

DOI:10.12158/j.2096-3203.2022.04.008

计及源荷区间不确定性的电力系统日前优化调度

江叶峰¹, 周海强², 罗建裕¹, 苏大威¹, 熊浩¹, 夏冬荔²

(1. 国网江苏省电力有限公司, 江苏 南京 210024;

2. 河海大学能源与电气学院, 江苏 南京 211100)

摘要:由于数据缺乏或统计规律复杂, 现有调度决策难以准确获知新能源及负荷的概率分布, 为此文中提出计及源荷区间不确定性的电力系统日前优化调度方法。首先, 基于预测误差建立风电、光伏及各类负荷的区间数模型; 其次, 以日综合运行费用为目标函数, 考虑发电机、储能以及正负备用等约束条件, 构建区间优化调度数学模型; 然后, 应用区间优化理论, 在一定的区间可能度下将区间优化问题转化为确定性问题进行求解, 获取区间优化调度方案; 最后, 基于修改后的 IEEE 10 机 39 节点系统, 对区间优化调度方法的有效性进行验证。结果表明, 所提方法决策灵活, 通过调节区间可能度, 可较好地平衡调度方案的经济性与安全性, 且计算量小, 特别适用于解决仅掌握变量变化范围的优化调度问题。

关键词: 区间不确定性; 柔性负荷 (FL); 区间优化; 区间可能度; 备用功率; 日前优化调度

中图分类号: TM743

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2022)04-0058-09

0 引言

近年来, 以风电、光伏为代表的新能源发展迅猛, 新能源发电占比不断增长。由于新能源发电具有随机性、波动性和间歇性, 高比例新能源的接入使得电源的不确定性增强^[1-3]。同时, 电动汽车、微网以及储能等新型负荷大量接入电网, 负荷组成日益复杂。随着需求响应 (demand response, DR) 技术的推广, 用户可通过削减、转移或平移部分可调节负荷主动参与系统调控。而用电需求受气象、电价、消费心理等多方面因素影响, 预测难度增大, 负荷的不确定性亦不断增强。现代电力系统具有越来越强的源荷双侧不确定性^[4-6], 在此背景下, 如何进行科学调度、确保电力系统的安全性和经济性, 是亟待解决的问题。

国内外学者对不确定性电力系统的调度决策进行了大量研究, 目前常用的有场景法、机会约束规划 (chance-constrained programming, CCP) 方法、鲁棒优化方法及区间优化方法等^[7-10]。场景法根据随机变量的概率分布函数抽样生成大量场景, 并进行场景削减以提取典型场景集, 然后在此基础上进行调度决策, 该方法机理简单, 但计算量较大^[7]。CCP 方法根据随机变量的累积概率分布函数及其逆函数, 将概率约束方程转换为确定性约束方程进行求解, 文献[8]在考虑新能源及负荷不确定性的

条件下, 应用 CCP 方法研究电网优化调度问题。CCP 方法需要掌握随机变量的概率分布函数, 但在实际工程中由于数据缺乏或者统计规律复杂, 往往难以准确获知其概率分布。因此, 如何在概率分布未知的情况下优化电力调度决策, 是不确定性系统调度决策所面临的挑战。鲁棒优化方法及区间优化方法均为非概率方法, 但鲁棒优化方法仅针对不确定性参数的最劣取值情况进行最优决策, 其结果更为保守^[9]。区间优化方法通过区间数描述随机变量, 将不确定性问题转化为确定性的两层嵌套问题进行求解^[10]。由于区间优化将目标函数或约束条件的上下边界都包含在嵌套优化模型中, 故其与鲁棒优化相比具有更大的决策空间, 且更为灵活, 可较好地克服鲁棒决策的保守性。近年来, 诸多文献研究了区间优化方法在综合系统调度^[11-12]、最优潮流计算^[13-14]等方面的应用, 但鲜有文献研究其在电力系统调度中的相关应用。

文中将区间优化方法应用于解决电力系统调度问题, 对源荷不确定性变量的区间数建模、日前优化调度问题的数学模型构建、区间优化问题的求解等进行研究, 提出计及源荷区间不确定性的电力系统日前优化调度方法。最后, 基于修改后的 IEEE 10 机 39 节点系统对所提方法的有效性进行验证。

1 源荷区间数模型

区间数 $x^* = [x^-, x^+]$ 用于描述仅知道外延信息而统计规律或隶属度函数不甚明确的不确定变量, 其中 x^- , x^+ 分别为区间变量的下界和上界^[10]。区

收稿日期: 2022-01-24; 修回日期: 2022-04-07

基金项目: 国家电网有限公司科技项目 (5108-201918033A-0-0-00)

间宽度为:

$$l(x^\pm) = x^+ - x^- \quad (1)$$

2个区间数 x^\pm, y^\pm 的加、减运算法则为:

$$\begin{cases} x^\pm + y^\pm = [x^- + y^-, x^+ + y^+] \\ x^\pm - y^\pm = [x^- - y^+, x^+ - y^-] \end{cases} \quad (2)$$

区间数建模方法大致分为2类。一是基于统计的直接法,根据变量的历史数据,画出频率直方图,求出具有一定置信度的上下限,以此作为区间数模型的上下界。二是基于预测误差的间接法,若已知预测值及预测误差上下界,可推算出区间数模型的上下界,预测误差的上下界来自所用预测算法的历史考核数据。文中采用第二种方法。

1.1 风电及光伏发电功率的区间数模型

设风电、光伏等新能源发电功率预测值为 \bar{P}_N ,真实值为 P_N ,则预测误差为:

$$e_N = \frac{\bar{P}_N - P_N}{P_N} \quad (3)$$

P_N 与 e_N 一一对应,若已知 e_N 的变化范围,即可推导出 P_N 的变化区间。

已有研究常假设 e_N 服从正态分布,但这一假设往往存在较大偏差。风电功率预测误差的概率密度分布呈尖峰厚尾、非对称甚至多峰等特点,且预测误差的概率密度分布随着风电功率预测值所处区间不同而变化,较难用统一解析函数进行拟合。有研究尝试用Cauchy分布、 t 分布、高斯混合模型以及分段函数等提高拟合精度^[15],但过于复杂的表达式使得后续分析计算较为困难。

对于光伏出力,研究同样表明,在不同气象条件和预测出力特性下,其预测误差的概率分布特性差异不可忽略^[16],难以用统一的解析表达式精确描述。

尽管难以精确地确定 e_N 的概率密度分布函数,但根据所用风电、光伏等新能源发电功率预测算法的历史考核数据,确定 e_N 的上下边界则相对容易。设 e_N 以一定的置信度位于区间 $[e_N^-, e_N^+]$ 内, $e_N^- < 0 < e_N^+$,则由式(3)可推导出:

$$P_N^\pm = [\bar{P}_N / (1 + e_N^+), \bar{P}_N / (1 + e_N^-)] \quad (4)$$

1.2 负荷功率的区间数模型

电力系统负荷可分为不可调的非柔性负荷(inflexible load, IFL)和可调的柔性负荷(flexible load, FL)。按照调节方式,FL又可进一步分为可削减FL、可转移FL及可平移FL等。文中用 P_{ifl} , P_{re} , P_{tr} , P_{sh} 分别表示IFL、可削减FL、可转移FL及可平移FL的功率。

负荷功率的不确定性主要来自两方面。一是负荷预测不可避免存在误差,文献[17]指出不同时段和负荷水平下负荷预测误差的概率分布特性差异较大,很难用统一的概率密度函数描述。二是各类FL的响应具有不确定性,若将各类FL的理论值与实际响应量之间的偏差称为FL的预测误差,则不同类型FL的预测误差具有不同的特点。可转移FL的预测误差受电价、天气、消费心理等多种因素影响,难以准确描述^[18]。可削减FL和可平移FL在合同执行时会受到系统实际工况的影响,实际执行量存在一定的允许波动范围^[19]。

上述各种不确定性相互叠加,使得各类负荷的概率分布特性非常复杂,难以准确描述,而确定其波动范围相对容易。设某一类负荷的预测值为 \bar{P}_x ,预测误差区间数 $e_x^\pm = [e_x^-, e_x^+]$, $e_x^- < 0 < e_x^+$,则:

$$P_x^\pm = [\bar{P}_x / (1 + e_x^+), \bar{P}_x / (1 + e_x^-)] \quad (5)$$

需要指出,风电功率 P_w^\pm 、光伏功率 P_{pv}^\pm 以及负荷功率 P_L^\pm 共同影响系统功率平衡,其间往往存在一定相关性。由于区间数加减法不考虑区间变量的相关性,故当源荷相关性较高时,计算出的 $P_w^\pm + P_{pv}^\pm - P_L^\pm$ 区间数模型会存在较大误差。为提高模型精度,可将其作为组合变量,根据历史观测数据直接建模。

2 日前调度区间优化的数学模型

2.1 目标函数

以输电网日综合运行费用最小为目标,则目标函数包括发电机组运行及启停费用、储能充放电费用以及FL调控费用三部分。

发电机组运行费用为:

$$f_1 = \sum_{j=1}^T \sum_{i=1}^{n_g} (a_i + b_i P_{G,i,j} + c_i P_{G,i,j}^2) \quad (6)$$

式中: a_i, b_i, c_i 为第 i 台发电机的发电成本系数, $i = 1, 2, \dots, n_g$; $P_{G,i,j}$ 为 j 时段第 i 台发电机的出力, $j = 1, 2, \dots, T$; n_g 为发电机台数; T 为调度周期,对于日前调度, T 取24 h。为了满足线性规划算法的要求,一般需要对 $P_{G,i,j}$ 分段线性化,具体可以参见文献[20]。

发电机组启停费用为:

$$f_2 = \sum_{j=1}^T \sum_{i=1}^{n_g} [d_{on,i,j} C_{hot,i} + d_{cold,i,j} (C_{cold,i} - C_{hot,i})] \quad (7)$$

式中: $d_{on,i,j}$, $d_{cold,i,j}$ 分别为 j 时段第 i 台发电机的启动与冷启动控制0-1变量,冷启动时 $d_{on,i,j} = 1$ 且

$d_{\text{cold},i,j} = 1$, 热启动时 $d_{\text{on},i,j} = 1$ 且 $d_{\text{cold},i,j} = 0$; $C_{\text{hot},i}$, $C_{\text{cold},i}$ 分别为第 i 台发电机热启动费用和冷启动费用。

储能充放电费用为:

$$f_3 = \sum_{j=1}^T (C_{\text{ch}} P_{\text{ch},j} - C_{\text{dis}} P_{\text{dis},j}) \Delta T \quad (8)$$

式中: $P_{\text{ch},j}$, $P_{\text{dis},j}$ 分别为 j 时段储能充电和放电功率; C_{ch} , C_{dis} 分别为储能充电成本系数及放电收益系数; ΔT 为调度时间间隔, 日前调度一般设为 1 h。

FL 调控费用为:

$$f_4 = \sum_{j=1}^T \left(C_{\text{re}} \rho_j P_{\text{re},j}^{\pm} + C_{\text{sh}} \sum_{k=1}^T d_{j,k}^{\text{sh}} P_{\text{sh},k}^{\pm} \right) \quad (9)$$

式中: C_{re} , C_{sh} 分别为可削减 FL、可平移 FL 的代价因子; $P_{\text{re},j}^{\pm}$ 为 j 时段可削减 FL 的功率; ρ_j 为 j 时段可削减 FL 的负荷削减率; $P_{\text{sh},k}^{\pm}$ 为 k 时段可平移 FL 的功率, $k = 1, 2, \dots, T$; $d_{j,k}^{\text{sh}}$ 为 1 表示 $P_{\text{sh},k}^{\pm}$ 平移到 j 时段, $d_{j,k}^{\text{sh}}$ 为 0 表示未平移。为简化模型, 文中未考虑可转移 FL 的作用及其调控费用。

综上, 目标函数为:

$$\min f = f_1 + f_2 + f_3 + f_4 \quad (10)$$

为简化分析, 式(10)中未考虑弃风或弃光成本, 即假设新能源全额消纳。若考虑该部分费用, 也并不影响模型及后续方法的有效性。

2.2 约束条件

输电网日前调度区间优化问题的约束条件如下^[21-23]。

(1) 有功功率平衡方程。

$$\sum_{i=1}^{n_g} P_{G,i,j} + \bar{P}_{N,j} + P_{\text{dis},j} - P_{\text{ch},j} = \bar{P}_{\text{il},j} + (1 - \rho_j) \bar{P}_{\text{re},j} + \bar{P}_{\text{sh},j} \left(1 - \sum_{k=1}^T d_{k,j}^{\text{sh}} \right) + \sum_{k=1}^T d_{j,k}^{\text{sh}} \bar{P}_{\text{sh},k} \quad (11)$$

式中: $\bar{P}_{N,j}$, $P_{\text{ch},j}$, $P_{\text{dis},j}$ 分别为 j 时段新能源机组出力预测值、储能充电功率和储能放电功率; $\bar{P}_{\text{il},j}$, $\bar{P}_{\text{re},j}$, $\bar{P}_{\text{sh},j}$ 分别为 j 时段 IFL、可削减 FL 及可平移 FL 的功率预测值; $d_{k,j}^{\text{sh}}$ 为 1 表示 $\bar{P}_{\text{sh},j}$ 平移到 k 时段, $d_{k,j}^{\text{sh}}$ 为 0 表示未平移。

当系统在预测值处满足式(11)时, 源荷功率波动引起的功率失衡将通过激发正负备用功率进行补偿。

(2) 发电机出力及爬坡速率约束。

$$\begin{cases} d_{i,j} P_{G,i,\min} \leq P_{G,i,j} \leq d_{i,j} P_{G,i,\max} \\ -r_{d,i} \Delta T \leq P_{G,i,j} - P_{G,i,j-1} \leq r_{u,i} \Delta T \end{cases} \quad (12)$$

式中: $P_{G,i,\min}$, $P_{G,i,\max}$ 分别为第 i 台发电机的最小

和最大功率; $r_{d,i}$, $r_{u,i}$ 分别为第 i 台发电机向下和向上爬坡速率的极限; $d_{i,j}$ 为 0-1 变量, 取 1, 0 分别表示 j 时段第 i 台发电机处于开机、停机状态。

(3) 发电机启停逻辑约束。

$$d_{i,j} - d_{i,j-1} = d_{\text{on},i,j} - d_{\text{off},i,j} \quad (13)$$

式中: $d_{\text{off},i,j}$ 为 j 时段第 i 台发电机的停机控制 0-1 变量, 取 1 表示发电机停机。有关发电机最小开停时间及冷启动等其他约束详见文献[21], 此处不再赘述。

(4) 储能荷电状态约束。

$$\begin{cases} S_{\text{soc},j} = S_{\text{soc},j-1} + (P_{\text{ch},j} \eta_{\text{ch}} - P_{\text{dis},j} / \eta_{\text{dis}}) \Delta T / E_{\text{max}} \\ S_{\text{soc},\min} \leq S_{\text{soc},j} \leq S_{\text{soc},\max} \\ S_{\text{soc},T} = S_{\text{soc},0} \end{cases} \quad (14)$$

式中: $S_{\text{soc},j}$ 为 j 时段储能的荷电状态; $S_{\text{soc},\min}$, $S_{\text{soc},\max}$ 分别为储能荷电状态的最小值和最大值; η_{ch} , η_{dis} 分别为储能充电及放电效率; E_{max} 为储能最大存储容量; $S_{\text{soc},0}$, $S_{\text{soc},T}$ 分别为储能初始时段和 T 时段的荷电状态。

(5) 储能充放电功率约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{ch},j} \leq X_j P_{\text{ch},\max} \\ 0 \leq P_{\text{dis},j} \leq Y_j P_{\text{dis},\max} \\ 0 \leq X_j + Y_j \leq 1 \end{cases} \quad (15)$$

式中: X_j , Y_j 为 j 时段储能充放电状态的 0-1 变量, $X_j = 1$ 且 $Y_j = 0$ 时储能处于充电状态, $X_j = 0$ 且 $Y_j = 1$ 时储能处于放电状态; $P_{\text{ch},\max}$, $P_{\text{dis},\max}$ 分别为储能最大充电和放电功率。

(6) 可削减 FL 的负荷削减率约束。

$$0 \leq \rho_j \leq 1 \quad (16)$$

(7) 可平移 FL 约束。

$$\begin{cases} d_{j,k}^{\text{sh}} = 0 & j = k \\ \sum_{k=1, j \neq k}^{24} d_{j,k}^{\text{sh}} + \sum_{k=1, j \neq k}^{24} d_{k,j}^{\text{sh}} \leq 1 \end{cases} \quad (17)$$

式(17)表示 j 时段可平移 FL 的移入和移出不能同时进行。

(8) 系统正负备用约束。源荷储协同电力系统的备用功率可由发电机、储能及快速可削减 FL 三者共同提供。考虑发电机最大功率约束、爬坡约束及旋转备用响应时间, 则:

$$\begin{cases} R_{g,i,j}^u = \min(d_{i,j} P_{G,i,\max} - P_{G,i,j}, \\ P_{G,i,j-1} + r_{u,i} \Delta T - P_{G,i,j}, r_{u,i} T_{10}) \\ R_{g,i,j}^d = \min(P_{G,i,j} - d_{i,j} P_{G,i,\min}, \\ P_{G,i,j} - P_{G,i,j-1} + r_{d,i} \Delta T, r_{d,i} T_{10}) \end{cases} \quad (18)$$

式中: $R_{g,i,j}^u$, $R_{g,i,j}^d$ 分别为 j 时段第 i 台发电机的正负

旋转备用; T_{10} 为旋转备用响应时间,一般取 10 min。

设 j 时段储能提供的正负备用分别为 $R_{ess,j}^u$, $R_{ess,j}^d$ 。以 $R_{ess,j}^u$ 为例,为了提高储能的输出功率,可在放电状态下提升放电功率,或由充电状态转变为放电状态,同时考虑储能荷电状态制约,则:

$$\begin{cases} R_{ess,j}^u = \min(P_{dis,max} - Y_j P_{dis,j} + X_j P_{ch,j}, \\ \quad \eta_{dis}(S_{soc,j} - S_{soc,min})E_{max}/\Delta T) \\ R_{ess,j}^d = \min(P_{ch,max} - X_j P_{ch,j} + Y_j P_{dis,j}, \\ \quad (S_{soc,max} - S_{soc,j})E_{max}/\eta_{ch}\Delta T) \end{cases} \quad (19)$$

设 j 时段可削减 FL 所提供的正负备用分别为 $R_{fl,j}^u$, $R_{fl,j}^d$, 可削减 FL 中快速可削减 FL 占比为 α , 则:

$$\begin{cases} R_{fl,j}^u = \alpha(1 - \rho_j)P_{re,j}^{\pm} \\ R_{fl,j}^d = 0 \end{cases} \quad (20)$$

由式(20)可知, $R_{fl,j}^u$ 具有区间不确定性。定义 j 时段系统负荷功率与新能源功率之差为系统净负荷功率 $P_{el,j}^{\pm}$, 即:

$$\begin{aligned} P_{el,j}^{\pm} &= P_{inf,j}^{\pm} + (1 - \rho_j)P_{re,j}^{\pm} + \\ &P_{sh,j}^{\pm} \left(1 - \sum_{k=1}^T d_{k,j}^{sh}\right) + \sum_{k=1}^T d_{j,k}^{sh} P_{sh,k}^{\pm} - P_{N,j}^{\pm} \end{aligned} \quad (21)$$

由式(21)可推导得:

$$\begin{cases} P_{el,j}^+ = P_{inf,j}^+ + (1 - \rho_j)P_{re,j}^+ + \\ \quad P_{sh,j}^+ \left(1 - \sum_{k=1}^T d_{k,j}^{sh}\right) + \sum_{k=1}^T d_{j,k}^{sh} P_{sh,k}^+ - P_{N,j}^- \\ P_{el,j}^- = P_{inf,j}^- + (1 - \rho_j)P_{re,j}^- + \\ \quad P_{sh,j}^- \left(1 - \sum_{k=1}^T d_{k,j}^{sh}\right) + \sum_{k=1}^T d_{j,k}^{sh} P_{sh,k}^- - P_{N,j}^+ \end{cases} \quad (22)$$

设 $\bar{P}_{el,j}$ 为 j 时段系统净负荷 $P_{el,j}^{\pm}$ 的预测值,其向上波动可能导致正备用不足,向下波动可能导致负备用不足,则向上和向下波动区间 $\Delta P_{el,u,j}^{\pm}$, $\Delta P_{el,d,j}^{\pm}$ 为:

$$\begin{cases} \Delta P_{el,u,j}^{\pm} = [0, P_{el,j}^{\pm} - \bar{P}_{el,j}] \\ \Delta P_{el,d,j}^{\pm} = [0, \bar{P}_{el,j} - P_{el,j}^{\pm}] \end{cases} \quad (23)$$

系统正负旋转备用约束为:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{n_g} R_{g,i,j}^u + R_{ess,j}^u + R_{fl,j}^u \geq \Delta P_{el,u,j}^{\pm} + r\bar{P}_{L,j} \\ \sum_{i=1}^{n_g} R_{g,i,j}^d + R_{ess,j}^d \geq \Delta P_{el,d,j}^{\pm} + r\bar{P}_{L,j} \end{cases} \quad (24)$$

式中: r 为备用系数,一般取 0.05; $\bar{P}_{L,j}$ 为 j 时段负荷功率预测值; $r\bar{P}_{L,j}$ 为预留备用功率。

式(10)一式(24)为日前优化调度问题的数学

模型。由于源荷功率均为区间数,故优化问题的目标函数为区间函数。备用约束为区间不等式,故日前调度问题为区间优化问题。

3 区间优化问题的求解

日前调度区间优化问题可进一步描述为:

$$\begin{cases} \min f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \\ \text{s.t. } g_1(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq z_1^{\pm} \\ \quad g_2(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq z_2 \end{cases} \quad (25)$$

式中: \mathbf{x} 为决策变量,如 $P_{G,i,j}$, $P_{ch,j}$, $P_{dis,j}$, ρ_j 等; \mathbf{u} 为具有区间不确定性的输入参数,如 $P_{N,j}^{\pm}$, $P_{inf,j}^{\pm}$, $P_{re,j}^{\pm}$, $P_{sh,j}^{\pm}$ 等; $f(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ 为区间目标函数; $g_1(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq z_1^{\pm}$ 为区间不等式约束; $g_2(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq z_2$ 为确定性不等式约束。

3.1 区间目标函数的转换

对于 \mathbf{u} 的任意一组取值,问题(25)为确定性问题,可求出确定的最优解。但当 \mathbf{u} 为区间数时,任意 \mathbf{x} 对应的目标函数为区间量,需要在 \mathbf{x} 的可行域中寻找区间意义上的最优解。

区间优化方法将式(25)描述的区间优化问题转换为确定性问题进行求解^[12]。对于 $f(\mathbf{x}, \mathbf{u})$, 设:

$$\begin{cases} f^+(\mathbf{x}) = \max_{\mathbf{u}} f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \\ f^-(\mathbf{x}) = \min_{\mathbf{u}} f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \end{cases} \quad (26)$$

定义中点 $f_m(\mathbf{x})$ 及波动半径 $f_w(\mathbf{x})$ 分别为:

$$\begin{cases} f_m(\mathbf{x}) = \frac{f^+(\mathbf{x}) + f^-(\mathbf{x})}{2} \\ f_w(\mathbf{x}) = \frac{f^+(\mathbf{x}) - f^-(\mathbf{x})}{2} \end{cases} \quad (27)$$

则 $f(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ 的最小化问题可转化为 $f_m(\mathbf{x})$ 最小及 $f_w(\mathbf{x})$ 最小的多目标优化问题。对 $f_m(\mathbf{x})$ 的最小化可保证调度方案的平均性能较好,而对 $f_w(\mathbf{x})$ 的最小化则可防止调度方案性能随不确定性参数波动过大。

为了求解上述多目标优化问题,可引入加权系数 β , 并将其转化为单一目标问题。转换后的目标函数为:

$$f'(\mathbf{x}) = (1 - \beta)f_m(\mathbf{x}) + \beta f_w(\mathbf{x}) \quad (28)$$

式中: $0 < \beta < 1$ 。由此,原区间目标函数的最小化问题被转化为确定性函数 $f'(\mathbf{x})$ 的最小化问题。

3.2 基于区间可能度的约束不等式变换

为了将约束条件中的区间不等式转换为确定性不等式,需要对区间数进行比较,两区间数之间的大小关系存在着不确定性。为此,有研究提出可接受度^[24]、区间可能度^[25]等指标量化描述 2 个区

间数的序关系,相对而言,区间可能度指标较为简洁实用。

对于2个区间数 a^\pm, b^\pm , 当 $l(a^\pm)$ 和 $l(b^\pm)$ 不同时为0时,定义区间可能度为:

$$P(a^\pm \leq b^\pm) = \frac{\max(0, l(a^\pm) + l(b^\pm) - \max(0, a^+ - b^-))}{l(a^\pm) + l(b^\pm)} \quad (29)$$

当 $a^+ \leq b^-$ 时, $P(a^\pm \leq b^\pm) = 1$; 当 $a^- \geq b^+$ 时, $P(a^\pm \leq b^\pm) = 0$; 一般情况下 $P(a^\pm \leq b^\pm) \in [0, 1]$ 。尽管区间可能度对2个随机变量序关系的刻画不如概率方法精细,但在概率分布未知的情况下,区间可能度不失为衡量2个随机变量序关系较为有效的指标。

若 $P(g_1(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq z_1^\pm) \geq \zeta, 0 < \zeta \leq 1$, 则根据式(29)可将区间不等式转化为确定性不等式。

$$(1 - \zeta)(g_1^+(\mathbf{x}) - g_1^-(\mathbf{x}) + z_1^+ - z_1^-) - g_1^+(\mathbf{x}) + z_1^- \geq 0 \quad (30)$$

其中:

$$\begin{cases} g_1^+(\mathbf{x}) = \max_{\mathbf{u}} g_1(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \\ g_1^-(\mathbf{x}) = \min_{\mathbf{u}} g_1(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \end{cases} \quad (31)$$

对于式(24)中的正备用约束不等式,设其可能度为 $\zeta_1, 0 < \zeta_1 < 1$, 则根据式(30)可将其转换为确定性不等式。

$$\sum_{i=1}^{n_g} R_{g,i,j}^u + R_{ess,j}^u + \alpha(1 - \zeta_1)(1 - \rho_j)P_{re,j}^+ + \alpha\zeta_1(1 - \rho_j)P_{re,j}^- \geq \zeta_1 \Delta P_{el,u,j}^+ + (1 - \zeta_1) \Delta P_{el,u,j}^- + r\bar{P}_{L,j} \quad (32)$$

类似地,对于式(24)中的负备用约束不等式,设其可能度为 ζ_2 , 可以推导出:

$$\sum_{i=1}^{n_g} R_{g,i,j}^d + R_{ess,j}^d \geq \zeta_2 \Delta P_{el,d,j}^+ + (1 - \zeta_2) \Delta P_{el,d,j}^- + r\bar{P}_{L,j} \quad (33)$$

至此,区间目标函数及区间约束不等式均已转换为确定性方程,可采用现有的混合整数线性规划方法进行求解。

4 算例分析

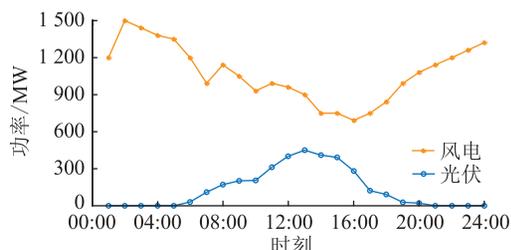
将区间优化调度方法应用于修改后的 IEEE 10 机 39 节点算例系统,对调度策略的有效性进行验证。

4.1 算例系统

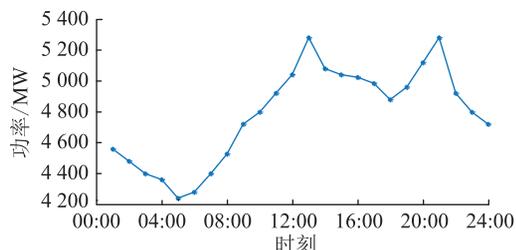
IEEE 10 机 39 节点系统详细参数见文献[26],为了研究源荷区间不确定性的影响,对原系统进行

修改,调整同步发电机功率,加装3个风电场、2个光伏电站以及3个电网侧储能。系统负荷总量平均值约为6000 MW,风电场容量为3600 MV·A,光伏电站容量为2250 MV·A,储能额定功率为3100 MW。发电机的最大和最小输出功率、爬坡速率、发电成本系数、热启动和冷启动费用、最小开停机时间以及冷启动时间等参数见文献[21]。储能参数设置参考典型储能工程经验取值^[27]。 $E_{\max} = 200 \text{ MW}\cdot\text{h}$; $P_{ch,\max} = P_{dis,\max} = 100 \text{ MW}$; $\eta_{ch} = \eta_{dis} = 0.9$; $S_{soc,\min} = 0.1$; $S_{soc,\max} = 1$; $C_{dis} = 45 \text{ 美元}/(\text{MW}\cdot\text{h})$; $C_{ch} = 30 \text{ 美元}/(\text{MW}\cdot\text{h})$; $S_{soc,0} = S_{soc,T} = 0.5$ 。

未来24 h 风电及光伏发电功率预测值如图1(a)所示,设预测误差波动范围为 $[-10\%, 10\%]$ 。未来24 h P_{in} 预测值如图1(b)所示,设预测误差波动范围为 $[-8\%, 7\%]$ 。设 P_{re} 预测值与 P_{in} 预测值的比值、 P_{sh} 预测值与 P_{in} 预测值的比值分别为12.5%, 10%; P_{re}, P_{sh} 预测误差波动范围均为 $[-5\%, 5\%]$; $C_{re} = 120 \text{ 美元}/(\text{MW}\cdot\text{h})$; $C_{sh} = 40 \text{ 美元}/(\text{MW}\cdot\text{h})$; $\alpha = 50\%$, 即50%的可削减 FL 具有备用功能。



(a) 风电及光伏发电功率预测值



(b) P_{in} 预测值

图1 未来24 h 功率预测值

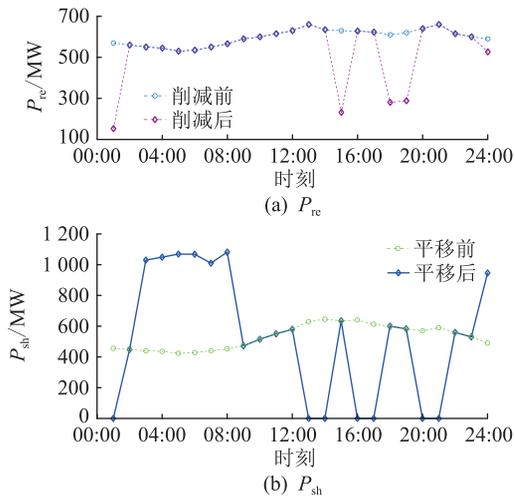
Fig.1 Predicted power values in the next 24 hours

4.2 基于区间优化方法的日前调度分析

设正负备用约束不等式成立的区间可能度 ζ_1, ζ_2 均为0.9,取加权系数 β 为0.1。应用区间优化方法将日前调度区间优化问题转换为确定性问题,使用 GAMS 24.7 软件包含的 Cplex 进行求解。

4.2.1 区间优化调度结果分析

在区间优化调度方案下,日综合运行费用为区间数 $[2\ 655\ 981.9, 2\ 689\ 059.5]$ 美元。调度前后的 P_{re}, P_{sh} 如图2所示。

图2 调控前后的 P_{re} 及 P_{sh} Fig.2 P_{re} and P_{sh} before and after dispatch

计算表明,日负荷峰谷差由调控前的约 1 400 MW 减小到调控后的约 900 MW,负荷调控的调峰作用显著。系统发电机出力及储能充放电功率分别如图 3、图 4 所示。图 4 中功率为正,表示放电;功率为负,表示充电。

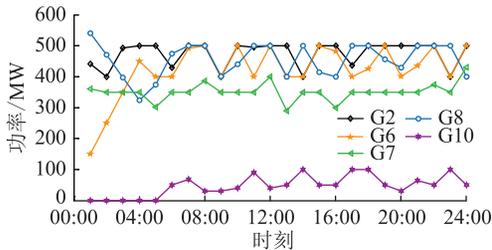


图3 发电机出力

Fig.3 Output of generators

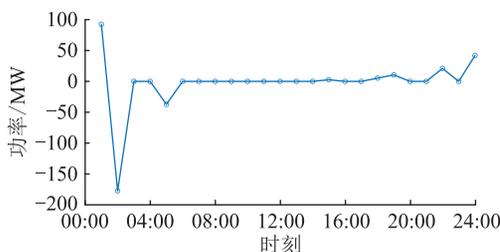


图4 储能充放电功率

Fig.4 Charged or discharged power of energy storage

由于源荷不确定性,在一般的场景下,系统功率平衡需要通过激发备用功率来实现。各时段系统可用正备用功率与正备用需求之间的关系如图 5 (a)所示,正备用约束不等式成立的区间可能度如图 5(b)所示。以 09:00—10:00 时段为例,此时可用正备用功率为[834.7,864.8] MW,而系统正备用需求量为[295.8,875.0] MW,根据式(29)可求得区间可能度为 0.933 9。由图 5(b)可知,调度周期内

各时段的区间可能度均大于 0.90,满足预设要求。

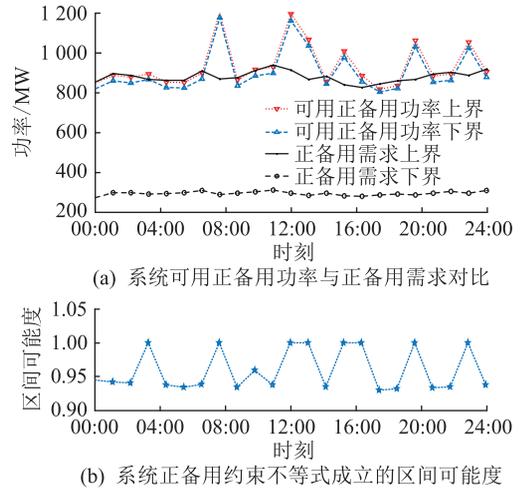


图5 系统正备用功率与区间可能度

Fig.5 System positive reserve power and interval possibility degree

此外,计算结果表明,该系统可用负备用功率远大于负备用需求。这是由于调度周期内各时段的发电机开机均较为充分,向下调节能力较强。故该算例的主要风险在于正备用不足。

4.2.2 区间可能度对日前调度策略的影响分析

为分析区间可能度取值对调度策略的影响,保持其他参数不变,不同 ζ_1 对应的日综合运行费用如表 1 所示。

表1 不同 ζ_1 对应的日综合运行费用Table 1 Daily comprehensive operating costs under different ζ_1

ζ_1	日综合运行费用/美元
0.6	[2 546 436.6, 2 566 189.4]
0.7	[2 587 274.6, 2 610 912.5]
0.8	[2 620 335.2, 2 648 341.1]
0.9	[2 655 981.9, 2 689 059.5]
1.0	[2 708 469.4, 2 748 398.6]

由表 1 可知,随着 ζ_1 增长,日综合运行费用的上下界取值也增长,且波动范围逐渐加大,这是由于较小的 ζ_1 对应着较大的优化空间,所得最优解的日综合运行费用更小。由此可见,虽然较大的区间可能度对应着较小的安全风险,但其运行成本也更高,实践中需要兼顾安全性与经济性,应根据系统要求设置合适的区间可能度。

4.3 调度策略对比分析

为了验证区间优化调度方法在安全性和经济性方面的性能,选取 3 种调度策略进行对比。方案 A 为区间优化调度方案,方案 B 为基于预测场景的调度方案,方案 C 为基于最劣场景(即净负荷向上

波动最大)的鲁棒调度方案。

区间优化调度方案并不要求掌握源荷预测误差的概率分布函数,但为了验证不同调度方案的有效性,需要进行抽样分析。为此假设预测误差分别服从正态分布 $N(\mu, \sigma^2)$ 或均匀分布,其中 μ 为均值, σ^2 为方差。对于正态分布,假设预测误差波动区间的上边界与正态分布上 0.01 分位点重合。对于标准正态分布,置信度为 99% 的分位数 $u_{0.99} = 2.326$ 。根据 $e^+ = \mu + u_{0.99}\sigma$ 可推算出:风电及光伏功率预测误差服从 $N(0, 0.043^2)$; P_{in} 预测误差服从 $N(-0.005, 0.032^2)$; P_{re} , P_{sh} 预测误差均服从 $N(0, 0.0215^2)$ 。假设各变量预测误差相互独立,且不考虑不同时段预测误差的相关性,应用蒙特卡洛方法抽样生成 $N_s = 20\ 000$ 个场景并构成测试样本集,分别分析调度方案 A、B、C 的安全性和经济性。

设 j 时段的 N_s 个测试场景中,正备用约束式 (32) 违约的场景个数为 $N_{r,j}$,则一个调度日内发生正备用不足的概率为:

$$P_{ins} = 1 - \prod_{j=1}^{24} [(N_s - N_{r,j})/N_s] \quad (34)$$

不同方案的日综合运行费用及 P_{ins} 见表 2。

表 2 不同方案的性能对比

Table 2 Performance comparison of different schemes

调度方案	日综合运行费用/美元	$P_{ins} / \%$	
		正态分布	均匀分布
A ($\zeta_1 = 0.75$)	[2 602 424, 2 628 185]	3.060	12.060
A ($\zeta_1 = 0.80$)	[2 620 335, 2 648 341]	0.760	3.800
A ($\zeta_1 = 0.85$)	[2 636 024, 2 666 325]	0.140	0.550
A ($\zeta_1 = 0.90$)	[2 655 981, 2 689 059]	0.004	0.024
B	2 468 281	78.820	95.040
C	2 748 399	0	0

由表 2 可知,对于方案 A,当正备用约束的区间可能度增大时,日综合运行费用的中点值逐渐增大,但 P_{ins} 逐渐减少。当 $\zeta_1 = 0.90$ 时, P_{ins} 已接近 0。方案 B 不考虑系统的不确定性,直接按预测场景决策,此时日综合运行费用最小,但 P_{ins} 超过 78%,安全性较差。方案 C 按照净负荷最大波动量进行调度,故所有场景均不存在正备用不足的问题,方案 A ($\zeta_1 = 0.90$) 与方案 C 的安全性接近,但日综合运行费用均值减少了 75 879 美元。

总体而言,与方案 B 及方案 C 相比,在随机变量概率分布不确定的情况下,方案 A 可通过设置合适的区间可能度,协调决策的经济性和安全性,故具有较好的综合性能。

假设预测误差服从均匀分布,重新进行抽样分析,结果如表 2 所示。由表 2 可知,当波动区间相同时,若预测误差服从正态分布,则 P_{ins} 偏小,这是由于与均匀分布相比,正态分布数据更为集中,出现极端场景的概率较低。因此,在随机变量统计规律未知时,简单地假定其服从正态分布,分析结果将存在一定风险。

5 结语

文中提出了一种计及源荷区间不确定性的电力系统日前优化调度方法,分析了新能源及各类 FL 预测误差的特点,提出了基于预测误差的源荷区间数建模方法。文中应用区间优化方法进行日前优化调度,将区间目标函数最小化问题转化为中点最小以及波动范围最小的多目标优化问题,并将区间不等式约束转化为确定性约束,应用确定性方法求解。文中分析了区间可能度对区间优化调度策略的影响,仿真结果表明,区间优化调度适用于随机变量统计规律不甚明确的场合,其计算量小,且能较好地平衡调度决策的安全风险和经济代价。

区间优化调度方法考虑了源荷区间不确定性,源荷相关性对于区间运算所得的系统净负荷的准确性影响较大,从而对调度结果的影响也较大,在计及相关性的条件下提高电力系统调度决策的精度将是下一步研究的重点。

参考文献:

[1] 姚良忠,朱凌志,周明,等. 高比例可再生能源电力系统的协同优化运行技术展望[J]. 电力系统自动化,2017,41(9): 36-43.
 YAO Liangzhong, ZHU Lingzhi, ZHOU Ming, et al. Prospects of coordination and optimization for power systems with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 36-43.

[2] LUO K, SHI W, WANG W. Extreme scenario extraction of a grid with large scale wind power integration by combined entropy-weighted clustering method[J]. Global Energy Interconnection, 2020, 3(2): 140-148.

[3] KEBEDE A B, WORKU G B. Comprehensive review and performance evaluation of maximum power point tracking algorithms for photovoltaic system[J]. Global Energy Interconnection, 2020, 3(2): 398-412.

[4] 曾鸣,杨雍琦,向红伟,等. 兼容需求侧资源的“源-网-荷-储”协调优化调度模型[J]. 电力自动化设备,2016, 36(2): 102-111.
 ZENG Ming, YANG Yongqi, XIANG Hongwei, et al. Optimal dispatch model based on coordination between "generation-grid-load-energy storage" and demand-side resource[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(2): 102-111.

- [5] LI R, HAN Y, MA T, et al. Nash-Q learning-based collaborative dispatch strategy for interconnected power systems[J]. *Global Energy Interconnection*, 2020, 3(3): 227-236.
- [6] FANG C, ZHAO X J, XU Q, et al. Aggregator-based demand response mechanism for electric vehicles participating in peak regulation in valleytime of receiving-end power grid[J]. *Global Energy Interconnection*, 2020, 3(5): 453-463.
- [7] 马溪原. 含风电电力系统的场景分析方法及其在随机优化中的应用[D]. 武汉: 武汉大学, 2014.
MA Xiyuan. Scenario analysis and stochastic programming of wind-integrated power systems[D]. Wuhan: Wuhan University, 2014.
- [8] LI Y, YANG Z, LI G Q, et al. Optimal scheduling of an isolated microgrid with battery storage considering load and renewable generation uncertainties[J]. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2019, 66(2): 1565-1575.
- [9] 于丹文, 杨明, 翟鹤峰, 等. 鲁棒优化在电力系统调度决策中的应用研究综述[J]. *电力系统自动化*, 2016, 40(7): 134-143, 148.
YU Danwen, YANG Ming, ZHAI Hefeng, et al. An overview of robust optimization used for power system dispatch and decision-making[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(7): 134-143, 148.
- [10] HUANG G H, BAETZ B W, PATRY G G. Grey integer programming: an application to waste management planning under uncertainty[J]. *European Journal of Operational Research*, 1995, 83(3): 594-620.
- [11] 白牧可, 王越, 唐巍, 等. 基于区间线性规划的区域综合能源系统日前优化调度[J]. *电网技术*, 2017, 41(12): 3963-3970.
BAI Muke, WANG Yue, TANG Wei, et al. Day-ahead optimal dispatching of regional integrated energy system based on interval linear programming[J]. *Power System Technology*, 2017, 41(12): 3963-3970.
- [12] BAI L Q, LI F X, CUI H T, et al. Interval optimization based operating strategy for gas-electricity integrated energy systems considering demand response and wind uncertainty[J]. *Applied Energy*, 2016, 167: 270-279.
- [13] 鲍海波, 韦化, 郭小璇. 考虑新能源的交直流系统区间最优潮流[J]. *中国电机工程学报*, 2015, 35(16): 4006-4014.
BAO Haibo, WEI Hua, GUO Xiaoxuan. Interval optimal power flow calculation for AC/DC power system considering renewable energy source[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2015, 35(16): 4006-4014.
- [14] CHEN P W, XIAO X N, WANG X H. Interval optimal power flow applied to distribution networks under uncertainty of loads and renewable resources[J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2019, 7(1): 139-150.
- [15] 易明月, 童晓阳. 考虑风荷预测误差不确定性的动态经济调度[J]. *电网技术*, 2019, 43(11): 4050-4057.
YI Mingyue, TONG Xiaoyang. Dynamic economic dispatch considering uncertainties of wind power and load forecast error[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(11): 4050-4057.
- [16] 李志伟. 风光高占比多能源电力系统随机优化调度研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2019.
LI Zhiwei. Research on stochastic optimization scheduling of multi-energy power system with high proportion of wind power and photovoltaic power generation[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2019.
- [17] 杨文佳, 康重庆, 夏清, 等. 基于预测误差分布特性统计分析的率性短期负荷预测[J]. *电力系统自动化*, 2006, 30(19): 47-52.
YANG Wenjia, KANG Chongqing, XIA Qing, et al. Short term probabilistic load forecasting based on statistics of probability distribution of forecasting errors[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2006, 30(19): 47-52.
- [18] 董蓓, 毛文博, 李峰, 等. 考虑多类型柔性负荷的日前优化调度技术[J]. *电力工程技术*, 2018, 37(6): 97-102.
DONG Bei, MAO Wenbo, LI Feng, et al. The technique of day-ahead optimized scheduling with multi-type of flexible loads[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2018, 37(6): 97-102.
- [19] 赵冬梅, 殷加球. 考虑源荷双侧不确定性的模糊随机机会约束优先目标规划调度模型[J]. *电工技术学报*, 2018, 33(5): 1076-1085.
ZHAO Dongmei, YIN Jiafu. Fuzzy random chance constrained preemptive goal programming scheduling model considering source-side and load-side uncertainty[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2018, 33(5): 1076-1085.
- [20] 马伟哲, 程韧俐, 史军, 等. 考虑柔性负荷的机组组合模型及求解[J]. *广东电力*, 2019, 32(8): 73-82.
MA Weizhe, CHENG Renli, SHI Jun, et al. Unit combined model considering flexible load and its solution[J]. *Guangdong Electric Power*, 2019, 32(8): 73-82.
- [21] 侯文庭. 基于数据驱动鲁棒优化的电力系统多源协调优化调度研究[D]. 南宁: 广西大学, 2019.
HOU Wenting. Research on multi-source coordinated optimal dispatch for power system based on data-driven robust optimization[D]. Nanning: Guangxi University, 2019.
- [22] 沙熠, 邱晓燕, 宁雪姣, 等. 协调储能与柔性负荷的主动配电网多目标优化调度[J]. *电网技术*, 2016, 40(5): 1394-1399.
SHA Yi, QIU Xiaoyan, NING Xuejiao, et al. Multi-objective optimization of active distribution network by coordinating energy storage system and flexible load[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(5): 1394-1399.
- [23] 王海冰, 戚永志, 王承民, 等. 考虑柔性负荷的两阶段随机优化调度模型[J]. *电网技术*, 2018, 42(11): 3669-3675.
WANG Haibing, QI Yongzhi, WANG Chengmin, et al. Two-stage stochastic optimal scheduling model considering flexible load[J]. *Power System Technology*, 2018, 42(11): 3669-3675.
- [24] SENGUPTA A, PAL T K. On comparing interval numbers[J]. *European Journal of Operational Research*, 2000, 127(1): 28-

- 43.
- [25] 牛彦涛. 不确定城市能源系统规划模型研究及应用[D]. 北京:华北电力大学(北京),2011.
NIU Yantao. Development of inexact urban energy systems planning models and their applications [D]. Beijing: North China Electric Power University,2011.
- [26] 刘明波,谢敏,赵维兴. 大电网最优潮流计算[M]. 北京:科学出版社,2010.
LIU Mingbo, XIE Min, ZHAO Weixing. Optimal power flow calculation of large power grid[M]. Beijing: Science Press, 2010.
- [27] 李建林,王上行,袁晓冬,等. 江苏电网侧电池储能电站建设运行的启示[J]. 电力系统自动化,2018,42(21):1-9,103.

LI Jianlin, WANG Shangxing, YUAN Xiaodong, et al. Enlightenment from construction and operation of battery energy storage station on grid side in Jiangsu power grid[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(21):1-9,103.

作者简介:



江叶峰

江叶峰(1976),男,硕士,高级工程师,主要从事电力系统调度与控制工作(E-mail: jyf1976@sina.com);

周海强(1971),男,博士,教授,研究方向为电力系统稳定与控制;

罗建裕(1961),男,硕士,研究员级高级工程师,主要从事电力系统调度与控制工作。

Day-ahead optimal dispatch of power system considering source and load interval uncertainties

JIANG Yefeng¹, ZHOU Haiqiang², LUO Jianyu¹, SU Dawei¹, XIONG Hao¹, XIA Dongli²

(1. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing 210024, China;

2. College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 211100, China)

Abstract: Due to lack of data or the complex statistical characteristics, it is difficult to ascertain the probability distribution of new energy and various loads when making dispatch decisions. A day-ahead optimal dispatch method of power system considering source and load interval uncertainties is proposed. Firstly, the interval number models of wind power, photovoltaic and various loads are established based on the prediction error. Secondly, taking the daily comprehensive operating cost as the objective function, and considering the constraints of generators, energy storage, and positive and negative backup, a mathematical model of interval optimal dispatch is constructed. Then, by applying interval optimization theory, the interval optimization problem is transformed into a deterministic problem under a certain interval possibility to solve, and the interval optimization dispatch scheme is obtained. Finally, the proposed method is applied in the modified IEEE 10-generator and 39-bus system to validate its effectiveness. The results show that the proposed method is flexible in decision-making. By adjusting the interval possibility degree, the economy and security of the dispatch scheme can be well balanced, and the amount of calculation is small. It is especially suitable for solving the optimal dispatch problem that only grasps the variation range of variables.

Keywords: interval uncertainty; flexible load (FL); interval optimization; interval possibility degree; reserve power; day-ahead optimal dispatch

(编辑 吴楠)