

А. В. Мартынюк, к. т. н., доц.; П. А. Черненко, д. т. н., доц.

СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ КРАТКОСРОЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СУММАРНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ ПРИ ИЕРАРХИЧЕСКОЙ ОРГАНИЗАЦИИ РЕШЕНИЯ ЭТОЙ ЗАДАЧИ

В работе показаны преимущества иерархической трехуровневой модели суммарной электрической нагрузки энергообъединения Украины для решения задачи краткосрочного прогнозирования, обусловленные более корректным учетом влияния астрономических и метеорологических факторов. Описаны алгоритм, экспериментальная программа трехуровневого краткосрочного прогнозирования суммарной электрической нагрузки энергообъединения, приведены результаты прогнозирования и их статистические характеристики.

Ключевые слова: иерархическая трехуровневая модель, суммарная электрическая нагрузка, энергообъединение, погрешность прогнозирования, интервал упреждения.

Постановка задачи

К особенностям решения задачи краткосрочного прогнозирования суммарной электрической нагрузки (СЭН) (по сравнению с прогнозированием на более длительные интервалы упреждения) относится возможность более полного учета влияния внешних факторов, что обусловлено возможностью с высокой вероятностью получить корректные прогнозные значения указанных факторов на нужный интервал упреждения. К этим факторам относятся: метеорологические (температура воздуха, облачность, сила ветра), астрономические (время восхода / захода солнца, световая продолжительность суток), технологические (режимы работы энергоемких потребителей). Это, в свою очередь, вызывает повышенные требования к качеству математических моделей влияния указанных факторов на электрическую нагрузку энергосистемы.

Следует отметить, что колебания метеорологической обстановки часто имеют локальный характер. Таким образом, использование в прогнозных моделях СЭН усредненных на больших территориях температурных показателей, уровней облачности (освещенности) приводит к загроблению модели и искажению коэффициентов ее регрессионных зависимостей. В данной работе показаны преимущества иерархической трехуровневой модели суммарной электрической нагрузки энергообъединения Украины для решения задачи краткосрочного прогнозирования, связанные с более корректным учетом влияния метеорологических и астрономических факторов. Приведен алгоритм и описана экспериментальная программа трехуровневого краткосрочного прогнозирования энергообъединения с учетом влияния указанных внешних факторов отдельно на каждом иерархическом уровне.

На данном этапе развития технологического и информационного обеспечения энергообъединения Украины задачу краткосрочного прогнозирования суммарной электрической нагрузки ОЭС целесообразно решать с использованием трехуровневых (областные-региональные-объединенная ЭЭС) моделей СЭН. Ниже приведена блок-схема такого трехуровневого решения задачи краткосрочного прогнозирования СЭН ОЭС Украины (рис. 1). При этом использована следующая технологическая и метеорологическая информация, имеющаяся в энергообъединении Украины:

- почасовые значения СЭН всех облэнерго Украины, региональных ЭС и ОЭС;
- значение температуры воздуха во всех областных центрах Украины в такие часы суток:

0, 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21;

- значение среднесуточной температуры воздуха во всех областных центрах Украины;
- характеристики типа погоды (дождь, снег, осадки) по областным центрам Украины;
- значение суточного потребления энергии и электрической нагрузки энергоёмких предприятий в периоды утреннего и вечернего максимума СЭН ОЭС Украины;
- посуточное время восхода / захода солнца по всем областным центрам Украины;
- прогноз температуры воздуха и типа погоды во всех областных центрах Украины.

Указанная информация поступает в единую базу данных [1] и её используют для решения всего спектра задач прогнозирования электрической нагрузки и электропотребления.

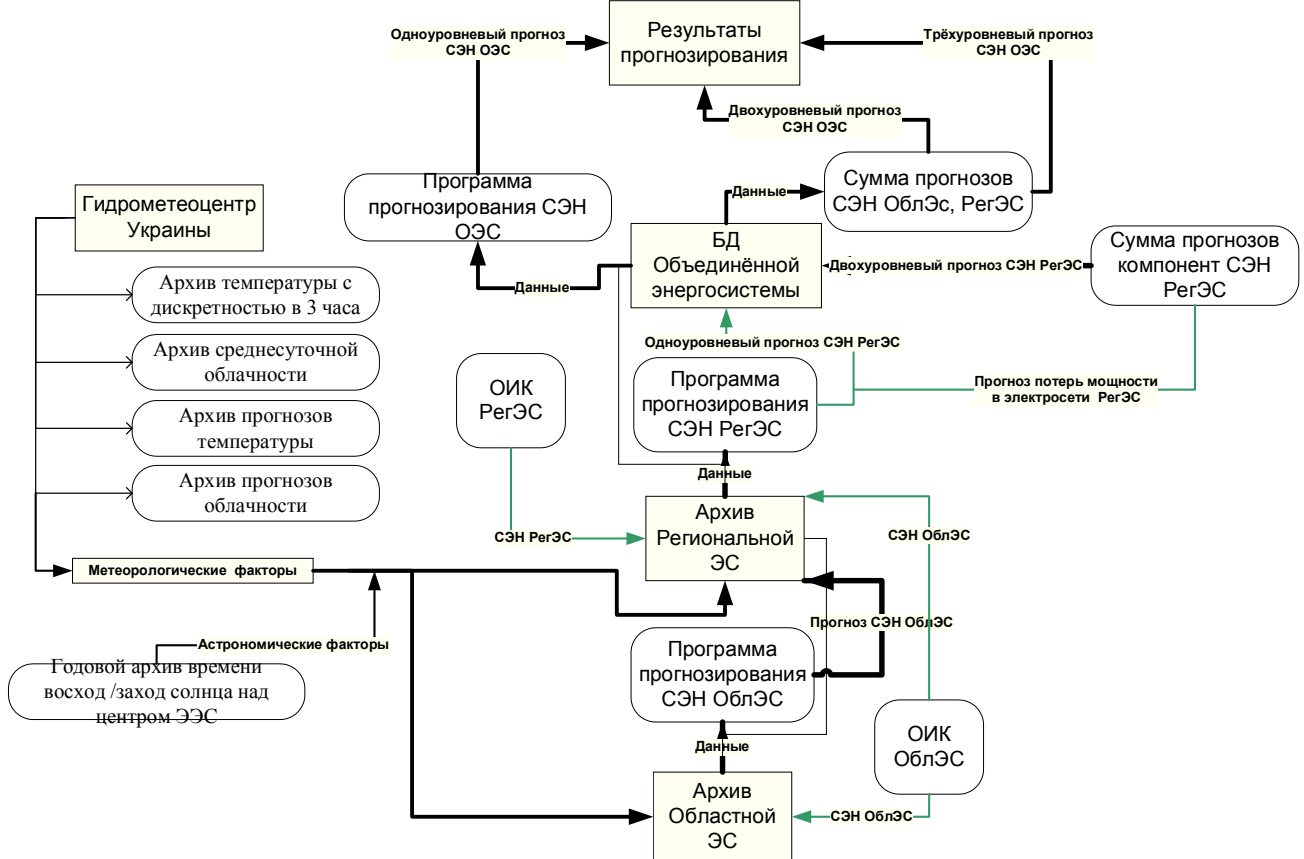


Рис. 1. Блок-схема трехуровневого решения задачи краткосрочного прогнозирования СЭН ОЭС Украины

Алгоритм трехуровневого краткосрочного прогнозирования СЭН энергообъединения Украины

Подробное описание алгоритма трехуровневого решения задачи краткосрочного прогнозирования СЭН энергообъединения представлено ниже:

1. По каждой облэнерго формируют архивы предыстории СЭН по данным ОИК, а также архивы фактических и прогнозных значений метеорологических и астрономических факторов над территорией областного центра по данным Гидрометеоцентра.

2. На ретроспективных данных производится идентификация математической модели суммарной электрической нагрузки каждой облэнерго, что предусматривает аддитивное расписание СЭН ОблЭС с выделением следующих составляющих:

$$P_{i,j} = P_{i,j}^{баз} + P_{i,j}^{тиж} + P_{i,j}^{метео} + P_{i,j}^{зал} \quad (1)$$

где $P_{i,j}$ – фактическая электрическая нагрузка энергосистемы j часов ($j = 1 \dots 24$) i -го дня

($i=1 \dots N$ – общее количество дней предыстории); $P_{i,j}^{баз}$ – базовая компонента СЭН энергосистемы j часов ($j = 1 \dots 24$) i -го дня; $P_{i,j}^{нед}$ – недельная компонента СЭН энергосистемы, описывающая недельные колебания электрической нагрузки; $P_{i,j}^{метео}$ – метеорологическая компонента, описывающая влияние температуры окружающей среды и облачности на электрическую нагрузку энергосистемы; $P_{i,j}^{ост}$ – остаточная компонента СЭН j часов i -го дня.

Расчет каждой из выделенных составляющих указанной модели проводят по приведенному в [2, 3] алгоритму.

3. На основе математической модели (1) с использованием прогнозных значений метеорологических факторов выполняют прогнозирования почасовых значений суммарных электрических нагрузок областной энергосистемы. Прогнозные значения СЭН ОблЭС передают на уровень соответствующих им региональных энергосистем.

4. По каждой из 8-ми региональных энергосистем формируют архивы предыстории СЭН по данным ОИК, а также архивы фактических и прогнозных значений метеорологических и астрономических факторов над территорией РегЭС по данным Гидрометеоцентра. Одноуровневое прогнозирования СЭН региональных энергосистем осуществляют аналогичным образом с использованием математической модели (1), идентифицированной на ретроспективных данных РегЭС.

5. Наличие потерь в высоковольтной сети региональной энергосистемы обуславливает небаланс между суммарной электрической нагрузкой всех облэнерго, входящих в нее, и СЭН РегЭС. Указанный небаланс является достаточно существенным и, по данным 2007 года, в среднем (суммарно по ОЭС) составлял 2030 МВт (9,6% среднегодовой нагрузки ОЭС Украины). При этом, в зависимости от величины потребления мощности и метеорологических условий, наблюдают существенные колебания значений небаланса в пределах 890 – 5170 МВт (4,2 – 24,6%). Таким образом, при прогнозировании суточных графиков СЭН верхних уровней энергообъединения Украины (Региональных и Объединенной ЭС) на основе данных облэнерго указанные потери необходимо учитывать как отдельную составляющую математической модели (1).

Алгоритм двухуровневого прогнозирования СЭН РегЭС представлен на следующей блок-схеме (рис. 2).

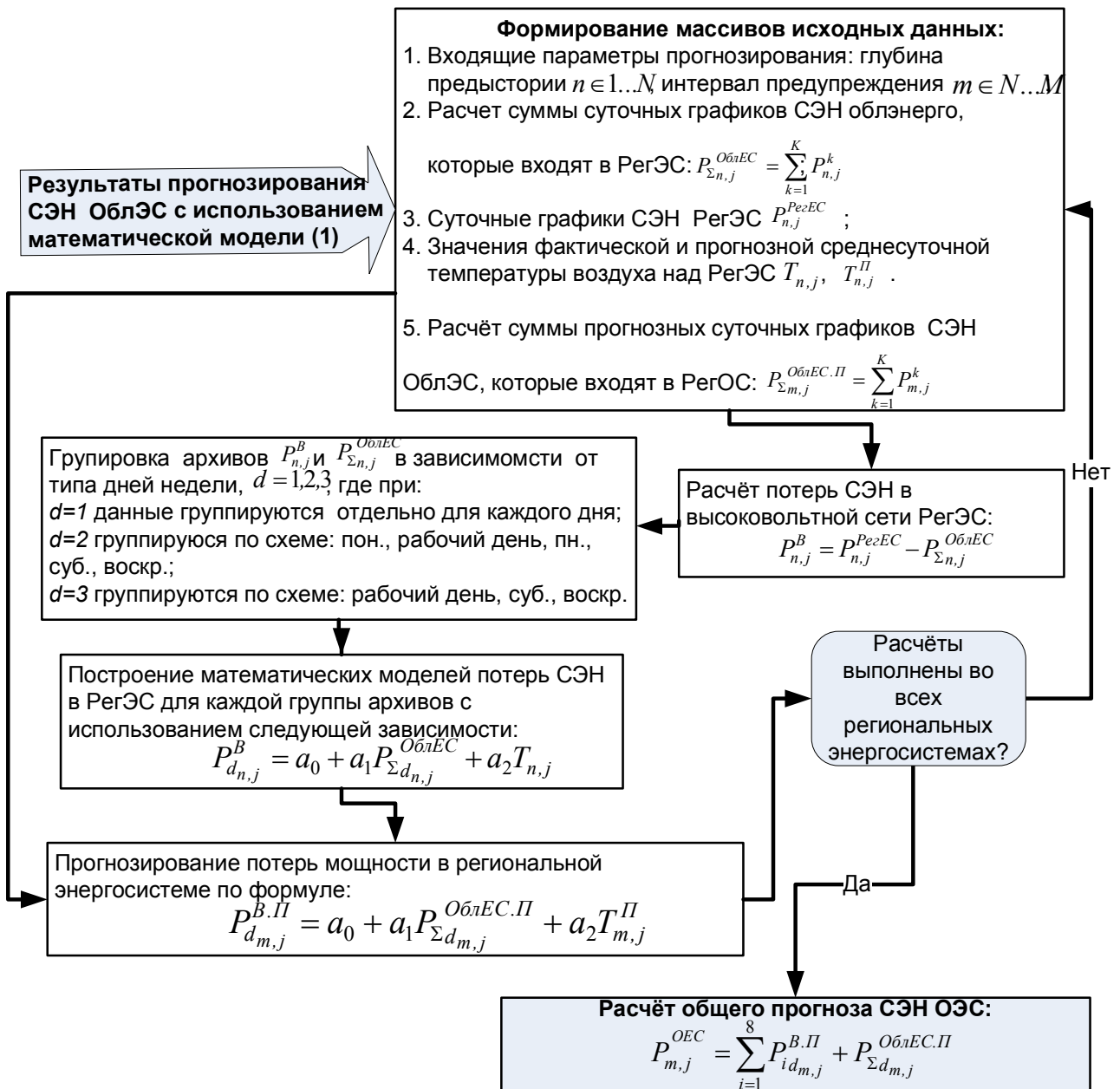


Рис. 2. Блок-схема двухуровневого прогнозирования СЭН региональной энергосистемы

Прогнозные значения электрической нагрузки региональной энергосистемы, полученные с использованием одно- и двухуровневого метода прогнозирования, передают на уровень энергообъединения.

7. На уровне энергообъединения проводят следующие расчеты:

- одноуровневое краткосрочное прогнозирование СЭН энергообъединения с использованием математической модели (1), идентифицированной на ретроспективных данных ОЭС;
- суммирование одноуровневых прогнозов СЭН региональных энергосистем;
- суммирование двухуровневых прогнозов СЭН региональных энергосистем.

Результаты исследования

По приведенному выше алгоритму разработана экспериментальная программа иерархического многофакторного прогнозирования СЭН энергообъединения Украины и Наукові праці ВНТУ, 2013, № 3

энергосистем, входящих в него, на интервал упреждения от 1 до 7 суток. Программа использует базу данных, содержащую описанную выше технологическую и метеорологическую информацию, позволяющую выполнять следующие расчеты:

1. Прогнозирование электрической нагрузки энергообъединения Украины с использованием данных СЭН областных, региональных энергосистем и ОЭС (одно-, двух- и трехуровневый прогнозы).

2. Прогнозирование электрической нагрузки региональных энергосистем (одно- и двухуровневый прогнозы).

3. Прогнозирование СЭН облэнерго (одноуровневый прогноз).

При этом влияние метеорологических факторов учитывают на соответствующем иерархическом уровне.

На рис. 3 и в табл. 1 – 2 приведены результаты иерархического прогнозирования СЭН ОЭС Украины за период с 01.02.2010 по 28.02.2010. Расчеты проводились по понедельно, на интервал упреждения семь суток. В качестве исходных данных использовали суточные графики СЭН ОЭС, региональных и областных энергосистем, а также приведённые выше значения метеорологических факторов на соответствующем иерархическом уровне. Параметры математической модели СЭН (архитектура модели метеорологической компоненты, время учета облачности, вид выходных данных температуры воздуха (среднесуточная или повременная), вариант группировки СЭН по типу суток недели) и необходимая длина предыстории были выбраны, исходя из критерия минимальной погрешности прогноза на интервале 25 – 31.01.2010. По прогнозным значениям метеорологических факторов были использованы фактические ретроспективные данные.

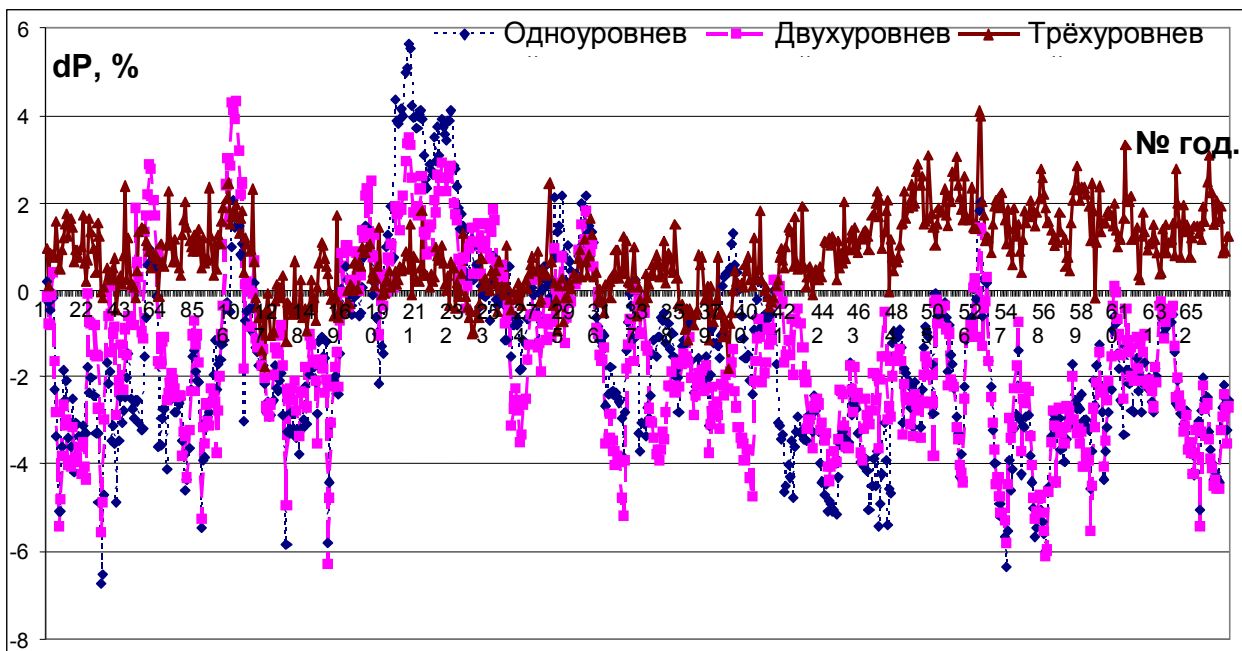


Рис. 3. Погрешность прогнозирования СЭН ОЭС Украины в период с 01.02.2010 по 28.02.2010

Таблица 1

Статистические характеристики погрешности прогнозирования почасовых значений СЭН ОЭС Украины в период с 01.02.2010 по 28.02.2010

	Одноуровневый	Двухуровневый	Трехуровневый
Средняя погрешность, MAPE [%]	2,27	2,13	0,95
Минимальная погрешность, [%]	0,00	0,00	0,00
Максимальная погрешность, [%]	6,73	6,27	4,11
Среднеквадратическая погрешность, %	2,13	1,95	0,89

Распределение погрешности прогнозирования, $|dP|$, %, СЭН ОЭС Украины на период с 01.02.2010 по 28.02.2010 по ее значению. Общий объем выборки составляет 672 часа.

Таблица 2

Одноуровневый, %	Двухуровневый, %	Трехуровневый, %	$ dP $, %
24,3	22,8	58,8	$ dP \leq 1$
21,3	25,3	31,8	$1 < dP \leq 2$
23,2	26,6	8,5	$2 < dP \leq 3$
18,8	16,4	0,7	$3 < dP \leq 4$
7,9	6,5	0,1	$4 < dP \leq 5$
4,6	2,4	0,0	$5 < dP $

Согласно приведенным результатам трехуровневый метод прогнозирования с использованием данных областных энергосистем обеспечивает существенно более высокую точность как по средней / среднеквадратической, так и по максимальной погрешностям. В частности, использование трехуровневого метода при точном прогнозе метеорологических факторов в 90,6% случаев обеспечило погрешность меньше 2%. При этом существенные погрешности ($> 4\%$) имели место лишь в одном случае. Также следует отметить, что, согласно полученным результатам, двухуровневый метод прогнозирования является лучшей альтернативой одноуровневому.

Выводы

1. Усовершенствована иерархическая математическая модель суммарной электрической нагрузки энергообъединения за счет выделения и моделирования потерь мощности в ВПЧ региональных энергосистем. Использование указанной модели обеспечивает возможность трехуровневого прогнозирования СЭН энергообъединения с использованием данных областных энергосистем.

2. Разработана экспериментальная программа краткосрочного прогнозирования суточных графиков суммарной электрической нагрузки энергообъединения Украины, региональных и областных энергосистем. Сервисные возможности программы и собственная иерархическая база данных позволяют выполнять расчеты почасовых значений СЭН указанных энергообъектов на интервал упреждения до 7 суток с учетом влияния метеорологических факторов в отдельности на каждом иерархическом уровне.

3. Проведенные сравнительные расчеты прогнозов электрической нагрузки энергообъединения показали преимущества иерархического (двух- и трехуровневого) подхода, по сравнению с одноуровневым, в решении указанной задачи как по точности, так и по надежности полученных результатов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Черненко П. А. Обработка и анализ информации для иерархического прогнозирования электрических нагрузок / П. А. Черненко, А. И. Заславский, А. В. Мартынюк // Праці ІЕД НАНУ. – 2006. – Вип. 2 (14). – С. 47
- Наукові праці ВНТУ, 2013, № 3

– 49.

2. Черненко П. О. Багаторівневе короткострокове прогнозування сумарного електричного навантаження енергооб'єднання / П. О. Черненко, О. В. Мартинюк // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2011. – № 2. – С. 74 – 80.

3. Черненко П. О. Підвищення ефективності короткострокового прогнозування електричного навантаження енергооб'єднання / П. О. Черненко, О. В. Мартинюк // Технічна електродинаміка. – 2012. – № 1. – С. 63 – 70.

Мартинюк Александр Васильевич – к. т. н., старший научный сотрудник отдела моделирования электроэнергетических объектов и систем, тел.: (044)-4542689, email: samark@ukr.net.

Черненко Павел Алексеевич – д. т. н., с. н. с., доц., ведущий научный сотрудник отдела моделирования электроэнергетических объектов и систем, тел.: (044)-4542689, email: cher@ied.org.ua.

Института электродинамики НАН Украины.