УДК 621.315. 1

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ

*Н.С. Морозова, 1В.В. Плохой*

Омский государственный технический университет, г. Омск

1 Магистрант Омского государственного технического университета, г. Омск

*Аннотация.* Рассмотрены актуальны вопросы моделирования и прогнозирования приведенных затрат в развитие электрических сетей энергосистем. В основу исследований положен системный подход, означающий рассмотрение всех явлений и процессов в диалектической взаимосвязанности, целостности и взаимодействия во времени и пространстве

При формировании моделей прогнозирования применены методы многофакторного статистического анализа, позволяющие учитывать статистическую природу и объективно существующие зоны неопределенности значительной части исходной информации.

Получены модели, погрешность аппроксимации которых составляет 3-4,5 % при средней ширине 95%-ных доверительных интервалах. Модели рекомендуется включать в электросетевой блок оптимизационной модели выбора мощности и мест размещения крупных КЭС.

*Ключевые слова*. Статистические модели, прогнозирование, корреляция, регрессия, аппроксимация.

Разработка комплексных планов перспективного развития энергосистем включает в себя решение трех основных задач: 1) прогнозирование уровней потребления электроэнергии и электрической нагрузки и определение диапазонов их колебания; 2) рациональное размещение электрических станций, выбор их типа и мощности; определение межсистемных перетоков; 3) определение оптимальной конфигурации электрической сети, выбор рационального напряжения, схем питания и других параметров сетей.

Можно отметить непосредственную взаимосвязь указанных задач в части обмена информацией. Эта взаимосвязь определяется в основном тем, что результаты решения предыдущих задач используются для решения следующих задач. Так, размещение генерирующих мощностей должно учитывать решение предыдущей задачи прогнозирования электропотребления для надежного снабжения потребителей энергией. Оптимизация же электрических сетей (третья основная задача) выполняется при уже определенных планах размещения электростанций.

Однако наличие не только прямых, но и обратных связей в развитии больших систем энергетики существенно осложняет решение той или иной задачи. В этом плане особо следует выделить задачу определение оптимальной конфигурации электрической сети. Как известно, критерием оптимальности того или иного варианта является минимум приведенных затрат, т.е. в нашем случае затрат в электрическую сеть применительно к каждому варианту строительства электростанций.

В настоящее время нет методов, позволяющих строго решать задачу оптимального размещения генерирующих мощностей с полным набором оптимальной конфигурации и ступеней напряжения сети. Поэтому многие из существующих оптимизационных моделей [1, 2, 3 и др.] учитывают затраты в электрические сети весьма приближенно, что может приводить к значительным отклонениям от глобального минимума приведенных затрат в развитии энергосистем.

При решении подобных задач прибегают к методам подоптимизации, позволяющим рассматривать раздельно развитие генерирующих мощностей и сетей с последовательной их увязкой.

Применение статистического подхода к задаче моделирования сетевой составляющей затрат при отсутствии знаний о конкретном размещении потребителей и схем их связей требует разработки методов, позволяющих определить изменение затрат в сети в зависимости от некоторых обобщенных параметров и, в первую очередь, в зависимости от размещения электростанций. Тогда модель можно использовать при решении оптимизационной задачи размещения электростанций.

Задача данной работы состоит в том, чтобы при отсутствии сведений о конкретных планах электрических сетей предложить экономико-статистический подход к формированию сетевого блока, предназначенного для учета электрической сети при выборе пунктов строительства и мощностей крупных электростанций, а не для оптимизации развития электрических сетей с выбором их конфигурации. В связи с этим было бы полезно создать с помощью экономико-математических методов такую модель стоимости строительства, которая бы позволила оперативно оценить каждый из конкурирующих вариантов проектных решений строительства линий электропередач (ЛЭП).

При разработке сетевой составляющей приведенных затрат с помощью экономико-статистических методов необходима накопленная статистическая информация о развитии электрических сетей энергосистем. Можно указать три подхода к построению моделей сетевых затрат:

1. на основе получения динамики (предыстории) развития реальных системообразующих сетей энергосистем (метод пассивных экспериментов);
2. на основе моделирования развития сетей в искусственных условиях (метод активных экспериментов);
3. создание искусственных нейронных (способных к обучению и обобщению накопленных знаний) сетей.

Для решения указанной задачи предлагается статистический подход к созданию модели электросетевой составляющей приведенных затрат , базирующийся на накопленной информации о развитии электрических сетей энергосистем (пассивный эксперимент). При формировании моделей использованы данные по развитию реальных электрических сетей ОЭС-1 из семи энергосистем за 24 года, и ОЭС-II из пяти энергосистем за 6 лет. Таким образом, период наблюдения составил 30 лет.

Для формирования статистических моделей необходимо определить параметры, оказывающие влияние на приведенные затраты , не связанные с конкретной конфигурацией сетей и характеризующие взаимное географическое расположение электрических станций и нагрузок, а именно: напряжение, климатический район, число цепей ЛЭП, сечение проводов, длина ЛЭП, количество изоляторов, объем установленных деревянных и железобетонных опор и конструкций, веса металлических опор и конструкций, объем сооруженных фундаментов и др.

Предварительный анализ показал, что достаточно объективная характеристика затрат в электрические сети может быть получена при учете следующей группы обобщенных параметров: средней плотности нагрузок по территории энергосистемы , степени неравномерности распределения нагрузок по территории, удельной протяженности существующих сетей , момента центра генерации относительно центра нагрузок , числа всех электростанций и суммарной генерируемой мощности электростанций . Здесь следует особо отметить важность таких параметров, как и . От значений последних в большей степени, чем от всех остальных параметров, зависит размещение электрических станций.

Тогда приведенные затраты будут являться функцией этих обобщенных параметров:

= f(, , , , , ).

Средняя плотность нагрузки энергосистемы определяется по формуле

где – суммарная электрическая нагрузка энергосистемы; площадь территории энергосистемы.

Этот показатель характеризует концентрацию электрической нагрузки на территории энергосистемы, а, следовательно, и радиусы передачи электроэнергии. Из анализа исходной статистической информации с учетом плановой нагрузки диапазон этого показателя при моделировании был принят равным .

Другие параметры имели следующие диапазоны варьирования, принятые при моделировании:

;

= (420036000) МВт.

Прежде чем перейти к построению зависимости сетевой составляющей приведенных затрат от показателей развития электрических сетей, необходимо установить наличие стохастических связей между этими параметрами и затратами в сети, в частности, корреляционных и регрессионных связей.

Корреляционный анализ показал, что на существенное влияние оказывают не только отдельно взятые обобщенные параметры, но и их сочетания, а также квадраты параметров. Было выделено несколько групп параметров, корреляционная связь между которыми не превышает 0,8, а их влияние на величину затрат Зс весьма существенно. На основе выбранных параметров с помощью регрессионного анализа формировались модели

= f(, , , , , ).

Регрессионный анализ решает задачу не только построения конкретного вида зависимости с помощью математической функции, но дает различные оценки ее точности.

Наиболее удачными оказались модели при следующих наборах параметров:

Оценка аппроксимирующей способности моделей выполнена по таким статистическим характеристикам, как средняя относительная ошибка, среднеквадратическое отклонение и средняя ширина доверительных интервалов [4]. Погрешность аппроксимации этих моделей составляет 3-4,5 % при средней ширине 95%-ных доверительных интервалах. Модели рекомендуется включать в электросетевой блок оптимизационной модели выбора мощности и мест размещения крупных КЭС.

Библиографический список

1. . Аймешева Ж.С. Методы принятия решений в электроэнергетике / Ж.С. Аймешева   
   // Российское предпринимательство. – 2012. – № 1 (199). – С. 149-155.
2. .Ханаев В.В. Исследование эффективности управления электрической нагрузкой при оптимизации развития электроэнергетических систем: дис… канд. техн. наук: 05.14.01 /В.В. Ханаев. – Иркутск, 2008. – 146 с.
3. Директор Л.Б. Интеллектуальные системы управления автономными энергетическими комплексами в составе локальных распределительных сетей малой энергетики / Л.Б. Директор, В.М. Зайченко, И.Л. Майков // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2012. – №1. – С. 38–48.
4. Морозова Н.С., Мальцева О.В. Учет случайных факторов при прогнозировании электропотребления энергосистем / Н.С. Морозова, О.В. Мальцева // Россия молодая: передовые технологии в промышленность!: матер. IV Всер. молод. науч.-техн. конф. (Омск, 15-17 ноября 2011 г.). – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2011. – С. 106-109.