

МИНИМИЗАЦИЯ ДЕФИЦИТА МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ С УЧЕТОМ МЕЖСИСТЕМНЫХ СВЯЗЕЙ

**Канд. техн. наук, доц. АЛЕКСАНДРОВ О. И.¹⁾,
асп. РАДОМАН Н. В.¹⁾, инж. ЖУКОВСКАЯ Т. Е.²⁾**

¹⁾*Белорусский государственный технологический университет,*

²⁾*Белорусский национальный технический университет*

В настоящее время важной проблемой является определение рациональных режимов работы электроэнергетической системы (ЭЭС), т. е. наиболее целесообразных значений внутри- и межсистемных перетоков мощности и энергии в энергообъединении, которые подразумевают комплекс оптимальных условий существования режима при соблюдении ряда ограничений. В реализации транзитного потенциала Республика Беларусь исходит из положений и принципов Европейской энергетической хартии, целью которой является создание общего недискриминационного рынка электроэнергии на евразийском континенте посредством организации параллельной работы крупных энергетических объединений – UCTE, CENTREL, NORDEL и объединения энергосистем стран СНГ и ОЭС Балтии. Этому способствует участие Беларуси в разработке крупных международных проектов «Восток – Запад в условиях функционирования Балтийского кольца», «Параллельная работа стран СНГ с ОЭС Европы» [1].

Ведение оптимального режима в республике подразумевает решение комплекса задач, обеспечивающих минимальные издержки. В число этих задач входят такие, как выбор состава работающего оборудования, распределение нагрузок между станциями с минимизацией расхода топлива и с наименьшими потерями в электрических сетях, а также рациональная работа всего объединения с учетом межсистемных линий электропередачи. Формулировку данной проблемы можно описать с помощью многокритериальной целевой функции, которая включает в себя минимум отклонения значений перетоков от запланированных величин, минимум суммарного расхода топлива, минимум потерь мощности и энергии как в энергосистеме, так и в межсистемных линиях электропередачи. В целевую функцию может быть включен ряд локальных критериев, таких как максимум системной надежности, минимум стоимости производства электрической и тепловой энергии, наименьший в течение суток фактический резерв активной мощности в ЭЭС, минимизация приведенных затрат на поддержание системы управления мощностью энергоемких потребителей в ЭЭС, минимизация суммарного ущерба промышленных потребителей при ограничении их мощности в результате различных нарушений электроснабжения.

Рассматривается объединенная электроэнергетическая система (ОЭЭС), основная сеть которой включает в себя генерирующие источники (генераторы электростанций); узлы привязки к односторонним межсистемным связям, постоянно импортирующие мощность извне; узлы привязки к межсистемным связям с реверсивными перетоками мощности; начальные узлы экспортных линий с межсистемными перетоками мощности; потребитель-

ские узлы энергоемких промышленных предприятий, выполняющие роль потребителей-регуляторов; узлы-приемники с фиксированным потреблением мощности в течение рассматриваемого временного интервала. Для планирования экономических значений межсистемных перетоков мощности необходимо определить возможный дефицит мощности для составления оптимальных договорных соглашений.

Дефицит мощности в детерминированной постановке можно описать в виде оценки по поставке мощности на территорию ОЭЭС и ее потребления [2]:

$$\text{Def}(P) = \left(\sum_{i=1}^n P_i^g + \sum_{j=1}^N P_j^{\text{имп}} + \Delta P_{\text{рез}}^g - \Delta P_{\text{рем}}^g \right) \pm \sum_{k=1}^K P_k^{\text{имп(эксп)}} - \left(\sum_{l=1}^L P_l^{\text{эксп}} + \sum_{v=1}^V P_v^{\text{пр}} + \sum_{\mu}^M P_{\mu}^{\text{п}} \right), \quad (1)$$

где $\sum_{i=1}^n P_i^g$ – располагаемая активная мощность генераторов ОЭЭС; $\sum_{j=1}^N P_j^{\text{имп}}$ – импорт электрической мощности в ОЭЭС; $\Delta P_{\text{рез}}^g$ – резервная мощность генераторов в ОЭЭС; $\Delta P_{\text{рем}}^g$ – выведенная мощность ремонтируемых агрегатов; $\sum_{k=1}^K P_k^{\text{имп(эксп)}}$ – электрическая мощность реверсивных перетоков в межсистемных линиях, величина которой может быть принята положительной (отрицательной) в зависимости от договорной стратегии; $\sum_{l=1}^L P_l^{\text{эксп}}$ – экспорт мощности; $\sum_{v=1}^V P_v^{\text{пр}}$ – регулируемая мощность энергоемких промышленных предприятий (потребителей – регуляторов); $\sum_{\mu}^M P_{\mu}^{\text{п}}$ – фиксированная мощность крупных нагрузочных узлов.

Таким образом, требуется минимизировать суммарный дефицит мощности в ЭЭС (1) при условии выполнения системы линейных двусторонних ограничений-неравенств на переменные режимы:

$$P_i^{\min} \leq P_i^g \leq P_i^{\max}, \quad i \in \overline{1, n}; \quad (2)$$

$$P_j^{\min} \leq P_j^{\text{имп}} \leq P_j^{\max}, \quad j \in \overline{1, N}; \quad (3)$$

$$P_k^{\min} \leq P_k^{\text{имп(эксп)}} \leq P_k^{\max}, \quad \gamma \in \overline{1, K}; \quad (4)$$

$$P_l^{\min} \leq P_l^{\text{эксп}} \leq P_l^{\max}, \quad l \in \overline{1, L}; \quad (5)$$

$$P_v^{\min} \leq P_v^{\text{пр}} \leq P_v^{\max}, \quad v \in \overline{1, V}. \quad (6)$$

Все ограничения формируются с учетом двусторонних соглашений между дефицитной и избыточной энергосистемами, а также с учетом за-

явок промышленных потребителей, формирующих совмещенный суточный график нагрузки дефицитной энергосистемы.

В этом случае условие минимизации для прогнозируемого временного интервала t в области пространства переменных (2)–(6) и баланса мощности можно записать следующим образом:

$$\text{Def}(P_i) \rightarrow \min.$$

Значения мощности в разных узлах определяются в течение расчетного временного интервала, равного одному часу (получасу) совмещенного суточного графика нагрузки ОЭЭС. Значения мощностей некоторых узлов могут иметь и постоянные величины. Тогда они фиксируются и выводятся из состава ограничений (2)–(6).

Дополнительным ограничением при решении задачи минимизации является полное уравнение баланса мощности, которое запишется при учете потерь активной мощности, величину которых нужно добавить во вторую скобку выражения (1). Часть потерь является условно постоянной величиной, так как обусловлена конструктивными особенностями линий электропередачи, их состоянием, погодными условиями, а часть зависит от потокораспределения в электрической сети: степени загруженности ЛЭП и влияния межсистемных потоков мощности [3]. К условно-постоянной части потерь относятся: суммарные потери энергии в стали силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов; суммарные потери в измерительных трансформаторах тока и напряжения и их вторичных цепях; потери в синхронных компенсаторах и генераторах, переведенных в режим синхронного компенсатора; потери в шунтовых конденсаторных батареях; расход электроэнергии на собственные нужды подстанций.

Для рассмотрения возможности снижения величины нагрузочных потерь следует варьировать в основном значения P_i и Q_i , так как изменять напряжение в сети в достаточно больших пределах нежелательно. Потому в качестве величины напряжения на первом этапе можно принять среднее его значение $U_{\text{ср}}$ для эквивалентной схемы замещения объединенной энергосистемы.

При более точном определении величины потерь в сети следует учитывать характеристики оборудования (статические характеристики нагрузок по напряжению и частоте). Тогда при условии выполнения ограничений (2)–(6), варьируя значения P_i и Q_i для электростанций (а в идеальном случае – и для потребителей-регуляторов), можно будет найти минимум нагрузочных потерь для ЭЭС.

Все компоненты балансового уравнения определяются режимными и ограничивающими условиями. Последний компонент – потери активной мощности, обусловленные распределением активных потоков в сетях ЭЭС, – могут быть достаточно точно определены с помощью уравнения

$$\pi_p = \frac{1}{U_{\text{ср}}^2} \mathbf{P}^* \mathbf{Z}' \mathbf{P}, \quad (7)$$

где $\pi_p = \sum_{\xi=1}^m \Delta P_\xi$ – суммарные потери активной мощности (технологический расход); ΔP_ξ – потери мощности в ξ -й ЛЭП; U_{cp} – среднее значение напряжения эквивалентной схемы замещения энергосистемы; \mathbf{Z}' – действительная часть комплексной матрицы узловых собственных и взаимных сопротивлений сети; \mathbf{P} – столбцовая матрица активных узловых мощностей; \mathbf{P}^* – транспонированный вектор-столбец активных мощностей; $\xi \in \overline{1, m}$ – текущий индекс ЛЭП; m – число линий. Матрица \mathbf{Z}' считается заданной и определенной для каждого расчетного режима в течение определенного часового интервала.

Вводя обозначение

$$\frac{1}{U^2} \mathbf{Z}' = \mathbf{B},$$

получим известное выражение [4]

$$\pi_p = \mathbf{P}^* \mathbf{B} \mathbf{P},$$

где \mathbf{B} – матрица « b -коэффициентов».

Активные нагрузки обозначены вектором \mathbf{P} , компоненты которого P_i ($i \in \overline{1, n}$) считаются неизвестными (варьируемыми), а P_j ($j \in \overline{1, N}$) – заданными (фиксируемыми). Варьируя значения генерирующих источников в рамках ограничений (2)–(6), приходим к задаче минимизации технологического расхода энергоресурсов в энергосистеме.

Представим (7) в развернутом виде

$$\pi_p = \begin{bmatrix} P_i & P_j \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_{ii} & B_{ij} \\ B_{ji} & B_{jj} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_i \\ P_j \end{bmatrix} = P_i^* [B_{ii}] P_i + 2P_i^* [B_{ij}] P_j + P_j^* [B_{jj}] P_j.$$

Обозначим: $[B_{ii}] = H$; $[B_{ij}] = D$; $P_i = X$; $P_j^* [B_{jj}] P_j = K$, тогда

$$\pi_p = \frac{1}{2} X [H] X + D^* X + K.$$

Пользуясь введенными обозначениями, сформируем поставленную задачу при выполнении условий (2)–(6) в виде

$$\pi_p \rightarrow \min.$$

Сформулированная задача вписывается в классическую постановку задачи квадратичного программирования, для решения которой разработано достаточное количество стандартных алгоритмов, описанных в литературе, например в [5]. Снижение технологического расхода позволит частично разгрузить генераторы электростанций с пологими расходными характеристиками, сократив при этом суммарный расход топлива в ОЭС.

Для экспресс-оценки баланса между производством и потреблением электроэнергии предлагается упрощенный метод минимизации топливной составляющей издержек электростанциями ЭЭС с одновременной минимизацией потерь активной мощности в сети. В качестве независимых переменных принимаются мощности генерирующих узлов и узлов, связанных с транзитными перетоками поступающей мощности в сеть ЭЭС.

Рассмотрим суточную оптимизацию режима энергетической системы с усредненным часовым интервалом. Фактически задачу суточной оптимизации можно представить как определение мощностей генерирующих узлов (групп) для каждого часа суток, которые обеспечивали бы минимум целевой функции. Целевая функция может включать в себя такие показатели, как минимум расхода топлива в энергосистеме, минимум потерь мощности, минимум отклонения величин сальдо перетоков от договорных обязательств. Каждый компонент многокритериальной целевой функции может варьироваться в пределах допустимых значений, которые заключаются в соответствии с системными нормативами качества электроэнергии (ЭЭ), надежности и бесперебойности получения ЭЭ, существования гарантированного баланса мощностей ЭЭС, по регулировочному диапазону каждой электростанции и режимным ограничениям [6].

Расходы топлива на электростанциях ЭЭС определяются с помощью расходных характеристик

$$T_i = f_i(P_i), \quad i \in n, \quad (8)$$

где T_i – расход топлива на i -й электростанции; P_i – мощность i -й электростанции; n – число генерирующих узлов (групп).

Данные характеристики могут быть представлены в виде полиномов второй степени

$$T_i = K_i' + K_i''P_i + K_i'''P_i^2, \quad i \in n, \quad (9)$$

где K_i' – расход топлива при минимальной нагрузке (т у. т.); K_i'' и K_i''' – коэффициенты полинома второй степени в уравнении (9).

Во многих случаях характеристики современных блочных электростанций можно приближенно представить линейной зависимостью

$$T_i = K_i' + K_i''P_i, \quad i \in n.$$

Тогда сумма расходов топлива на всех электростанциях за каждый временной интервал выразится как

$$T_{\Sigma i} = \sum_{i=1}^n (K_i' + K_i''P_i), \quad i \in n,$$

или с учетом (8), отбрасывая постоянную составляющую, получим

$$T_{\Sigma i} = \sum_{i=1}^n \beta_i \theta_{it}(P) P_{it}, \quad i \in n; \quad t=1, 2, \dots, 24,$$

где θ_{it} – значение удельного расхода топлива для i -й электростанции в усредненном интервале t -го часа, т у. т./МВт; P_{it} – усредненная прогнози-

руемая мощность i -й электростанции за t -й ч суток, МВт; β_i – корректирующий коэффициент стоимости топлива (учитывает расходы на добычу, транспортные расходы, качественные показатели и т. п.).

В этом случае потери активной мощности, обусловленные технологическим расходом ЭЭ на транспорт в электрических сетях, могут быть приближенно выражены следующим образом:

$$\pi(P) = \sum_{k=1}^N b_{\mu\nu} P_{\mu\nu}^2,$$

где $b_{\mu\nu}$ – величины, определяемые узловыми собственными и взаимными комплексными сопротивлениями исследуемой сети (« b -коэффициенты»); μ, ν – текущие индексы генераторных или нагрузочных узлов ($\mu, \nu = 1, 2, \dots, N$; $\mu \neq \nu$; N – общее число узлов ЭЭС).

Суммарные издержки на генерацию и распределение активной мощности в ЭЭС можно приближенно представить с помощью выражения

$$I_{\Sigma t} = \sum_{i=1}^n \beta_i \theta_{it}(P) P_{it} + \gamma \sum_{\mu, \nu=1}^N b_{\mu\nu} P_{\mu\nu}^2, \quad (10)$$

где γ – топливный эквивалент стоимости потерь в сети.

Тогда задачу оптимизации можно сформулировать как задачу минимизации функционала (10)

$$\left(\sum_{i=1}^n \beta_i \theta_{it}(P) P_{it} + \gamma \sum_{\mu, \nu=1}^N b_{\mu\nu} P_{\mu\nu}^2 \right) \rightarrow \min.$$

Допустимая область существования целевой функции определяется системой ограничений, основные из которых следующие:

1) условия баланса активных мощностей для каждого t -го интервала времени

$$\sum_{i=1}^n P_{it} - \sum_{j=1}^m P_{jt} - \pi(P) = 0,$$

где P_{it} – усредненная мощность i -го объекта генераторной группы в течение временного интервала t ; P_{jt} – суммарная активная нагрузка потребителей j -й группы; m – общее число условных нагрузочных узлов (групп потребителей);

2) ограничивающие условия, которые иногда накладываются на расход топлива по i -й электростанции:

$$\sum_{t=1}^{24} T_{it} \leq T_{it}^*,$$

где T_{it} – часовой расход условного топлива на i -й электростанции, для которого задан полный расход топлива T_{it}^* за сутки;

3) регулировочный диапазон изменения активной нагрузки v -го объекта

$$\underline{P}_{vt} \leq P_{vt} \leq \overline{P}_{vt}, \quad v \in n,$$

где \underline{P}_{vt} , \overline{P}_{vt} – нижняя и верхняя предельные границы изменения мощностей энергоузлов соответственно;

4) сумма мощностей генерирующих узлов для каждого часа суток

$$\sum_{i=1}^n P_{it} = \Gamma;$$

5) допустимые пределы изменения активной мощности элементов сети (линии, группы линий, трансформаторы)

$$P_{lt} \leq \overline{P}_{lt}, \quad l \in L,$$

где \overline{P}_{lt} – верхняя предельная граница передаваемой мощности по элементам сети; L – число контролируемых элементов сети.

В матричных обозначениях сформулированную задачу можно представить в следующем виде:

$$И_{\Sigma}(P) = \mathbf{T}^* \mathbf{P} + \mathbf{P}^* \mathbf{B} \mathbf{P}; \quad (11)$$

$$\mathbf{D}^* \mathbf{P} \leq \mathbf{G}; \quad \mathbf{P} \geq 0, \quad (12)$$

где $\mathbf{P}^* = [P_{\Gamma} | P_{\Gamma}^M | P_{\Pi}^M | P_{\Pi}]$ – столбцовая матрица активных узловых мощностей; $P_{\Gamma} = P_1, P_2, \dots, P_n$ – генераторы; $P_{\Gamma}^M = [P_{\Gamma 1}^M, P_{\Gamma 2}^M, \dots, P_{\Gamma k}^M]$ – импортируемые потоки мощности (внешние генераторы); $P_{\Pi}^M = [P_{\Pi 1}^M, P_{\Pi 2}^M, \dots, P_{\Pi l}^M]$ – экспортируемые потоки мощности (внешние нагрузки); $P_{\Pi} = P_1, P_2, \dots, P_m$ – нагрузки; $\mathbf{B} = \gamma \frac{1}{2U^2} \mathbf{Z}'$ – матрица коэффициентов потерь; \mathbf{Z}' – вещественная составляющая матрицы узловых собственных и взаимных проводимостей сети; U – среднее значение напряжения в сети; \mathbf{D} – матрица, составленная из коэффициентов ограничений; \mathbf{G} – столбцовая матрица ограничивающих констант.

Сформулированная проблема хорошо вписывается в классическую модель квадратичного выпуклого программирования с соответствующей функцией цели и линейными ограничениями, которая может быть решена за конечное число шагов. Для решения задачи квадратичного программирования существует ряд известных алгоритмов в теории нелинейного программирования, например метод сопряженных градиентов или возможных направлений, в том числе и в стандартных пакетах прикладных программ (например, MatLab).

В результате решения задачи (11) мы получим столбцовую матрицу оптимальных значений активных мощностей генерирующих узлов, одновременно минимизируя расход топлива и потери активной мощности в элементах ЭЭС. Задавая переменные пределы для ограничений (12) по каждому временному интервалу в течение суток, получим оптимальный в смысле

издержек график нагрузки ЭЭС по активной мощности для всех узлов с варьируемыми величинами активной мощности. Естественно, при этом в остальных узлах должна быть зафиксирована величина этой мощности на протяжении всего временного интервала. Такая стратегия предполагает постепенный переход от жестких интервально-временных ограничений к регулированию графика нагрузки ЭЭС, что, в свою очередь, ведет к необходимости контроля и автоматической коррекции частоты. Суммирование усредненных значений активной мощности для любого узла по каждому интервалу даст совмещенный график нагрузки этого узла с учетом отдаленных эквивалентируемых узлов. Решение задачи выполняется в условиях изменения количества узлов с варьируемыми и фиксируемыми величинами активных нагрузок, поскольку узлы, связанные с транзитными линиями, могут работать в реверсивном режиме в зависимости от суточных интервалов.

ВЫВОД

Предложен способ построения математической модели для оценки возможного дефицита активной мощности в электроэнергетической системе с учетом реверсивных потоков энергии по межсистемным и межгосударственным линиям связи. Дефицит мощности сформирован в виде сложной функции для комплексной оценки импортируемой и потребляемой электроэнергии. Формируемая модель сводится к решению известной задачи нелинейного квадратичного программирования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Э С К О – Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы» // Электроэнергетика Беларуси. – 2012. – № 5.
2. Р а д о м а н, Н. В. Минимизация дефицита мощности в объединенной энергосистеме / Н. В. Радоман, О. И. Александров // Автоматический контроль и автоматизация производственных процессов: материалы Междунар. науч.-техн. конф., Минск, 17–18 мая 2012 г. – Минск: БГТУ, 2012. – С. 127–129.
3. Р а д о м а н, Н. В. Минимизация технологического расхода электроэнергии на транспорт в электрических сетях энергосистемы / Н. В. Радоман, О. И. Александров // Труды БГТУ: научный журнал. – 2012. – № 6 (153). – С. 107–112.
4. М а р к о в и ч, И. М. Режимы энергетических систем / И. М. Маркович. – М.: Энергия, 1969. – 351 с.
5. М и н у, М. Математическое программирование. Теория и алгоритмы / М. Мину. – М.: Наука, 1990. – 487 с.
6. Р а д о м а н, Н. В. Алгоритм оптимизации режима энергосистемы по потерям с усредненным часовым интервалом / Н. В. Радоман, О. И. Александров // Исследования и разработки в области машиностроения, энергетики и управления: материалы XII Междунар. науч.-техн. конф. студентов, магистрантов и молодых ученых. – Гомель: ГГТУ имени П. О. Сухого, 2012. – С. 179–182.

Представлена кафедрой
электротехники и электроники

Поступила 21.03.2013