

УДК 621.311

И. С. ЕВДАСЕВ, ассистент; В. А. ИВЛЕВ, аспирант; Белорусский государственный университет транспорта, г. Гомель

## РАЗРАБОТКА ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОСЕТЯХ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ УЗЛОВ

Изложены основные положения разработки вероятностно-статистической модели определения потерь электроэнергии в сетях железнодорожных узлов на примере для электросетей Барановичского, Могилевского и Гомельского узлов.

**К**онтроль за потерями электроэнергии в сетях предусматривает достоверный учет поступления-отдачи электроэнергии и сравнение фактических потерь с технически обоснованными значениями. В настоящее время на Белорусской железной дороге развернута широкомасштабная работа по внедрению автоматизированной системы контроля и учета потребления энергоресурсов, охватывающей всех потребителей. При этом будет достигнута высокая точность и оперативность получения информации об энергетических потоках.

Точность информации об учете потребления электроэнергии еще не решает проблему контроля за потерями. Необходима разработка методики оперативного определения технически обоснованных потерь электроэнергии в сетях и анализа небаланса потребляемой энергии. На сегодняшнем этапе эта задача может быть решена при использовании вероятностно-статистического метода определения потерь в электросетях. Этот метод заключается в использовании регрессионной зависимости между потерями электроэнергии, с одной стороны, и параметрами сети, с другой. Вероятностно-статистический метод не является новой разработкой. Его суть изложена в литературе [1], но в процессе обширного обзора литературы по данной теме авторы не нашли методики получения самой регрессионной зависимости, включающей порядок отбора влияющих факторов, нахождения эмпирических коэффициентов и проверки адекватности полученной зависимости.

Особенностью сетей, для которых разрабатывается данная методика, является большая доля кабельных линий и низкая нагрузка всех элементов сети (трансформаторов и линий электропередачи).

Первоначальный набор учитываемых влияющих факторов и их функциональную зависимость представляется возможным выделить на основании анализа метода расчета потерь электроэнергии в электросетях среднего напряжения (10 кВ).

Для создания представительной выборки необходимого объема исследованы более 30 сетей железнодорожных узлов Гомельского, Барановичского и Могилевского отделений Белорусской железной дороги.

В прикладном пакете Statgrafics Plus 5.0 получена первоначальная регрессионная зависимость в традиционном виде [1]:

$$\Delta W_a = 3,532 + 0,11 W_a^{0,499} L^{0,19} \left( \frac{L_{\text{каб}}}{L} \right)^{0,19} \times N_u^{0,116} N_v^{-0,022} S_{\Sigma H}^{0,341} N_T^{0,114}, \quad (1)$$

где  $W_a$  – отпуск электроэнергии в сеть (потребление от энергосистемы), тыс. кВт·ч;  $L$  – суммарная длина линий электропередачи, км;  $L_{\text{каб}}$  – суммарная длина кабельных линий электропередачи в рассматриваемой сети (сгруппированных сетях), км;  $N_u$  – количество «однородных» (между двумя точками разветвления) участков линий электропередачи;  $N_v$  – количество вводных фидеров (отдельных разомкнутых электросетей);  $S_{\Sigma H}$  – суммарная мощность работающих силовых трансформаторов на подстанциях, кВА;  $N_T$  – количество работающих силовых трансформаторов на подстанциях.

Проверка адекватности полученной регрессионной зависимости потерь электроэнергии в сетях от влияющих факторов осуществляется путем корреляционного анализа. На основании результатов проверки можно сделать вывод, что полученное выражение является адекватным, так как его коэффициент детерминации равен 0,996, а приведенный коэффициент детерминации – 0,995.

Методом пошагового регрессионного анализа выражение (1) приведено к более простому виду:

$$\Delta W_a = 3,52 + 0,11 \frac{W_a^{0,497} L_{\text{каб}}^{0,20} S_{\Sigma H}^{0,35} N_T^{0,113}}{N_u^{0,152}}. \quad (2)$$

Коэффициент детерминации конечного выражения равен 0,996, а приведенный коэффициент детерминации – 0,996, т. е. одновременно с упрощением достигнуто лучшее согласование регрессионного выражения и исходных данных.

По результатам последовательно проведенных в том же пакете Statgrafics Plus 5.0 многофакторного регрессионного анализа и пошагового прямого и обратного регрессионного анализа было получено еще одно выражение зависимости потерь

электроэнергии в электросетях от различных факторов:

$$\Delta W_a = 0,024W_a + 2,585L_{\text{каб}} + 0,014S_{\Sigma H} + 1,617N_T - 1,333N_u \quad (3)$$

Коэффициент детерминации выражения (3) равен 0,998, а приведенный коэффициент детерминации – 0,998.

Далее рассчитываются относительные погрешности результатов определения потерь электроэнергии по регрессионному выражению (3), так как оно имеет более простой вид при практически одинаковых коэффициентах детерминации с выражением (2). Для наглядного представления погрешностей они построены в виде графической зависимости от количества работающих трансформаторов в электросети (рисунок 1).

Максимальная погрешность результатов расчета по регрессионному выражению (2) составляет 133 % и наблюдается при малом числе работающих трансформаторов в сети, поэтому по результатам кластеризации разработаны отдельные регрессион-

$$\begin{cases} \Delta W_a = 0,019W_a + 1,856L_{\text{каб}} + 0,007S_{\Sigma H} + 2,538N_T, & \text{при } N_T \leq 5; \\ \Delta W_a = 0,024W_a + 2,567L_{\text{каб}} + 0,014S_{\Sigma H} + 1,54N_T - 1,361N_u, & \text{при } N_T > 5. \end{cases} \quad (4)$$

Зависимость погрешности расчета потерь электроэнергии по формулам (4) от количества трансформаторов в сети представлена на рисунке 2. Из представленной зависимости видно, что максимальная погрешность расчета потерь не превышает 55 %.

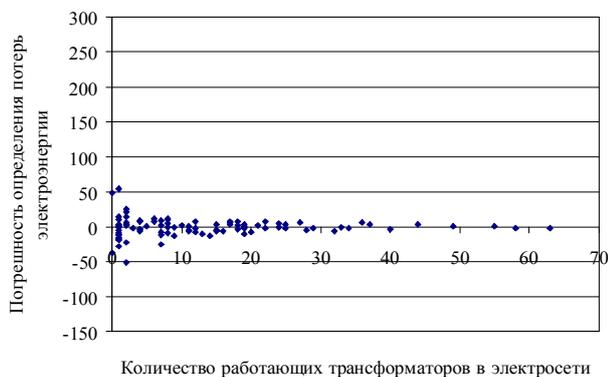


Рисунок 2 – Зависимость погрешности определения потерь энергии в сети по выражению (4) от количества работающих в этой сети трансформаторов

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{(1 + 3,05 \text{tg}^2 \varphi) \delta_{\text{тт}}^2 + (1 + 1,35 \text{tg}^2 \varphi) \delta_{\text{тн}}^2 + \delta_{\text{сч}}^2}, \quad (5)$$

где  $\text{tg} \varphi$  – коэффициент реактивной мощности контролируемого присоединения;  $\delta_{\text{тт}}$  – случайная токовая относительная погрешность трансформатора тока, %;  $\delta_{\text{тн}}$  – случайная относительная погрешность трансформатора напряжения по модулю напряжения, %;  $\delta_{\text{сч}}$  – случайная относительная погрешность счетчика, %.

ные зависимости на области до и свыше 5 трансформаторов.



Рисунок 1 – Зависимость погрешности определения потерь энергии в сети по выражению (3) от количества работающих в этой сети трансформаторов

В конечном итоге вероятностно-статистическая модель потерь электроэнергии в сетях может быть представлена в следующем виде:

Для оценки полученных значений погрешностей вероятностно-статистического метода и заключения о целесообразности его применения необходимо провести сравнение погрешностей этого метода и метода инструментального определения потерь энергии в сетях. Традиционный инструментальный метод определения потерь энергии в сети предусматривает их расчет по разности принятой и отпущенной из сети электроэнергии, регистрируемой измерительными комплексами. Погрешность этого метода при допущении, что коммерческие потери в сети равны нулю, обусловлена метрологическими характеристиками системы измерения.

В литературе [2] подробно исследованы погрешности измерительных комплексов учета электроэнергии, которые разделяются на систематические и случайные. При сравнении двух методов определения потерь интерес представляет случайная погрешность измерительного комплекса, которая определяется выражением [2].

При расчете нормативного небаланса принимаем для измерительных комплексов в точках: поступления электроэнергии в сеть  $\text{tg} \varphi = 0,33$ ,  $\delta_{\text{тт}} = \pm 0,31$ ,  $\delta_{\text{тн}} = \pm 0,25$ ,  $\delta_{\text{сч}} = \pm 0,5$ ; отпуска электроэнергии на 0,4 кВ  $\text{tg} \varphi = 0,33$ ,  $\delta_{\text{тт}} = \pm 0,66$ ,  $\delta_{\text{сч}} = \pm 1,0$ . Случайная относительная погрешность одного измерительного комплекса в точках поступления электроэнергии в

сеть  $\delta_{пз}$  равна 0,738, в точках отпуска электроэнергии из сети  $\delta_{оз}$  – 1,383.

Принимаем количество измерительных комплексов в точках поступления электроэнергии в

$$\delta_{\Sigma} = \pm 1,1 \sqrt{0,95 \left( \frac{\delta_{пз}}{100} \frac{1}{N_v} \right)^2 N_v + 0,95 \left( \frac{\delta_{оз}}{100} \frac{1 - \Delta W_a / W_a}{N_T} \right)^2 N_T} \cdot 100 \% . \quad (6)$$

Погрешность инструментального метода определим как отношение случайной погрешности измерительной системы к проценту потерь электроэнергии в сети.

На рисунке 3 представлены результаты расчета относительной погрешности определения потерь энергии инструментальным методом.

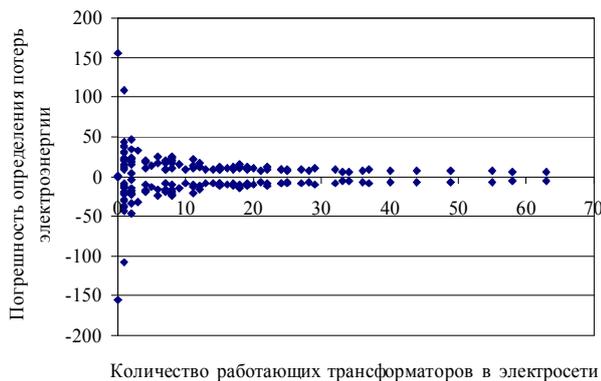


Рисунок 3 – Зависимость погрешности определения потерь энергии в сети инструментальным методом от количества трансформаторов

Сравнение двух выборок погрешностей инструментального и вероятностно-статистического методов проведено путем дисперсионного анализа в пакете Statgrafics Plus 5.0. Функции плотности распределения вероятностей погрешностей исследуемых методов представлены на рисунке 4.

При проведении дисперсионного анализа в качестве нулевой гипотезы принята гипотеза о равенстве двух выборок, в качестве альтернативной – гипотеза о том, что среднеквадратичное отклонение выборки вероятностно-статистического метода меньше среднеквадратичного отклонения выборки инструментального метода. Результаты анализа показали, что верна

Получено 05.07.2005

**I. S. Yevdasiov, V. A. Ivlev.** Methods of the development of a probabilistic-statistical approach for electric loss estimation in power networks of railway junctions.

The main principles of the development of a probabilistic-statistical approach for electric loss estimation in railway junction networks are stated by the example of power networks of Baranovich, Mogilev and Gomel railway junctions.

сеть, равное количеству вводных фидеров, а в точках отпуска – количеству трансформаторов, тогда случайная погрешность всей измерительной системы определяется по формуле

альтернативная гипотеза, так как уровень значимости критерия (вероятность отклонения верной нулевой гипотезы) равен  $0,00001 < 0,05$ .

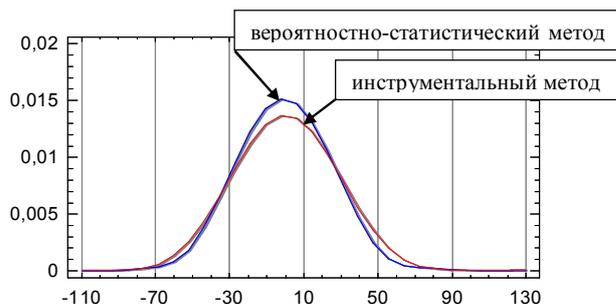


Рисунок 4 – Функции плотности распределения вероятностей погрешностей методов определения потерь электроэнергии в сетях

В результате исследований доказано, что разработанная вероятностно-статистическая модель для определения потерь электроэнергии в слабонагруженных сетях железнодорожных узлов является адекватной, так как ее погрешность меньше погрешности инструментального метода, и целесообразна для практического использования в оперативных расчетах. Область применения разработанной модели охватывает только электросети Гомельского, Барановичского и Могилевского железнодорожных узлов и требует уточнения для других электросетей.

#### Список литературы

- 1 **Поспелов, Г. Е.** Электрические системы и сети: учебник / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин, П. В. Лычев. – Мн.: УП «Технопринт», 2004. – 720 с.
- 2 **Железко, Ю. С.** Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 280 с.