электрической энергии. Краткосрочные прогнозы потребления являются основой для формирования диспетчерских графиков. Одновременно определяются необходимые объемы и размещение резервов мощности в Единой энергосистеме (ЕЭС) России. Оперативно-диспетчерское управление режимами ЕЭС России осуществляет ОАО «СО ЕЭС». [1]

Оперативные прогнозы потребления электроэнергии служат необходимым звеном функционирования балансирующего рынка, который начал работать в России в 2005 г. Необходимость в высокой точности прогнозирования обусловлена как технологическими, так и экономическими причинами. С технологической точки зрения точные прогнозы обеспечивают возможность оперативно-диспетчерскому персоналу оптимально распределить нагрузки между станциями, поставщикам электрической энергии обеспечить необходимый резерв мощности на станциях. Все это ведет к повышению надежности и качества работы электроэнергетической системы (ЭЭС). С экономической точки зрения точные прогнозы позволяют участникам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) продавать и покупать электроэнергию по наиболее выгодным для них ценам, оптимизируя работу оборудования путем корректировки графиков работы оборудования. Это связано с тем, что к участникам ОРЭМ предъявляются жесткие требования по соблюдению планового (заявленного) потребления/производства электроэнергии, а его несоблюдение предусматривает наложение штрафов. Все это позволяет говорить о том, что точность прогнозирования существенно влияет на итоговые технологические и экономические показатели ЭЭС, приобретает качественно новое значение в условиях функционирования ОРЭМ и является весьма актуальной темой.

Задача прогнозирования электропотребления заключается, главным образом, в анализе объективных факторов, влияющих на изменение нагрузки, и расчете ожидаемых графиков нагрузки электропотребления. В зависимости от числа учитываемых при моделировании нагрузки факторов различают одно- и многофакторные методы. Первые при построении моделей учитывают только значения нагрузки за исследуемый интервал и временной фактор, вторые учитывают также влияние внешних факторов, в основном, метеорологических. На сегодняшний день существует множество методов прогнозирования нагрузки, большинство из них однофакторные. Однако опыт проведения прогнозных расчетов указывает, что учет метеофакторов способствует повышению точности и достоверности прогнозирования ожидаемых режимов потребления.

Метеорологические факторы: температура наружного воздуха, освещенность, влажность, скорость ветра - оказывают существенное влияние на потребление электроэнергии. Они во многом определяют сезонные колебания и суточную неравномерность, а также нерегулярные колебания графиков потребления. Наиболее существенное влияние на потребление оказывают температура и освещенность. Влияние температуры определяется расходом электроэнергии на определенные производственные процессы, отопление зданий, вентиляцию, охлаждение в холодильниках, кондиционерах.

Наиболее чувствителен к температуре расход энергии в зимний сезон, а также примыкающие к нему периоды. Для ЭЭС, где осветительная нагрузка составляет значительную часть, в связи с тенденцией увеличения бытовой нагрузки, уровень естественной освещенности оказывает влияние на потребление, особенно на формирование утреннего и вечернего максимумов. Для моделирования колебаний температуры и освещенности используется метод сезонных кривых. Почасовые значения температуры $T(n)$ и освещенности $Q(n)$ представляются в виде суммы двух компонент [2, 3]:

$$T(n) = T_{\text{сез}}(n) + \delta T(n); \quad (1)$$

$$Q(n) = Q_{\text{сез}}(n) + \delta Q(n); \quad (2)$$

где $T_{\text{сез}}(n)$ и $Q_{\text{сез}}(n)$ – сезонные составляющие (сезонные кривые) метеофакторов, определяемые регулярными сезонными колебаниями в разрезе года; $\delta T(n)$ и $\delta Q(n)$ – нерегулярные отклонения метеофакторов от сезонной составляющей вследствие изменений метеорологической обстановки; n – номер дня в году (1-365).

Сезонные кривые метеофакторов моделируются с помощью полиномов Фурье:

$$T_{\text{сез}}(n) = \frac{B_0}{2} \sum_{k=1}^N (B_k \cos k\omega n + B'_k \sin k\omega n); \quad (3)$$

$$Q_{\text{сез}}(n) = \frac{C_0}{2} \sum_{k=1}^N (C_k \cos k\omega n + C'_k \sin k\omega n), \quad (4)$$

где $B_0, B_k, B'_k, C_0, C_k, C'_k$ – коэффициенты разложения Фурье; $\omega = 2\pi/T$; $T = 365$; $N = 4 \div 8$.

На рис. 1 приведены фактическое потребление и температура Кузбассэнерго, а также их моделированные сезонные кривые $P_{\text{сез}}$ и $T_{\text{сез}}$.

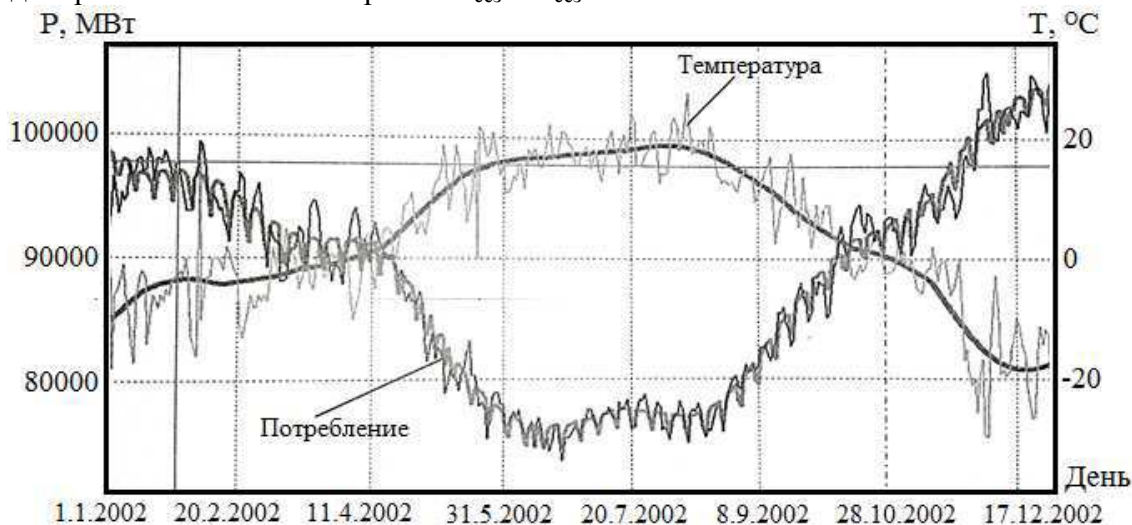


Рис. 1. Фактическое потребление, температура и сезонные кривые этих параметров для Кузбассэнерго (2002 г.)

На рис. 1 можно заметить, что сезонные кривые достаточно точно отражают устойчивые сезонные циклы. Также можно проследить зависимость электропотребления от температуры. Зависимость потребления от метеофакторов в целом не линейна. Для упрощенной оценки их влияния применяются так называемые коэффициенты влияния. Они отражают линейную взаимосвязь отклонений нагрузки от регулярной составляющей $P_{\text{сез}}(n)$ (сезонной кривой) и отклонений температуры (освещенности) от сезонной кривой $T_{\text{сез}}(n)$ ($Q_{\text{сез}}(n)$) на 1 °С (на одну единицу облачности).

Коэффициенты влияния температуры определяются следующим образом:

$$K_{TR} = R_{TR} \frac{\sigma_P}{\sigma_T}; \quad (5)$$

$$K_{TR}(\%) = \frac{K_{TR}}{P_{\text{ср}}} 100; \quad (6)$$

где R_{TR} – коэффициент парной корреляции отклонений температуры и потребления; σP и σT – среднеквадратические отклонения потребления и температуры от сезонных кривых; P_{cp} – среднее потребление за период.

Коэффициент корреляции R_{TR} , характеризующий степень линейной связи между двумя величинами, вычисляется по формуле [4]:

$$R_{xy} = \frac{K_{xy}}{\sigma_x \sigma_y}; \quad (7)$$

$$K_{xy} = M\{[x(t) - M(x)][y(t) - M(y)]\}, \quad (8)$$

где K – ковариационный момент; $x(t)$, $y(t)$ – фактические значения; M , $M(x)$, $M(y)$ – математические ожидания. Аналогичным образом определяются коэффициенты влияния облачности на потребление R_{QP} .

Для более точного учета температуры применяется более сложная зависимость коэффициента влияния температуры с учетом режима работы отопительной системы.

Исследуя динамику зависимости нагрузки от метеофакторов, следует отметить некоторое запаздывание, связанное с инерционностью влияния температуры. Для качественной оценки этого явления можно использовать корреляционную функцию. Расчет взаимной корреляционной функции показывает наличие явно выраженного запаздывания изменений электропотребления по отношению к изменениям температуры. Для более точного учета температуры может использоваться эффективная температура, дающая возможность учесть запаздывание влияния температуры. Зависимость нагрузки от температуры рассчитывается с учетом эквивалентной переменной $\delta T_{\text{экр}}(n)$:

$$\delta T_{\text{экр}}(n) = \alpha_1 \delta T(n) + \alpha_2 \delta T(n-1) + \alpha_3 \delta T(n-2), \quad (9)$$

где α_1 , α_2 , α_3 – весовые коэффициенты; $\delta T(n)$, $\delta T(n-1)$, $\delta T(n-2)$ – соответствующие отклонения температуры в текущий, вчерашний и позавчерашний дни. При разработке многофакторных моделей прогноза необходимо учитывать проблемы мультиколлинеарности [5]. Под мультиколлинеарностью понимают наличие значимой корреляции между самими влияющими факторами (аргументами). Её наличие существенно усложняет проведение анализа. Для определения связи между влияющими факторами рассмотрим матрицу коэффициентов парной корреляции потребления (параметр P) – облачность (параметр Q) – температура (параметр T). Коэффициенты парной корреляции обозначаются, соответственно, R_{QP} , R_{TP} , R_{QT} и т. д.:

$$\begin{pmatrix} 1 & R_{QP} & R_{TP} \\ R_{PQ} & 1 & R_{QT} \\ R_{PT} & R_{TQ} & 1 \end{pmatrix}, \quad (10)$$

Для подобной оценки была проведена серия вычислений для матрицы коэффициентов корреляции (10). Из анализа рассчитанных коэффициентов следует, что в зимний период R_{QT} значительно больше, чем R_{QP} в течение всех суток, что подтверждает гипотезу о мультиколлинеарности. Для облачности очевидна невысокая, но устойчивая связь с температурой. Из наличия мультиколлинеарности метеофакторов следует важный вывод, что отдельный учет метеофакторов с использованием простых линейных моделей и коэффициентов влияния может не обеспечить достаточной точности расчетов. Для более точного учета метеофакторов необходимо применение множественных регрессий с одновременным расчетом параметров уравнений регрессий.

Еще одним немаловажным фактором, влияющим на уровень потребления электроэнергии, является продолжительность светового дня. Именно этим обусловлена необходимость перехода на летнее и зимнее время. Анализ влияния этого процесса на уровень потребления показал, что переход на летнее время существенно влияет на формирование вечернего максимума – он наступает на час позже и уменьшается (по ЕЭС – около 2%), при этом суммарное потребление также уменьшается (по ЕЭС – около 0,5%). Улучшается форма графиков потребления – снижается их неравномерность. Однако переход на зимнее время дает обратный эффект. Конечно, в силу большой географической

протяженности нашей страны в каждом регионе данная процедура оказывает различный эффект, но в целом картина схожая. Вместе с тем переход на летнее и зимнее время для большинства регионов и ЕЭС России в целом в существующие сроки не является оптимальным с точки зрения экономии электроэнергии. Для более рационального использования светового дня следует рассмотреть расширение границ летнего времени или действие летнего времени в течение года.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На уровень электропотребления и точность его прогнозирования влияют множество факторов, особенно метеорологические. Современные требования практики к точности прогнозных расчетов приводят к тому, что ранее разработанные методы не всегда обеспечивают требуемую точность результатов. Поэтому необходимы новые подходы, методы прогнозирования, которые могли бы учитывать данные различного рода, умели работать с неточными, неполными входными данными. Одним из таких новых, развивающихся подходов является метод, основанный на нечеткой логике и нейронных сетях, получивший название нечеткие нейронные сети. Искусственные нейронные сети – это устройства, основанные на параллельной обработке информации всеми звеньями. Они обладают способностью к обучению и обобщению накопленных знаний. Нейронным сетям присущи черты искусственного интеллекта. Однако и они обладают недостатками – процесс их обучения происходит достаточно медленно, а последующий анализ уже обученной нейронной сети является сложным. Многие из этих недостатков могут быть разрешены с помощью систем с нечеткой логикой [6].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Макоклюев Б.И. Анализ и планирование электропотребления. – М.: Энергоатомиздат, 2008.-296с.
2. Макоклюев Б.И., Костиков В.Н. Моделирование электрических нагрузок электроэнергетических систем//Электричество. 1994. №10
3. Макоклюев Б.И., Моделирование нагрузки энергосистемы с учетом метеофакторов:Деп. в Информэнерго.1982. №1183 ЭН-Д-82
4. Пустыльник Н.И. Статистические методы анализа и обработки наблюдений. М.: Наука, 1968.
5. Кильдишев Г.С., Френкель А.А. Анализ временных рядов и прогнозирование. М.: Статистика, 1979.
6. Осовский С. Нейронные сети для обработки информации.-М.: Финансы и статистика, 2002.-344с.

Научный руководитель: В. И. Готман, к.т.н., доцент кафедры ЭСиЭ, ТПУ.

ПЕРСПЕКТИВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УПРАВЛЯЕМОЙ (ГИБКОЙ) СИСТЕМЫ ПЕРЕДАЧ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА В ДАГЕСТАНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Р.Д. Заманов

Филиал ОАО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ, г.Махачкала.

Развитие электроэнергетических сетей неизбежно оборачивается двумя проблемами. Во-первых, получившаяся многоуровневая система не может функционировать без жестких механизмов управления (автоуправления). Во-вторых, дальнейшее развитие системы требует вовлечения новых земель, что в условиях введения частной собственности на землю, оказывается весьма дорогим удовольствием. В сложившихся условиях весьма