

Баро Бандия
(БНТУ, г. Минск)

О.И. Александров, доц., канд. техн. наук

П.Д. Свирский, магистрант
(БГТУ, г. Минск)

МНОГОКРИТЕРИАЛЬНЫЙ МЕТОД ВЫБОРА ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РАЗВИВАЮЩЕГОСЯ РЕГИОНА

Составление перспективного плана развивающейся электроэнергетической системы (ЭЭС) подразумевает решение комплекса задач, обеспечивающих минимальные приведенные затраты. В проектный комплекс задач входят такие, как выбор состава генерирующего оборудования, построение оптимальной конфигурации сети, распределение нагрузок между станциями с минимизацией расхода топлива и с наименьшими потерями в электрических сетях, а также рациональная работа всего развивающегося региона с учетом межсистемных линий электропередачи. Формулировку данной проблемы можно описать с помощью *многокритериальной целевой функции*, которая включает в себя минимум суммарного расхода топлива, минимум потерь мощности и энергии, максимизацию резерва мощности в энергосистеме, максимизацию индекса системной надежности, приведенные затраты на поддержание системы управления мощностью потребителей и их суммарный ущерб при аварийных ситуациях. Основные показатели, необходимые для принятия оптимальных решений, должны быть разработаны на основе системного анализа с охватом всех определяющих факторов. Важным элементом такого планирования является оптимизация баланса мощностей, т.е. оптимизация текущих режимов за рассматриваемый интервал времени, когда параметры сети можно считать условно постоянными. При таком допущении каждый интервал рассматривается как независимый, а осуществление баланса между производством и потреблением электроэнергии (ЭЭ) необходимого качества считается гарантированным. В этом случае задача планирования оптимального развития данного региона распадается на ряд последовательных задач, результаты решения которых в агрегированном виде дают искомым перспективный вариант. Если при этом учтены ограничивающие условия по изменяющимся параметрам и достигнут минимум затратных средств, то планируемый вариант для исследуемого периода времени будет оптимальным.

При результирующей дефицитности развивающейся энергосистемы экономически целесообразные величины закупаемой мощности

и энергии определяются на основе технико-экономических и режимных расчетов с учетом технических, режимных, директивных и ценовых ограничений. Для расчетного уровня покупной мощности определяется оптимальная загрузка электростанций (ЭС) энергосистемы для планируемых максимальных режимов. Получаемое при этом рациональное значение дефицита мощности для разных нагрузок энергосистемы позволяет определить оптимальное количество покупной ЭЭ из соседних энергосистем на планируемый расчетный период.

Исходными данными для анализа перспективных режимов являются расчетные балансы мощности по энергосистеме, принимаемые на основе прогнозов электропотребления и электрических нагрузок на рассматриваемый перспективный период. Эти балансы разрабатываются для основного планируемого режима, а также для заданных режимов, которые могут иметь место при неблагоприятных сочетаниях, в частности, плановых ремонтов основного энергетического оборудования. В этом случае необходимо предусмотреть покрытие дефицита.

Таким образом, целевая функция в детерминированной постановке может быть сформулирована в виде:

$$Z = \{\sum_T^t \alpha_{1t} Y_{1t}(B) + \alpha_{2t} Y_{2t}(\pi) + \alpha_{3t} Y_{3t}(R) + \alpha_{4t} Y_{4t}(H) + \alpha_{5t} Y_{5t}(Зр) + \alpha_{6t} Y_{6t}(\Delta p)\} \rightarrow \min, \quad (*)$$

где $\alpha_{1t}, \dots, \alpha_{6t}$ – весовые корректирующие коэффициенты стоимости, определяемые на основании совместных экспертных оценок специалистов планово-перспективных и экономических служб.

Здесь $Y_{1t}(B)$ – суммарный расход топлива на электростанциях (ЭС) для прогнозируемого электропотребления, при котором обеспечивается минимум целевого функционала (*) при соблюдении основных ограничивающих условий по балансу мощностей ЭЭС; по регулировочному диапазону каждой ЭС и режимным двусторонним ограничениям. Индекс t – соответствует исследуемому интервалу периода T .

$Y_{2t}(\pi)$ – суммарные потери мощности в энергосистеме. При составлении эквивалентной схемы замещения основные перетоки мощности от шин передающих подстанций (П/СТ) соседних избыточных энергосистем представлены в виде генерирующих узлов, а шины принимающих П/СТ дефицитной энергосистемы – в виде потребительских узлов. Тогда потери активной мощности в общем виде могут оцениваться матричным выражением [1]:

$$\pi_p = [P, Q, p, q, U_0] \cdot B(P, Q, p, q, U_0) \cdot [P, Q, p, q, U_0]^*,$$

где P, p – векторы-строки активных мощностей в генерирующих и потребляющих узлах эквивалентной схемы замещения ЭЭС; Q, q – векторы-строки реактивных мощностей в генерирующих и потребляющих узлах соответственно; U_0 – номинальное напряжение базисного

(балансирующего) узла; $\mathbf{B}(\mathbf{P}, \mathbf{Q}, \mathbf{p}, \mathbf{q}, U_0)$ -- матрица коэффициентов потерь, причем векторы не содержат компонентов, соответствующих балансирующему узлу, а мощности в узлах потребления принимаются отрицательными; * -- символ транспонирования матрицы. Пользуясь введенными обозначениями, функцию минимизации потерь представим в виде $\pi_p \rightarrow \min \Delta P$ при условии соблюдения двусторонних ограничений для узловых мощностей.

$Y_{3t}(R)$ – наименьший за рассматриваемый период фактический резерв активной мощности в ЭЭС, который в общем виде может быть представлен следующим образом:

$$R = \min[R_0(t) = P(t) - p(t)] \rightarrow \max,$$

где $R_0(t) = P(t) - p(t)$, $t \in (T)$ – график резерва активной мощности в ЭЭС; $P(t)$ – планируемый график изменения располагаемой мощности ЭЭС в течение рассматриваемого интервала времени T ; $p(t) = p_{max}^{c.п.}(t) + p_{max}^{обм}(t)$, $t \in (T)$, – прогнозируемый график суточных максимумов нагрузки ЭЭС с учетом потерь в сети на период T ; $p_{max}^{c.п.}(t)$ – прогнозируемый график суточных максимумов собственного потребления с учетом потерь в сети; $p_{max}^{обм}(t)$ – прогнозируемый график выдачи мощности в ЭЭС в часы максимума нагрузки данной энергосистемы. Тогда с учетом изложенного можно записать: $Y_{3t} = 1/R$.

$Y_{4t}(H)$ – показатель системной надежности, который в самом общем виде может быть записан, как показатель эффективности работы ЭЭС следующим образом:

$$F = \frac{\sum_{l=1}^N A_l(t) - \Delta A_{\Sigma}(t)}{\sum_{l=1}^N A_l(t)}, \quad l \in N, t \in T,$$

где $\sum_{l=1}^N A_l(t)$ -- суммарная энергия, потребляемая элементами системы, причем, в зависимости от типа рассматриваемого элемента она может быть генерируемая, передаваемая и потребляемая; $\Delta A_{\Sigma}(t)$ – суммарный недоотпуск ЭЭ по всей ЭЭС; T – полное время, за которое рассчитывается недоотпущенная ЭЭ; l – текущий индекс элемента системы. В этом случае для приближенной оценки этого показателя можно принять: $Y_{4t} = 1/F$. Индекс системной надежности -- это отношение отпущенной энергии потребителю к энергии спроса [2]:

$$\delta = \frac{A_{отп}}{A_{отп} + \Delta A_{\Sigma}},$$

где $A_{отп}$ – отпущенная потребителям ЭЭ; ΔA_{Σ} – недоотпущенная ЭЭ из-за различных нарушений в системе, включая потерю устойчивости и отказы противоаварийной системной автоматики.

$Y_{5t}(3p)$ – приведенные затраты на поддержание системы управления мощностью потребителей. Здесь рассматриваются наиболее мощные и энергоемкие промышленные предприятия, которые могут фактически повлиять на совмещенный график нагрузки ЭЭС. В качестве совмещенного графика нагрузки может выступать график любой режимной энергетической иерархии – от группового графика крупного промышленного предприятия до эквивалентного графика нагрузки ЭЭС в составе ЭО. В этом случае оптимальный график нагрузки потребителей выполняется при условии $Y_{5t} \rightarrow \min$.

$Y_{6t}(\Delta p)$ – суммарный ущерб промышленных потребителей при ограничении их мощности на величину Δp в результате различных нарушений электроснабжения [3]. Количественная величина ущерба обычно определяется с помощью интегральных характеристик ущербов для узлов электропотребителей :

$$Z(yT \sum_{t=1}^N Y_i \Delta P) \rightarrow \min,$$

где Y_i , руб/кВт·ч – ущерб i -го потребителя при его отключении (ограничении); ΔP – отключаемая мощность; t – время отключения; y – число отключений за период T .

Таким образом, минимизация функционала (*) позволит получить оценку стоимости перспективного плана создаваемой системы для электроснабжения развивающегося региона.

ЛИТЕРАТУРА

1. Александров О.И, Домников С.В., Бабкевич Г.Г. Оптимизация суточного режима энергосистемы...// Известия РАН. Энергетика и транспорт. – 1993. – № 1. – с. 81-97.
2. Скопинцев В.А. Качество электроэнергетических систем: надежность, безопасность, экономичность, живучесть. М.: Энергоатомиздат, 2009. – 331 с.
3. US Energy Information Admin., International Energy Statistics, 1997 – 2008. <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=9&cid=AR,AM,AU,AJ,BO,BE,BR,BU,CA,CH,EZ,DA,EN,FI,FR,GM,HU,IC,EI,IS,IT,JA,KZ,KG,LG,LH,MD,NL,NO,PL,RS,SW,TI,UP,UK,US,UZ,VE,&syid=1996&eyid=2008&unit=BKWH>