

* * *

Многоцелевая вероятностная коррекция режима электрической сети на множестве Парето

ТОЛСТИХИНА Е.А., ТОЛСТИХИНА Л.В.

Рассмотрено формирование математической модели полиоптимальной коррекции режима электрической системы в детерминированной и вероятностной постановках. Предложенная модель позволяет построить область компромиссных решений и выбрать единственное решение из множества.

Ключевые слова: энергосистема, многоцелевая оптимизация, область полиоптимальных решений

Электрической системе (ЭС) должны быть присущи динамичность, гибкость, экономичность. Оптимальное движение системы связано с принятием решения на основе заданных критериев. Оптимальное решение может быть найдено при использовании нескольких критериев и установленных ограничений. При многоцелевой оптимизации охватить все свойства ЭС невозможно. Для каждой конкретной задачи определяется некое компромиссное множество.

Использование математических методов для принятия решений предполагает построение математической модели, представляющей ситуацию выбора решения. При выборе решения обычно рассматривается несколько противоречивых критериев. К тому же невозможно одновременно улучшить свойства по всем критериям. Решение предстоит

A procedure for constructing a mathematical model for carrying out polyoptimal correction of electric network operating conditions in deterministic and probabilistic statements is considered. The use of the proposed model allows one to construct a domain of compromise solutions and select a unique solution from the set.

Key words: power system, multipurpose optimization, domain of polyoptimal solutions

выбрать из множества Парето. Первый этап решения задачи многоцелевой оптимизации — поиск возможной области; второй — выбор единственного решения из области парето-оптимальных.

В статье рассматривается построение математической модели для расчета оптимального режима электрической сети, а также определение потерь активной мощности и мощности компенсирующих устройств (КУ). Математическая модель ЭС строится на основе поликритериального моделирования режимов. Для построения модели используется метод сопряженных градиентов:

$$\frac{\partial F_1}{\partial x} = - \lambda \frac{\partial F_2}{\partial x}. \quad (1)$$

Рассматриваемая задача является двухкритериальной. Целевые функции

$$\begin{cases} DP \rightarrow \min; \\ Q_{\text{кУ}} \rightarrow \max, \end{cases} \quad (2)$$

где DP – суммарные потери мощности в электрической сети; $Q_{\text{кУ}}$ – суммарная мощность компенсирующих устройств.

С учетом (1) двухкритериальная модель имеет вид:

$$\begin{cases} \frac{\partial DP}{\partial U_{al}} = - \lambda \frac{\partial Q_{\text{кУ}}}{\partial U_{al}}; \\ \frac{\partial DP}{\partial U_{r1}} = - \lambda \frac{\partial Q_{\text{кУ}}}{\partial U_{r1}}, \end{cases} \quad (3)$$

где U_{al} , U_{r1} – активная и реактивная составляющие напряжения соответственно.

Математическая модель исследования оптимальных режимов формируется на основании нелинейных уравнений установившегося режима.

Оптимизационная модель режима ЭС в детерминированной постановке. Целевые функции двухкритериальной оптимизационной задачи [1, 2]:

$$\begin{cases} \sum_{k=2}^n g_{kk} U_k^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n (U_{ak} U_{ai} + U_{rk} U_{ri}) g_{ki} + \\ + (U_{ak} U_{ri} - U_{rk} U_{ai}) b_{ki} \rightarrow \min; \\ - \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{(U_{ai}^2 + U_{ri}^2)(U_{aj}^2 + U_{rj}^2)}{2} b_0 L_{ij} + \\ + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n ((U_{ai} + U_{aj})^2 + (U_{ri} + U_{rj})^2) b_{ij} \rightarrow \max. \end{cases} \quad (4)$$

Здесь n – число узлов в сети; k – опорный узел; i – узел, связанный с узлом k проводимостью g_{ki} ; j – узел, связанный с узлом i проводимостью b_{ij} ; g_{kk} – собственная проводимость узла k ; b_{ki} – взаимная реактивная продольная проводимость между узлами k и i ; b_0 – удельная поперечная проводимость; L_{ij} – индуктивность ветви ij ; b_{ij} – взаимная реактивная продольная проводимость между узлами i и j .

С учетом (1) система нелинейных уравнений (3) в общем виде:

$$- 2 g_{kk} U_{ak} - 2 \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n U_{ai} g_{ik} =$$

$$= - \lambda \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n 2(U_{ai} - U_{aj}) b_{ij} + \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n U_{ak} b_0 L_{ij} - 2 g_{kk} U_{rk} - 2 \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n U_{ri} g_{ik} =$$

$$= - \lambda \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n 2(U_{ri} - U_{rj}) b_{ij} + \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n U_{rk} b_0 L_{ij} \quad (6)$$

где λ – коэффициент пропорциональности.

Из уравнения (5) или (6) можно выразить неопределенный множитель λ . Система нелинейных уравнений второго порядка размерностью $(2n - 1)$ решается методом Ньютона, где n – число узлов электрической системы.

Пример 1. Расчет оптимального режима рассмотрен на примере электрических сетей ОАО «Тываэнерго». Особенностью сетей данного АО-энерго является наличие протяженных линий напряжением 220 кВ, что обусловлено географическими особенностями региона. Наличие длинных линий обуславливает генерацию избыточной реактивной мощности. В аварийных режимах на большинстве трансформаторных подстанций возникают опасные перенапряжения. Длинные линии также создают трудности в передаче активной мощности. На примере ОАО «Тываэнерго» рассматривается задача поиска оптимального значения мощности КУ, необходимых для компенсации избыточной реактивной мощности.

Для Западного узла ЭЭС ОАО «Тываэнерго» (рис. 1) с использованием математической модели, сформированной на основе нелинейных уравнений установившегося режима, рассчитаем напряжения в узлах и определим область оптимальных решений, удовлетворяющую условию (2).

Параметры схемы. Линия Западная 1 – Шагонар: $L_1 = 98,34$ км; провод АС-300; $R_1 = 10,62$ Ом; $X_1 = 40,32$ Ом; $U_{\text{ном}} = 110$ кВ;

линия Шагонар – Арыг-Узю: $L_2 = 21,70$ км; провод АС-300; $R_2 = 2,34$ Ом; $X_2 = 8,89$ Ом; $U_{\text{ном}} = 110$ кВ;

линия Арыг-Узю – Чадан: $L_3 = 85,33$ км; провод АС-300; $R_3 = 9,21$ Ом; $X_3 = 34,98$ Ом; $U_{\text{ном}} = 110$ кВ.

При отключении линии 220 кВ Абаза–Ак-Довурак протяженностью $L = 231$ км создается режим, сопровождающийся наибольшим повышением напряжения $U = 149,98$ кВ. Этот режим возникает при одновременном отключении ВЛ 220 кВ Абаза–Ак-Довурак и выводе из работы синхронных компенсаторов, установленных на подстанции 220 кВ Ак-Довурак.

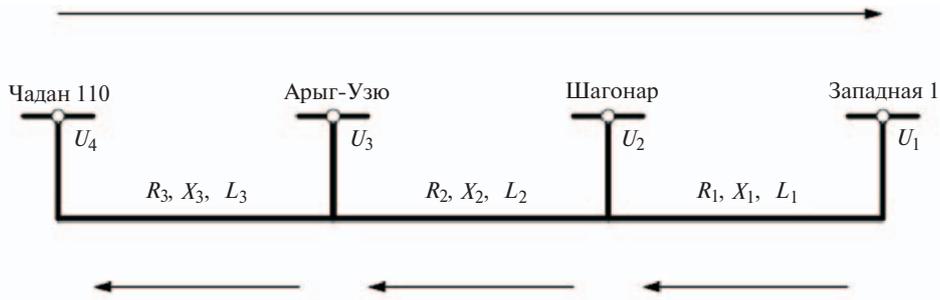


Рис. 1. Схема Западного узла ЭЭС ОАО «Тываэнерго»

При расчете аварийного режима в программно-аппаратном комплексе RastrWin были получены следующие значения напряжений на подстанциях рассматриваемого узла:

Подстанция	Напряжение U , кВ
Западная 1	132,58
Шагонар	141,24
Арыг-Узю	143,08
Чадан (СШ 110 кВ)	149,98

В аварийном режиме также были рассчитаны мощность, генерируемая в рассматриваемой сети, и потери активной и реактивной мощности: $SQ_{с.ав} = 11,2$ Мвар; $SDP_{ав} = 1,37$ МВт; $SDQ_{ав} = 5,94$ Мвар.

Из приведенных данных видно, что в аварийном режиме создаются опасные перенапряжения для изоляции силовых трансформаторов. Для снижения напряжения применяется установка КУ. В результате решения компромиссных уравнений (5) и (6) были получены значения напряжения узлов, принадлежащих множеству Парето (см. таблицу).

Мощность КУ рассчитывается из уравнения баланса реактивной мощности с наложением ограничения на переменные: $0,9U_{ном} \leq U_i \leq 1,1U_{ном}$.

На основании расчетных значений для переменных строится область компромиссных решений для потерь активной мощности в сети и мощности КУ (рис. 2).

Все точки, принадлежащие области, удовлетворяют условию (3). Выберем из множества оптимальных решений единственное. Областью существования режима является область, расположенная

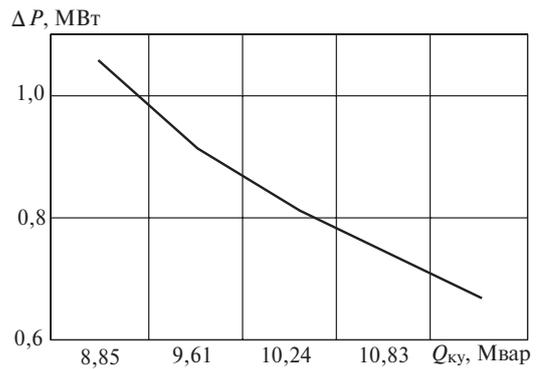


Рис. 2. Область компромиссных решений

справа от построенного графика. Для граничных условий задачи ближайшая точка оптимального режима расположена на расстоянии $R_{кр}$ (радиуса окружности):

$$R_{кр}^2 = (DP - DP_{max})^2 + (Q_{ку} - Q_{ку max})^2, \quad (7)$$

где DP_{max} , $Q_{ку max}$ – суммарные максимальные потери в сети и суммарная мощность компенсирующих устройств с учетом наложенных ограничений соответственно.

Для двухкритериальной задачи наиболее простым способом поиска оптимальной точки является графический. Из центра окружности с координатами $(Q_{ку max}; DP_{max})$ проводится через граничную точку окружность радиусом $R_{кр max}$. Дуга радиусом $R_{кр max}$ разбивается на n участков. Для каждого участка находится разность между радиусом и расстоянием, определяющим положение точки на компромиссной кривой.

Напряжение U_6 , кВ	Мощность, генерируемая линиями $SQ_{с.}$, Мвар	Потери активной мощности SDP , МВт	Мощность КУ $Q_{ку}$, Мвар	Напряжение узлов, кВ		
				U_2	U_3	U_4
126,0	8,28	0,67	11,39	121,36	120,95	120,50
120,0	7,53	0,74	10,83	115,56	115,31	114,86
115,0	6,90	0,82	10,24	110,62	110,38	109,96
110,0	6,31	0,92	9,61	105,78	105,55	105,14
105,0	5,75	1,06	8,85	100,98	100,77	100,40

На каждом шаге определяется максимальное значение такой разности. Поиск точки заканчивается при выполнении условия $e \leq 0,01$. Единственное решение соответствует точке *a* на рис. 3.

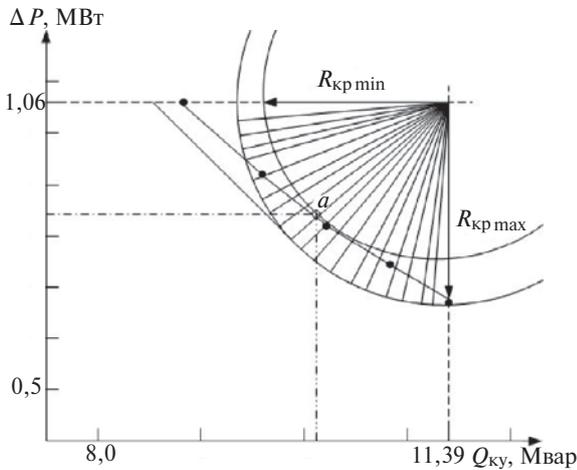


Рис. 3. Поиск оптимальной точки из множества решений графическим способом

Проекция этой точки на оси ΔP и $Q_{кy}$ соответствуют оптимальным значениям мощности КУ и потерям в электрической сети. Значениям $Q_{кy} = 10,1$ МВар и $\Delta P = 0,84$ МВт ($U_6 = 116$ кВ) соответствуют напряжения в узлах: $U_2 = 111,462$ кВ; $U_3 = 111,219$ кВ; $U_4 = 110,780$ кВ.

Из расчетов видно, что после оптимизационных мероприятий потери в аварийном режиме снизились с 1,37 до 0,84 МВт, что составляет 38,7%. Компенсация реактивной мощности снижает перенапряжения в узлах в аварийном режиме до нормальных значений.

Определить значение $R_{кр}$ можно из решения системы уравнений:

$$\begin{cases} W(x) = 0; \\ J \cdot S = 0; \\ H \cdot L = 0; \\ R_{кр}^2 = (\Delta P - \Delta P_{max})^2 + (Q_{кy} - Q_{кy max})^2, \end{cases} \quad (8)$$

где $W(x)$ – оптимальная нелинейная система уравнений размерностью $(2n - 1)$; J – матрица Якоби размерностью $(2n - 1) \times (2n - 1)$; S – собственный вектор матрицы Якоби J ; H – матрица Якоби размерностью $2(2n - 1) \times 2(2n - 1)$; L – собственный вектор матрицы Якоби H .

Из решения (8) получено значение $R_{кр} = 1,3$. Из (7) рассчитываются $\Delta P = 0,839$ МВт, $Q_{кy} = 10,091$ МВар.

Оптимизационная модель режима электрической сети в вероятностной постановке. Процессы, влияющие на режим электрической сети, как правило, носят случайный характер. Фактический режим системы тоже имеет случайный характер, который предсказать невозможно. Это приводит к опреде-

ленному перерасходу затрат по сравнению с действительно оптимальным режимом, который бы имел место при точно известных данных. Учет вероятностного характера информации важен с точки зрения снижения этого перерасхода. Исходные данные задаются математическими ожиданиями (МО) и крайними отклонениями от средних значений.

При оптимизации установившегося режима в вероятностно-определенных условиях принимается минимум МО суммарных потерь активной мощности и максимум МО мощности компенсирующих устройств. При решении задачи помимо основных положений теории вероятности используется понятие корреляционного момента [3].

Напряжение и мощность узлов являются случайными величинами. Для определения вероятностных характеристик потерь мощности и мощности КУ необходимо сформировать матрицу корреляционных моментов напряжений K_u .

В этом случае выражения для целевых функций примут вид:

$$\begin{aligned} & \sum_{k=2}^n \dot{a} (g_{kk} \bar{u}_k^2 + \sum_{i=1}^n \dot{a} ((\bar{u}_{ak} \bar{u}_{ai} + \bar{u}_{rk} \bar{u}_{ri}) g_{ki} + \\ & + (\bar{u}_{ak} \bar{u}_{ri} - \bar{u}_{rk} \bar{u}_{ai}) b_{ki})) + \sum_{k=2}^n \dot{a} (D_{u_k} + \\ & + \sum_{i=1}^n \dot{a} ((K_{u_{ak} u_{ai}} + K_{u_{rk} u_{ri}}) g_{ki} + (K_{u_{ak} u_{ri}} + \\ & + K_{u_{rk} u_{ri}}) b_{ki})) \rightarrow \min; \quad (9) \\ & - \sum_{i=1}^n \dot{a} \frac{(\bar{u}_{ai}^2 + \bar{u}_{ri}^2) + (\bar{u}_{aj}^2 + \bar{u}_{rj}^2)}{2} b_0 L_{ij} + \\ & + \sum_{i=1}^n \dot{a} ((\bar{u}_{ai} + \bar{u}_{aj})^2 + (\bar{u}_{ri} + \bar{u}_{rj})^2) b_{ij} - \\ & - \sum_{i=1}^n \dot{a} \frac{D_{u_{ai}} + D_{u_{ri}} + D_{u_{aj}} + D_{u_{rj}}}{2} b_0 L_{ij} + \\ & + \sum_{i=1}^n \dot{a} (D_{u_{ai}} + D_{u_{ri}} + D_{u_{aj}} + D_{u_{rj}} - 2(K_{u_{ai} u_{aj}} + \\ & + K_{u_{ri} u_{rj}}) b_{ij}) \rightarrow \max, \quad (10) \end{aligned}$$

где $\bar{u}_k, \bar{u}_{ak}, \bar{u}_{ai}, \bar{u}_{aj}, \bar{u}_{rk}, \bar{u}_{ri}$ – МО напряжений узлов; $D_{u_k}, D_{u_{ai}}, D_{u_{ri}}, D_{u_{aj}}, D_{u_{rj}}$ – дисперсии напряжений узлов; $K_{u_{ak} u_{ai}}, K_{u_{rk} u_{ri}}, K_{u_{ak} u_{ri}}, K_{u_{rk} u_{ri}}, K_{u_{ai} u_{aj}}, K_{u_{ri} u_{rj}}$ – корреляционные моменты напряжений.

Все элементы корреляционной матрицы расположены симметрично, поэтому заполняется не вся матрица, а лишь ее половина, считая от главной диагонали. Структуру матрицы Якоби берем из линейаризованной системы уравнений для установившегося режима. В установившемся режиме $U_1 = 119,7$ кВ, $U_2 = 120,4$ кВ, $U_3 = 120,6$ кВ, $U_4 = 121,4$ кВ.

На рис. 4 приведена область рассеяния компромиссных решений.

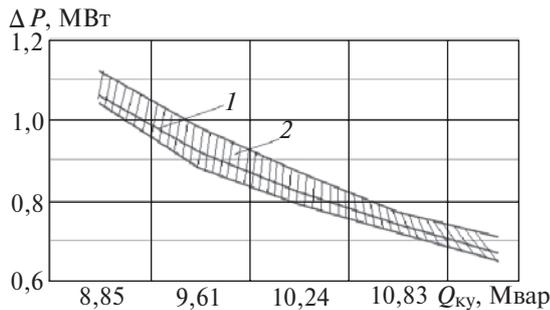


Рис. 4. Область рассеяния компромиссных решений: 1 – компромиссная кривая МО; 2 – область рассеяния

Значения ΔP и $Q_{ку}$ для верхней (числитель) и нижней (знаменатель) границ области рассеяния:

ΔP , МВт	$\frac{1,12}{1,04}$	$\frac{0,98}{0,88}$	$\frac{0,87}{0,79}$	$\frac{0,77}{0,72}$	$\frac{0,71}{0,65}$
$Q_{ку}$, Мвар	$\frac{8,87}{8,83}$	$\frac{9,64}{9,59}$	$\frac{10,26}{10,20}$	$\frac{10,85}{10,78}$	$\frac{11,31}{11,30}$

Для определения $\bar{R}_{кр}$ области рассеяния решается система уравнений (12), в которой зависимые и независимые параметры вводятся их МО.

Уравнение траектории движения точки режима примет вид:

$$\bar{R}_{кр}^2 = (D\bar{P} - D\bar{P}_{\max})^2 + (Q_{ку} - Q_{ку \max})^2 + D_{D\bar{P}} + D_{D\bar{P}_{\max}} + D_{Q_{ку}} + D_{Q_{ку \max}}.$$

Из решения (12) для верхней границы области рассеяния $R_{кр} = 1,25$; для нижней $R_{кр} = 1,35$. Этим значениям $R_{кр}$ соответствуют: для верхней границы $D\bar{P} = 0,76$ МВт, $Q_{ку} = 11,03$ Мвар; для нижней $D\bar{P} = 0,68$ МВт, $Q_{ку} = 11,01$ Мвар.

Выводы. 1. Предложенная математическая модель расчета оптимального режима электрической сети и выбора мощности КУ может использоваться для оптимизации режима с любым числом узлов и любой конфигурации.

2. После установки КУ, мощность которого определена с помощью предлагаемой модели, опас-

ные перенапряжения в узлах электрической сети снижаются до нормальных значений, при этом улучшаются условия работы силового электрооборудования, в частности силовых трансформаторов; продлевается срок службы изоляции, что в целом повышает надежность электрообеспечения потребителей.

3. Компенсация реактивной мощности позволяет снизить суммарные потери активной мощности в 1,29–2,04 раза, что повышает энергоэффективность сети и позволяет увеличить передаваемую активную мощность рассматриваемой сети на 7,7–10,9 %;

4. Решение задачи коррекции режима в вероятностной постановке создает некоторый запас по потерям мощности по отношению к детерминированному решению и позволяет прогнозировать их на любой период.

5. Создание математической модели многоцелевой коррекции режима ЭС в целом повысит экономичность ее работы и принимаемых проектных решений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Астахов Ю.Н., Веников В.А., Ежков В.В. и др. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях: Учебное пос. для вузов/Под ред. В.А. Веникова. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
2. Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем/Под ред. В.А. Веникова. – М.: Энергия, 1977.
3. Вентцель Е.С., Овчаров Л.А. Теория вероятностей и ее инженерные приложения. – М.: Наука, 1988.
4. Манусов В.З. Нелинейные стохастические модели для анализа и планирования режимов электрических систем: Автореф. дис... д-ра техн. наук. – Новосибирск: НЭТИ, 1985.
5. Манусов В.З., Шенилов О.Н. Модель вероятностного анализа режимов электроэнергетических систем. – Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1983, № 1.

[20.12.12]

А в т о р ы : Толстихина Екатерина Александровна окончила электротехнический факультет Хакасского государственного технического университета в 2004 г. В 2010 г. окончила Сибирскую академию государственной службы. Ведущий специалист ОАО «СО ЭЭС».

Толстихина Лидия Викторовна окончила электротехнический факультет Красноярского политехнического института в 1977 г. В 1992 г. защитила кандидатскую диссертацию «Формализация условий устойчивости при многоцелевой вероятностной коррекции режимов электрической сети на множестве Парето» в Новосибирском электротехническом институте. Доцент кафедры гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей Саяно-Шушенского филиала Сибирского федерального университета.