

вольтной сети Белорусского энергообъединения для различных режимных состояний энергосистемы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков: утв. решением ЭЭС СНГ от 12.10.2015. – Режим доступа: <http://energo-cis.ru/rumain4223/9>. – Дата доступа: 16.09.2022.

2. Александров, О. И. Оценка балансовой надежности дефицитной энергосистемы / О. И. Александров, Н. В. Радоман, Т. Е. Жуковская // Энергетика. – 2013. – № 3. – С. 9–18.

3. Концепция регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии [Электронный ресурс]: утв. решением ЭЭС СНГ от 27.10.2005. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200118098>. – Дата доступа: 16.09.2022.

УДК 621.311.1

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

А.А. Кадыко, асп. (БГТУ, г. Минск);

Т.Е. Жуковская (БНТУ, г. Минск)

РАЦИОНАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНОЙ НАГРУЗКИ ДЛЯ СЕЗОННЫХ РЕЖИМОВ В ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ СЕТИ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

В современных условиях перехода к рыночным отношениям многих предприятий неизменно возрастает роль оптимизации расчетов в энергетике. Переход от директивных методов распределения топлива к экономическим при неуклонном росте цен на энергоносители влечет за собой ряд принципиальных трудностей и предполагает решение комплекса взаимосвязанных задач. К их числу относятся: оптимизация распределения активной мощности между электростанциями энергосистемы с учетом потерь в сети и удельных расходов топлива; учет ограничений по поставкам топлива; режимно-экономическое взаимодействие генерирующих и потребляющих предприятий с учетом регулирующего эффекта нагрузки; выравнивание графиков нагрузки энергосистемы и промышленных предприятий; оперативное управление электропотреблением с оптимизацией режима работы системных потребителей-регуляторов.

В качестве одного из основных критериев оценки рационального использования топливно-энергетических ресурсов на всех стадиях

производства и совершенствования технических процессов выступают оптимальные удельные нормы энергопотребления, которые являются производными от технологического процесса – его производительности и энергетических показателей [1].

При рассмотрении вопросов оптимального планирования различного рода переключений в ЭЭС неизбежно возникает необходимость оценки выбранных рабочих вариантов с точки зрения их режимно – топологической пригодности. Варианты, подлежащие рассмотрению, должны удовлетворять, прежде всего, простейшим, но жестким ограничениям, а именно, условию связности схемы электрической сети и условиям бесперебойного электроснабжения потребителей узлов соответствующих категорий. Кроме того, должна быть оперативно получена ускоренная оценка рассматриваемого режима. При этом, ввиду ограниченного времени, отводимого для принятия решений по автоматизированному планированию электрических режимов, возрастают требования к соответствующим алгоритмам с точки зрения их быстродействия, надежности, гибкости и гарантированности получения результатов практически при любых наборах исходных данных [2].

В ходе оперативного управления режимами ЭЭС часто возникает необходимость проведения многократных расчетов потокораспределения при изменяющихся расчетных условиях с максимально возможным быстродействием. Разработанные до настоящего времени методы позволяют проводить либо итерационные расчеты, при которых не всегда гарантируется надежность получения результатов либо приближенные, гарантирующие получение результатов, но с заранее неизвестной погрешностью. Кроме того, область применения приближенных расчетов пока еще достаточно неизученная.

После выполнения расчёта потокораспределения проводится проверка режимных параметров на соответствие их режимным ограничениям, и в случае их отклонения происходит обращение к алгоритмам оперативной коррекции сетевых и режимных параметров. При необходимости проводится дорасчёт неизвестных параметров режима с использованием соответствующего алгоритма расчёта неизмеряемых параметров режима электрической сети по неполной совокупности телеизмерений, после чего выполняется оперативная режимно-топологическая оценка надёжности и резервирования в ЭЭС.

В общем виде задачу комплексной оптимизации режимов ЭЭС с учетом вариации нагрузок можно сформулировать следующим образом. Необходимо минимизировать некоторую функцию, являющую собой эксплуатационные затраты, с учётом соответствующих ограничений в заданном временном интервале t . Обычно при оптимизации режимов в качестве целевой функции принимаются суммарные экс-

плутационные издержки $\mathbf{I}$ в ЭЭС, зависящие нелинейно и неявно от параметров оптимизации [3]:

$$I_t = I'_t(T) + I''_t(\pi) + I'''_t(y), \quad (1)$$

где $I'_t(T)$ – издержки, связанные с генерацией, включая расходы на топливо, и реализацией электроэнергии на временном интервале t ; $I''_t(\pi)$ – издержки, вызванные передачей электроэнергии, ее потреблением и затратами на систему управления мощностью потребителей (экономические потери от регулирования нагрузки); $I'''_t(y)$ – издержки, определяемые величиной ущерба от отклонения режимных и качественных параметров электроэнергии от своих оптимальных значений, в том числе и от недоотпуска энергии при аварийных и послеаварийных режимах работы.

Целевая функция (1) является сложной, поскольку мощности электростанций и нагрузочных узлов неявно связаны с другими режимными с помощью системы нелинейных уравнений установившихся режимов, уравнениями небаланса активной и реактивной мощностей в узлах ЭЭС, а также системой технологических и режимных ограничений. При этом независимые переменные (параметры оптимизации) можно записать следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} P_i, Q_i, i \in I_{PQ}; P_j, Q_j, j \in J_{PQ}; \\ P_i, U_i, i \in I_{PU}; P_j, U_j, j \in J_{PU}; U_0; \\ k'_{ij}, k''_{ij}, (ij) \in M_T, \end{aligned} \right\}$$

где P_i, Q_i – активная и реактивная мощности электростанций; P_j, Q_j – активная и реактивная мощности нагрузочных узлов; U'_i, U''_i – действительная и мнимая части вектора напряжения генерирующего узла ЭЭС; U'_j, U''_j – действительная и мнимая части вектора напряжения нагрузочного узла; k'_{ij}, k''_{ij} – действительная и мнимая части комплексного коэффициента трансформации регулируемого трансформатора в ЭЭС; $\theta_i(j)$ – тангенс половинного угла вектора напряжения узла $i(j)$; P_0, U_0 – активная мощность и напряжение базисного (опорного) узла; I_{PQ}, J_{PQ} – множество генераторных и нагрузочных узлов типа P, Q ; I_{PU}, J_{PU} – множество генераторных и нагрузочных узлов типа P, U ; I_{PU}, J_{PU} – множество ветвей схемы замещения ЭЭС, отображающих регулируемые трансформаторы; θ_i, θ_j – тангенс половинного угла вектора напряжения генераторного (нагрузочного) узла. Параметры оптимизации связаны с зависимыми переменными системой нелинейных уравнений установившихся режимов и уравнением небаланса активной мощности в ЭЭС в форме Y или Z , а также уравнениями баланса токов (напряжений) или мощностей в зависимости от формы отображения векторов узловых напряжений в схеме электроэнергетической системы [4].

При записи уравнений установившегося режима в Y – форме для узлов в $i \in I_{PQ}(J_{PQ})$ – виде небаланса токов в узлах ЭЭС, а для узлов $i \in I_{PU}(J_{PU})$ в виде небаланса активных мощностей в узлах, условия ограничения типа равенств в задаче комплексной оптимизации режимов можно представить в следующей форме:

$$\begin{aligned} I'_{i(j)нб}(P_i, Q_i, U'_i, U''_i, i \in I_{PQ}; P_j, Q_j, U'_j, U''_j, j \in J_{PQ}; \\ P_i, U_i, \theta_i, i \in I_{PU}; P_j, U_j, \theta_j, j \in J_{PU}; U_0, k'_{ij}, k''_{ij}, (ij) \in M_T) = 0; \\ I''_{i(j)нб}(P_i, Q_i, U'_i, U''_i, i \in I_{PQ}; P_j, Q_j, U'_j, U''_j, j \in J_{PQ}; \\ P_i, U_i, \theta_i, i \in I_{PU}; P_j, U_j, \theta_j, j \in J_{PU}; U_0, k'_{ij}, k''_{ij}, (ij) \in M_T) = 0; \\ P_{i(j)нб}(P_i, Q_i, U'_i, U''_i, i \in I_{PQ}; P_j, Q_j, U'_j, U''_j, j \in J_{PQ}; \\ P_i, U_i, \theta_i, i \in I_{PU}; P_j, U_j, \theta_j, j \in J_{PU}; U_0, k'_{ij}, k''_{ij}, (ij) \in M_T) = 0. \end{aligned}$$

Первые два уравнения составляют для узлов типа P, Q , третье – для узлов типа P, U . Для решения данной системы нелинейных уравнений установившегося режима успешно используется известный метод Ньютона-Рафсона, причем на каждой итерации вместо системы (5.2) применяется линеаризованная система уравнений относительно приращений искомых переменных $U'_i, \Delta U'_i, i \in I_{PQ}; \Delta U'_i, \Delta U''_i, j \in J_{PQ}$ и $\Delta U, i \in I_{PU}; \Delta Q_j, j \in J_{PU}$ с элементами матрицы Якоби в качестве коэффициентов левых частей уравнений и небалансами токов и активных мощностей в узлах ЭЭС в правых частях уравнений

$$\begin{aligned} P_{0нб}(P_i, Q_i, U'_i, U''_i, i \in I_{PQ}; P_j, Q_j, U'_j, U''_j, j \in J_{PQ}; \\ P_i, U_i, \theta_i, i \in I_{PU}; P_j, U_j, \theta_j, j \in J_{PU}; U_0, k'_{ij}, k''_{ij}, (ij) \in M_T) = 0. \end{aligned}$$

Кроме ограничений-равенств в задаче имеют место ограничения-неравенства, налагаемые на параметры оптимизации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рыков А.С. Методы системного анализа: многокритериальная и нечеткая оптимизация, моделирование и экспертные оценки. – М.: Экономика, 1999. – 192 с.
2. Александров О.И., Домников С.В. Методы анализа текущих ремонтных отключений основного оборудования в сложной электроэнергетической системе. Минск: Технопринт, 2001. – 260 с.
3. Козлов В.Н. Системный анализ, оптимизация и принятие решений. Уч. пособие. СПб.: Изд. политехн. ун-та, 2014. – 176 с.
4. Секретарев Ю.А., Мятёж Т.В., Мошкин Б.Н. Оптимизация режимов работы генерирующей компании на базе ТЭЦ по выработке электроэнергии на основе критерия максимизации прибыли. Электро-механика. (Известия ВУЗов). – 2016, №4. – С. 82 – 88.