

计及源荷不确定性及频率安全的电力系统区间优化调度方法

宋晓芳^{1,2}, 周海强³, 薛峰^{1,2}, 高超³, 赵春祝³, 颜云松^{1,2}

(1. 智能电网保护和运行控制国家重点实验室, 江苏 南京 211106; 2. 国电南瑞科技股份有限公司, 江苏 南京 211106; 3. 河海大学 能源与电气学院, 江苏 南京 210098)

摘要:提出了一种计及源荷不确定性及频率安全的电力系统区间优化调度方法。首先,对系统动态频率特性进行分析,将非线性频率安全约束近似简化为线性约束。接着,在考虑源荷预测误差区间不确定性的基础上,建立了计及频率安全约束的电力系统优化调度问题数学模型。基于Benders分解方法将区间优化问题分解为基准场景下的主问题和不确定场景下校正调度的可行性校验子问题进行求解,为减少需要考虑的场景数量,根据系统违反功率平衡、备用、线路潮流等安全约束的程度筛选出少量高风险场景,并对其进行可行性校验。最后,将该方法应用于含风电的10机39节点系统,仿真结果表明,区间优化调度方法可确保系统在不确定场景下的安全性,与场景法相比,其计算效率显著提高,计算量大幅减少。

关键词:电力系统;不确定性;频率安全;区间优化;Benders分解;高风险场景集

中图分类号: TM 73

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.202206004

0 引言

为了建设新型电力系统,我国电力系统中风电、光伏等新能源占比不断提高。以风电为例,截至2020年底,我国风电累计装机容量已达到 2.8×10^8 kW,风力发电占总发电量的12.79%,而且这一比例还将持续增长^[1]。风电具有间歇性、波动性和随机性,大规模风电的接入加剧了电力系统源侧的不确定性。在荷侧,负荷不可避免地存在一定预测误差,近年来,需求响应DR(Demand Response)负荷被大量推广,其中价格型DR受到电价、气温、消费心理等多重因素的影响,其响应数量及负荷转移的目标时段均具有一定的随机性,从而加剧了荷侧的不确定性。因此,源荷双侧的强不确定性是新型电力系统调控所必须考虑的问题。

随着新能源占比的逐步提高,传统同步机组占比不断下降,系统惯量水平降低,调频能力减弱,频率安全问题凸显^[2]。英国、澳大利亚等国都曾发生过系统惯量偏低导致频率快速跌落从而诱发连锁故障的事故^[3],而源荷不确定性又进一步增加了系统的频率安全风险。因此,频率安全问题是新型电力系统调控所必须考虑的另一个重要问题。

国内外学者对计及不确定性的调度问题进行了

大量研究,目前常用的主要有场景法^[4]、机会约束规划CCP(Chance Constrained Programming)方法^[5]、鲁棒优化方法^[6-7]、区间优化方法^[8-9]等。场景法通过抽样生成大量场景来模拟不确定性,需要知道变量的概率分布,且计算量较大,对于大型电力系统而言往往难以实施^[4]。CCP方法在一定置信水平内进行决策,文献[5]在考虑新能源及负荷不确定性的条件下应用CCP方法研究了电网优化调度问题。但由于CCP方法需要通过卷积求取多个随机变量的联合概率密度分布函数,往往难以实现,故一般只限于高斯分布等特殊情况。鲁棒优化方法针对不确定性参数的最劣取值情况进行最优决策,不需要随机变量的概率分布信息,计算量小,但结果较为保守。为了抑制解的保守性,鲁棒优化方法^[6-7]常通过盒式或多面体不确定集等对最劣场景的覆盖范围加以控制,从而在安全性和经济性之间取得一定平衡。区间优化方法以区间数的形式来描述随机变量,对不确定变量信息要求低,计算量小,但与鲁棒优化方法相类似,区间优化方法基于最劣场景进行决策,其结果一般偏于保守^[8-9]。文献[9]应用区间优化方法研究了机组组合问题,通过对所有场景的分析挑选出最劣场景,在此基础上进行调度决策。由于实际系统中往往难以确知源、荷变量的概率分布,因此,基于概率的调度方法存在不少困难,而区间优化方法则可以较好地解决这一问题。

传统电力系统的动态频率安全一般通过安全稳定控制来保障,调度过程中对此考虑较少,但对于高比例新能源电力系统,频率安全问题日益突出。如果运行方案不合理,将会增大频率失稳的风险。近年来,不少学者对计及频率安全的调度问题进行了研究。文献[10]对考虑频率安全的电力系统优化问

收稿日期:2022-03-29;修回日期:2022-06-02

在线出版日期:2022-06-08

基金项目:智能电网保护和运行控制国家重点实验室资助项目(SGTYHT/20-JS-221);国家自然科学基金委员会-国家电网公司智能电网联合基金资助项目(U2066601)

Project supported by the Project of State Key Laboratory of Smart Grid Protection and Control(SGTYHT/20-JS-221) and the National Natural Science Foundation of China-State Grid Joint Fund for Smart Grid(U2066601)

题进行了综述,对频率安全特性分析、多类型频率响应、频率安全约束的构造等问题进行了阐述。文献[11]研究了考虑安全约束的机组组合问题,为求解含频率安全约束的混合整数规划问题,应用分段线性化方法将最低频率的表达式转换为线性方程,从而克服了非线性频率安全约束所带来的求解困难。文献[12]应用场景法研究了大规模风电参与调频条件下的机组组合问题,文中采用时域仿真方法对动态频率安全进行校验,若频率安全约束得不到满足,则根据频率响应机理对机组出力及系统惯量进行调节。但该方法依赖于对大量场景的暂态仿真计算,计算量较大。总体而言,在调度问题中考虑频率安全约束的主要困难在于系统频率响应是一个复杂的非线性曲线,它与机组运行状态、输出功率等密切相关,如何处理非线性频率安全约束仍然是有待研究的一个问题。

针对以上问题,本文提出了一种计及源荷不确定性及频率安全的电力系统区间优化调度方法。首先,对电力系统频率响应进行分析,推导了描述频率安全约束的近似线性不等式;然后,建立了计及频率安全的电力系统区间优化调度问题数学模型,应用Benders分解方法求解区间优化问题,将原问题分解为基准场景下的主问题和不确定性场景下的可行性校验子问题;进一步地,为减少待校验场景的数量,基于风险指标筛选出少量高风险场景,对其进行分析;最后,将所提方法应用于含风电的10机39节点算例系统,验证了其安全性和经济性。

1 电力系统的频率安全约束

当系统遭受如负荷突增、机组跳闸等扰动时,同步发电机转速下降,系统频率会发生如图1所示的波动过程。图中: Δf 为频率偏差; t_m 为频率最低点对应的的时间; Δf_m 为 t_m 时的频率偏差。

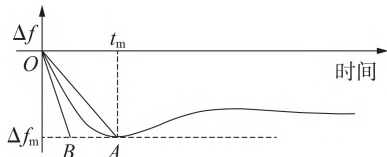


图1 动态频率响应曲线

Fig.1 Dynamical frequency response curve

频率动态响应过程可由以下方程描述:

$$M \frac{d\Delta f}{dt} = \Delta P_m - D_g \Delta f - (\Delta P_o + P_{L,0} k_{Lf} \Delta f) = \Delta P_m - D \Delta f - \Delta P_o \quad (1)$$

式中: M 为系统惯量; ΔP_m 为机组机械功率增量; D_g 为发电机阻尼系数; ΔP_o 为故障引起的功率缺额; $P_{L,0}$ 为额定频率时的负荷功率; k_{Lf} 为负荷的频率特性系数; $D = D_g + P_{L,0} k_{Lf}$ 。 ΔP_m 与频率偏差 Δf 的关系为:

$$\Delta P_m(s) = -k_G \frac{F_H T_R s + 1}{T_R s + 1} \Delta f(s) \quad (2)$$

式中: k_G 、 F_H 和 T_R 分别为调速器增益、再热器系数和再热器时间常数。

对于多机系统,平均系统频率响应ASF(Average System Frequency)模型如图2所示^[13]。图中:

$M = \left(\sum_{i=1}^{N_g} u_{i,t} S_i M_i \right) / \sum_{i=1}^{N_g} S_i$, $u_{i,t}$ 为表示发电机运行状态的0-1变量,其值为1表示发电机处于运行状态,为0表示发电机处于退出状态,下标 i, t 分别表示发电机编号及所处的运行时段; S_i 为发电机容量, N_g 为发电机台数; $D = \left(\sum_{i=1}^{N_g} u_{i,t} D_i S_i \right) / \sum_{i=1}^{N_g} S_i$; $\Delta P_m = \left(\sum_{i=1}^{N_g} u_{i,t} \Delta P_{m,i,t} S_i \right) / \sum_{i=1}^{N_g} S_i$ 。

在已知机组组合及发电机参数的条件下,可以根据图2所示的模型求出系统频率响应 $f(t)$ 。

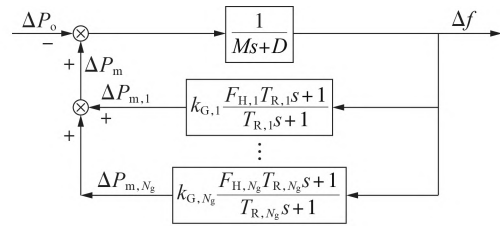


图2 平均系统频率响应模型

Fig.2 ASF model

频率安全约束要求 $f(t_m) \geq f_{cr}$,其中 f_{cr} 为系统允许的最低频率。由于 $f(t_m)$ 是一个复杂的非线性函数^[11],要纳入混合整数规划问题进行求解存在困难,为此需要对频率安全约束进行近似化简^[14]。如果 $f(t_m) < f_{cr}$,则表明系统需要比 Δf_{cr} 更大的频率跌落量才能实现功率平衡,此时不满足频率安全约束。因此,频率安全约束等价于频率偏差为 Δf_{cr} 时,调频功率大于或等于功率缺额。

如果不考虑衰减因子,图1中 $[0, t_m]$ 时间内的频率响应曲线为正弦曲线,OA的斜率 k_{OA} 与OB的斜率 k_{OB} 的关系为 $k_{OA} = \frac{2}{\pi} k_{OB}$ 。在扰动瞬间,频率变化率为:

$$\frac{d\Delta f}{dt} = -\frac{\Delta P_o}{M} \quad (3)$$

图1中 $k_{OB} = -\Delta P_o / M$,因此 $k_{OA} = -2\Delta P_o / (\pi M)$,若最大频率偏差为 Δf_{cr} ,则频率最低点对应的的时间为:

$$t_m = \pi M \Delta f_{cr} / (2\Delta P_o) \quad (4)$$

在已知 $\Delta f(s)$ 的条件下可根据式(2)求出 ΔP_m 。由于 $\Delta f(s)$ 的计算较为复杂,为简化计算,可用直线OA来近似 $\Delta f(t)$,将 $\Delta f(s) = -k_{OA} / s^2$ 代入式(2),求其Laplace反变换可得发电机 G_i 在频率最低点的调频功率为:

$$\Delta P_{m,i,t}(t_m) = \frac{2\Delta P_o k_{G,i}}{\pi M} \left[t_m - T_{R,i} (1 - F_{H,i}) \left(1 - e^{-\frac{t_m}{T_{R,i}}} \right) \right] \quad (5)$$

需要指出的是,由于 OA 对应的 $\Delta f(t)$ 小于实际值,故式(5)计算的 $\Delta P_{m,i,t}$ 比实际值偏小。另一方面,考虑到实际频率响应曲线的衰减,图1中 k_{OA} 比 $\frac{2}{\pi}k_{OB}$ 要小,故由式(4)算得的 t_m 比实际值偏小,这也会进一步使得由式(5)计算所得 $\Delta P_{m,i,t}$ 比实际值小。总体而言,经过上述近似处理后,计算所得 $\Delta P_{m,i,t}$ 偏小,将导致频率安全约束方程具有一定保守性,这在工程上是可以接受的。

在一般情况下 $t_m < T_{R,i}$,式(5)中 $\Delta P_{m,i,t}$ 可用2阶泰勒级数展开式来近似,即:

$$\Delta P_{m,i,t}(t_m) \approx k_{G,i} \Delta f_{cr} - k_{G,i} \Delta f_{cr} (1 - F_{H,i}) \left(1 - \frac{t_m}{2T_{R,i}} \right) = k_{G,i} \Delta f_{cr} - k_{G,i} \Delta f_{cr} (1 - F_{H,i}) \left(1 - \sum_{i=1}^{N_g} \alpha_i u_{i,t} \right) \quad (6)$$

式中: $\alpha_i = \frac{\pi \Delta f_{cr} S_i M_i}{4 \Delta P_o T_{R,i}}$ 。经过上述处理, $\Delta P_{m,i,t}(t_m)$ 被转化为 $u_{i,t}$ 的线性表达式,这就为后续在调度问题中考虑频率安全约束提供了方便。另外,考虑到各台机组最大输出功率的限制,设机组出力为 $P_{i,t}$,可得机组的实际调频功率 $\Delta P_{r,i,t}$ 为:

$$\Delta P_{r,i,t} = \min \{ \Delta P_{m,i,t}, u_{i,t} P_{i,\max} - P_{i,t} \} \quad (7)$$

式中: $P_{i,\max}$ 为发电机 G_i 出力的上限。

因此,系统频率安全约束方程为:

$$\sum_{i=1}^{N_g} \Delta P_{r,i,t} - D \Delta f_{cr} \geq \Delta P_o \quad (8)$$

由式(6)~(8)可以看到,除了调差系数等发电机本体参数以外,频率安全约束方程式(8)还受到决策变量 $u_{i,t}$ 、 $P_{i,t}$ 的影响,调度中心可通过改变发电机开停机状态或调整发电机出力来改变系统整体的可用调频功率。

2 计及频率安全的区间优化调度问题

假设风电及负荷的预测值是已知的,其不确定性通过预测误差的波动区间来表示。以日综合运行费用为目标函数,可构建区间优化调度问题的数学模型。目标函数 F 包括3个部分,即机组运行费用、弃风费用以及负荷调控费用,其表达式如下:

$$\min F = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{N_g} (f_i(P_{i,t}) + d_{on,i,t} C_{SU,i} + d_{off,i,t} C_{SD,i}) + \sum_{j=1}^{N_w} c_w r_{j,t} P_{w,j,t}^+ + \sum_{k=1}^{N_l} c_l \rho_{k,t} P_{l,k,t}^+ \right] \quad (9)$$

式中: T 为调度周期,本文取24; $f_i(P_{i,t}) = a_i + b_i P_{i,t} + c_i P_{i,t}^2$ 为机组运行成本, a_i 、 b_i 、 c_i 为发电机 G_i 的成本系数, $f_i(P_{i,t})$ 为非线性函数,因此优化计算时需要进行分段线性化处理^[15]; $d_{on,i,t}$ 为表示发电机启动的0-1

变量, t 时段 G_i 启动时其值为1,反之为0; $d_{off,i,t}$ 为表示发电机停机的0-1变量, t 时段 G_i 停机时其值为1,反之为0; $C_{SU,i}$ 、 $C_{SD,i}$ 分别为机组的启动、停机成本; N_w 为风电机组台数; c_w 为弃风成本系数; $r_{j,t}$ 为第 j 台风电机组在 t 时段的弃风率; $P_{w,j,t}^+$ 为风电出力; N_l 为负荷数量; c_l 为削减负荷的成本系数; $\rho_{k,t}$ 为第 k 个负荷节点在 t 时段的减负荷率; $P_{l,k,t}^+$ 为负荷功率。

日前优化调度问题需要满足以下约束条件:

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{N_w} (1 - r_{j,t}) P_{w,j,t}^+ = \sum_{k=1}^{N_l} (1 - \rho_{k,t}) P_{l,k,t}^+ \quad (10)$$

$$\sum_{i=1}^{N_g} u_{i,t} P_{i,\max} + \sum_{j=1}^{N_w} (1 - r_{j,t}) P_{w,j,t}^+ \geq 1.05 \sum_{k=1}^{N_l} (1 - \rho_{k,t}) P_{l,k,t}^+ \quad (11)$$

$$T_{i,t,1} \geq \underline{T}_{i,on}, \quad T_{i,t,2} \geq \underline{T}_{i,off} \quad (12)$$

$$u_{i,t} P_{i,\min} \leq P_{i,t} \leq u_{i,t} P_{i,\max} \quad (13)$$

$$R_{i,d} \Delta t \leq P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq R_{i,u} \Delta t \quad (14)$$

$$-\bar{P}_{line} \leq S_F (M_G P_G + M_W P_W - M_L P_L) \leq \bar{P}_{line} \quad (15)$$

$$\sum_{i=1}^{N_g} \Delta P_{r,i,t} - D \Delta f_{cr} \geq \Delta P_o \quad (16)$$

$$P_{w,j,t}^- \leq P_{w,j,t}^+ \leq P_{w,j,t}^+ \quad (17)$$

$$P_{l,k,t}^- \leq P_{l,k,t}^+ \leq P_{l,k,t}^+ \quad (18)$$

$$0 \leq r_{j,t} \leq \bar{r}_j, \quad 0 \leq \rho_{k,t} \leq \bar{\rho}_k \quad (19)$$

式中: $T_{i,t,1}$ 、 $T_{i,t,2}$ 分别为发电机 G_i 在 t 时段的连续运行时间和连续停机时间; $\underline{T}_{i,on}$ 、 $\underline{T}_{i,off}$ 分别为发电机 G_i 的最小运行时间和最小停机时间^[16]; $P_{i,\min}$ 为发电机 G_i 出力的下限; $R_{i,u}$ 、 $R_{i,d}$ 分别为发电机 G_i 的向上、向下爬坡功率; Δt 为调度时间间隔,日前调度一般设为1h; P_G 、 P_W 、 P_L 分别为发电机、风电、负荷功率向量; S_F 为功率转移分布因子矩阵; M_G 、 M_W 和 M_L 分别为节点-发电机关联矩阵、节点-风力机组关联矩阵和节点-负荷关联矩阵; \bar{P}_{line} 为线路最大传输功率; $P_{w,j,t}^+$ 、 $P_{w,j,t}^-$ 分别为第 j 台风电机组在 t 时段出力的上、下限; $P_{l,k,t}^+$ 、 $P_{l,k,t}^-$ 分别为第 k 个负荷在 t 时段功率的上、下限; \bar{r}_j 为弃风率上限; $\bar{\rho}_k$ 为减负荷率上限。式(10)为功率平衡约束方程;式(11)为系统备用约束方程;式(12)为发电机最小启停时间限制;式(13)为机组出力约束方程;式(14)为机组爬坡约束方程;式(15)为线路潮流约束方程;式(16)为频率安全约束方程;式(17)、(18)分别描述了风电出力、负荷功率的上下限;式(19)描述了对弃风率 $r_{j,t}$ 及减负荷率 $\rho_{k,t}$ 最大值的限制。

式(9)~(19)构成了含区间不确定变量的优化调度问题数学模型。如果以源荷功率预测值为基准场景,由于实际场景与基准场景不可避免存在偏差,运行时需要根据实际场景对预先设定的运行方案不断进行修正,以确保调度方案的可行性和经济性。因此,区间优化调度的目标是求出基准场景下的优化调度方案,并确保从该方案出发,对于任意场景均

存在可行的校正调度方案。

3 基于Benders分解及高风险场景集的求解方法

对于不确定性场景,需要在基准方案的基础上进一步修正。基于Benders分解方法,原问题可以分解为基准场景下的主问题以及不确定场景下的可行性校验子问题^[8,17],有关原问题分解的原理详见附录A,以下分别对其数学模型及求解方法加以说明。

3.1 基准场景下的主问题

为简明起见,下文以下标 f 表示不确定变量的预测值,设风电出力预测值和负荷功率预测值分别为 $P_{w,j,t,f}$ 和 $P_{l,k,t,f}$,则基准场景下的主问题见式(20)。

$$\begin{cases} \min F = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{N_g} (f_i(P_{i,t}) + d_{on,i,t} C_{SU,i} + d_{off,i,t} C_{SD,i}) + \right. \\ \quad \left. \sum_{j=1}^{N_w} c_w r_{j,t} P_{w,j,t,f} + \sum_{k=1}^{N_l} c_l \rho_{k,t} P_{l,k,t,f} \right] \\ \text{s.t.} \quad \sum_{i=1}^{N_g} u_{i,t} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{N_w} (1-r_{j,t}) P_{w,j,t,f} = \sum_{k=1}^{N_l} (1-\rho_{k,t}) P_{l,k,t,f} \\ \quad \sum_{i=1}^{N_g} u_{i,t} P_{i,\max} + \sum_{j=1}^{N_w} (1-r_{j,t}) P_{w,j,t,f} \geq 1.05 \sum_{k=1}^{N_l} (1-\rho_{k,t}) P_{l,k,t,f} \\ \quad -\bar{P}_{\text{line}} \leq S_F (M_G P_G + M_W P_{W,t} - M_L P_{L,t}) \leq \bar{P}_{\text{line}} \\ \quad \sum_{i=1}^{N_g} \Delta P_{r,i,t} - D \Delta f_{cr} \geq \Delta P_0 \\ \quad g_{\text{cut}}(u_{i,t}, P_{i,t}, r_{j,t}, \rho_{k,t}) \leq 0 \end{cases} \quad (20)$$

主问题的目标函数包括基准场景下的机组运行费用、弃风费用以及负荷调控费用。约束条件包括基准场景下的功率平衡约束、系统备用约束、线路潮流约束以及频率安全约束, $g_{\text{cut}}(u_{i,t}, P_{i,t}, r_{j,t}, \rho_{k,t}) \leq 0$ 为可行性校验子问题所返回的Benders割约束。此外,还包括式(12)~(14)中的最小启停时间、机组出力及爬坡约束等。

3.2 不确定场景下的可行性校验子问题

通过求解问题式(20)可获得基准调度方案,校验其可行性即确保在不确定场景下存在可行的校正调度方案,以消除可能存在的违反安全约束的现象。由于场景数量庞大,逐个校验显然不具有可操作性。为此,本文提出了生成高风险场景集并对其校验的方法。

3.2.1 高风险场景集的生成

当实际场景偏离基准场景时,如果仍然采取基准调度方案,则系统将发生违反有关功率平衡、备用、线路潮流或调频功率等安全约束的现象。一般而言,该场景下违约程度越严重,通过校正调度消除不安全现象的难度越大,系统发生安全风险的可能

性越大,因此,可将此类场景称为高风险场景,并重点对其校正调度方案进行校验。

本文假设功率缺额 ΔP_0 不随实际场景的波动而变化。风电出力 $P_{w,j,t}^+$ 及负荷功率 $P_{l,k,t}^+$ 通过功率平衡约束方程式(10)来影响机组启停状态 $u_{i,t}$ 和发电机出力 $P_{i,t}$,改变机组最大调频功率,从而影响系统频率安全等约束方程。设基准场景调度问题式(20)的解为 $\hat{x}=(\hat{u}_{i,t}, \hat{P}_{i,t}, \hat{r}_{j,t}, \hat{\rho}_{k,t})$,则在场景 $(P_{w,j,t}, P_{l,k,t})$ 下,分别定义其线路潮流越限、功率失衡以及备用不足的风险指标($h_{1,t}, h_{2,t}$ 及 $h_{3,t}$)为:

$$h_{1,t} = \max \left\{ S_F [M_G \hat{P}_{G,t} + M_W (1-\hat{r}_{w,t}) P_{W,t} - M_L (1-\hat{\rho}_{l,t}) P_{L,t}] - \bar{P}_{\text{line}}, -S_F [M_G \hat{P}_{G,t} + M_W (1-\hat{r}_{w,t}) P_{W,t} - M_L (1-\hat{\rho}_{l,t}) P_{L,t}] - \bar{P}_{\text{line}}, 0 \right\} \quad (21)$$

$$h_{2,t} = \max \left\{ \sum_{i=1}^{N_g} \hat{u}_{i,t} \hat{P}_{i,t} + \sum_{j=1}^{N_w} (1-\hat{r}_{j,t}) P_{w,j,t} - \sum_{k=1}^{N_l} (1-\hat{\rho}_{k,t}) P_{l,k,t}, \sum_{k=1}^{N_l} (1-\hat{\rho}_{k,t}) P_{l,k,t} - \sum_{i=1}^{N_g} \hat{u}_{i,t} \hat{P}_{i,t} - \sum_{j=1}^{N_w} (1-\hat{r}_{j,t}) P_{w,j,t}, 0 \right\} \quad (22)$$

$$h_{3,t} = \max \left\{ 1.05 \sum_{k=1}^{N_l} (1-\hat{\rho}_{k,t}) P_{l,k,t} - \sum_{i=1}^{N_g} \hat{u}_{i,t} P_{i,\max} - \sum_{j=1}^{N_w} (1-\hat{r}_{j,t}) P_{w,j,t}, 0 \right\} \quad (23)$$

式中: $P_{W,t}, P_{L,t}$ 分别为 t 时段功率风电出力及负荷功率向量; $\hat{P}_{G,t}, \hat{r}_{w,t}$ 和 $\hat{\rho}_{l,t}$ 分别为基准场景下求出的 t 时段发电机出力、弃风率和减负荷率向量。风险指标 $h_{1,t}, h_{2,t}$ 及 $h_{3,t}$ 越大,表明该场景下违约程度越严重,因此生成高风险场景需要求解一系列风险最大化问题,这些问题可以表达为:

$$\begin{cases} \max_S h = q_1 h_{1,t} + q_2 h_{2,t} + q_3 h_{3,t} \\ \text{s.t.} \quad P_{w,j,t}^- \leq P_{w,j,t} \leq P_{w,j,t}^+ \\ \quad P_{l,k,t}^- \leq P_{l,k,t} \leq P_{l,k,t}^+ \end{cases} \quad (24)$$

式中: S 为风电及负荷波动生成的所有场景的集合; q_1, q_2, q_3 为0-1变量,其不同组合对应着不同的风险指标 h 。式(24)的解为高风险场景,不同 h 所求得的场景总和构成了高风险场景集 E 。

需要说明的是,大型电力系统线路众多,每条线路均可求出使其潮流越限量最大的高风险场景,为了减少 E 所包含的场景数量,可选取其中负载率较高的若干线路进行分析,即认为场景变化时重载线路的风险较大。

3.2.2 校正调度的可行性校验

为确保所得的基准调度方案的安全性,需要对高风险场景集 E 所包含的场景逐一进行可行性校验。下文以上标 e 表示场景 e 下的变量取值。对于场景 $e \in E$,其可行性校验子问题如式(25)所示,其中

$s_{1,t}^e, s_{2,t}^e, s_{5,t}^e$ 为松弛变量, $f_{\text{sum}}(\cdot)$ 表示求向量各元素的总和, 子问题中引入非负的松弛变量, 其作用在于当线路潮流、功率平衡、备用、频率安全等约束无法满足时, 以松弛变量暂缓这一现象, 确保子问题始终有解。 $\hat{\mathbf{x}}=(\hat{u}_{i,t}, \hat{P}_{i,t}, \hat{r}_{j,t}, \hat{\rho}_{k,t})$ 为主问题式(20)的决策变量, $\mathbf{x}_e=(u_{i,t}^e, P_{i,t}^e, r_{j,t}^e, \rho_{k,t}^e)$ 为 t 时段场景 e 对应的决策变量, \mathbf{x}_e 是在主问题解 $\hat{\mathbf{x}}$ 的基础上修正所得, 由于不考虑快速响应机组, 故同一时段内机组组合状态不随场景而变化, 即 $u_{i,t}^e=\hat{u}_{i,t}$ 。在子问题式(25)中, $\hat{\mathbf{x}}$ 为已知量, $\lambda_{1,i,t}^e-\lambda_{8,i,t}^e$ 为子问题中 $\hat{\mathbf{x}}$ 所对应约束方程的拉格朗日乘子, 它表示子问题获得最优解时, 约束方程的松弛量对目标函数值的灵敏度, 此处假设约束方程以 $g(\mathbf{x})\geq 0$ 的形式表示。

$$\begin{aligned}
 \min \quad & s_t^e = f_{\text{sum}}(s_{1,t}^e) + s_{2,t}^e + s_{3,t}^e + s_{4,t}^e + s_{5,t}^e \\
 \text{s.t.} \quad & S_F [M_G P_G^e + M_W (1-r_W^e) P_W^e - \\
 & \quad M_L (1-\rho_L^e) P_L^e] - s_{1,t}^e \leq \bar{P}_{\text{line}} \\
 & S_F [M_G P_G^e + M_W (1-r_W^e) P_W^e - \\
 & \quad M_L (1-\rho_L^e) P_L^e] + s_{1,t}^e \geq -\bar{P}_{\text{line}} \\
 & \sum_{i=1}^{N_g} P_{i,t}^e + \sum_{j=1}^{N_w} (1-r_{j,t}^e) P_{w,j,t}^e + s_{2,t}^e - s_{3,t}^e = \\
 & \quad \sum_{k=1}^{N_l} (1-\rho_{k,t}^e) P_{l,k,t}^e \\
 & \sum_{i=1}^{N_g} \hat{u}_{i,t} P_{i,\max} + \sum_{j=1}^{N_w} (1-r_{j,t}^e) P_{w,j,t}^e + s_{4,t}^e \geq \\
 & \quad 1.05 \sum_{k=1}^{N_l} (1-\rho_{k,t}^e) P_{l,k,t}^e \quad \lambda_{1,i,t}^e \\
 & \sum_{i=1}^{N_g} \Delta P_{r,i,t}^e - D \Delta f_{\text{cr}} + s_{5,t}^e \geq \Delta P_o \\
 & P_{i,t}^e \leq \hat{u}_{i,t} R_{i,u} + \hat{P}_{i,t} \quad \lambda_{2,i,t}^e \\
 & P_{i,t}^e \geq \hat{P}_{i,t} - \hat{u}_{i,t} R_{i,d} \quad \lambda_{3,i,t}^e \\
 & P_{i,t}^e \leq \hat{u}_{i,t} P_{i,\max} \quad \lambda_{4,i,t}^e \\
 & P_{i,t}^e \geq \hat{u}_{i,t} P_{i,\min} \quad \lambda_{5,i,t}^e \\
 & -\rho_{k,t}^e \leq -\hat{\rho}_{k,t} \quad \lambda_{6,k,t}^e \\
 & \Delta P_{r,i,t}^e \leq \hat{u}_{i,t} P_{i,\max} - P_{i,t}^e \quad \lambda_{7,i,t}^e \\
 & \Delta P_{r,i,t}^e \leq k_{G,i} - k_{G,i} (1-F_{H,i}) \left(1 - \sum_{i=1}^{N_g} \alpha_i \hat{u}_{i,t} \right) \quad \lambda_{8,i,t}^e \\
 & 0 \leq r_{j,t}^e \leq \bar{r}_j \\
 & 0 \leq \rho_{k,t}^e \leq \bar{\rho}_k \\
 & s_{1,t}^e, s_{2,t}^e, s_{3,t}^e, s_{4,t}^e, s_{5,t}^e \geq 0
 \end{aligned} \tag{25}$$

如果子问题式(25)的最优解 $\hat{s}_t^e \leq \varepsilon$, 其中 ε 为一小的正数, 则表示从主问题式(20)的解 $\hat{\mathbf{x}}$ 出发, 存在满足 t 时段场景 e 安全约束的校正方案, 即 $\hat{\mathbf{x}}$ 在场景 e 下具有可行性。如果 $\hat{s}_t^e > \varepsilon$, 则表示从 $\hat{\mathbf{x}}$ 出发, 在 t 时段不存在满足场景 e 安全约束的校正调度方案, 因

此需要对主问题决策变量进行修正, 子问题向主问题返回的可行性割 $g_{\text{cut}}(u_{i,t}, P_{i,t}, r_{j,t}, \rho_{k,t}) \leq 0$ 的具体表达式为:

$$\begin{aligned}
 \hat{s}_t^e + \sum_{i=1}^{N_g} (\lambda_{2,i,t}^e - \lambda_{3,i,t}^e) (P_{i,t} - \hat{P}_{i,t}) + \\
 \sum_{i=1}^{N_g} (\lambda_{1,i,t}^e P_{i,\max} + \lambda_{2,i,t}^e R_{i,u} + \\
 \lambda_{3,i,t}^e R_{i,d} + \lambda_{4,i,t}^e P_{i,\max} - \lambda_{5,i,t}^e P_{i,\min} + \\
 \lambda_{7,i,t}^e P_{i,\max}) (u_{i,t} - \hat{u}_{i,t}) + \\
 \sum_{i=1}^{N_g} \lambda_{8,i,t}^e k_{G,i} (1-F_{H,i}) \left[\sum_{i=1}^{N_g} \alpha_i (u_{i,t} - \hat{u}_{i,t}) \right] - \\
 \lambda_{6,k,t}^e (\rho_{k,t} - \hat{\rho}_{k,t}) \leq 0 \tag{26}
 \end{aligned}$$

可行性割为主问题决策变量的修正提供了方向。以发电机出力 $\hat{P}_{i,t}$ 为例, 其所在约束不等式对应的乘子分别为 $\lambda_{2,i,t}^e$ 和 $\lambda_{3,i,t}^e$, 同时注意到约束方程中 $\hat{P}_{i,t}$ 的系数, 故发电机功率增加量 $P_{i,t} - \hat{P}_{i,t}$ 对子问题式(25)解 \hat{s}_t^e 的影响为 $(\lambda_{2,i,t}^e - \lambda_{3,i,t}^e)(P_{i,t} - \hat{P}_{i,t})$ 。类似地, 可以写出 $\hat{u}_{i,t}$ 、 $\hat{\rho}_{k,t}$ 等的变化对 \hat{s}_t^e 的影响。决策变量 $\hat{\mathbf{x}}$ 的修正应该使子问题的解朝着 $\hat{s}_t^e=0$ 的方向调整, 将式(26)代入主问题式(20)中重新求解, 得出新的基准调度方案 $\hat{\mathbf{x}}$ 。这样, 主问题和子问题交替迭代求解, 直至 $\hat{\mathbf{x}}$ 在所有高风险场景下均具有可行性为止。

求解区间优化调度问题的流程如图3所示。图中: N_e 为 E 包含的高风险场景总数; k_e 为可行性校验的次数。

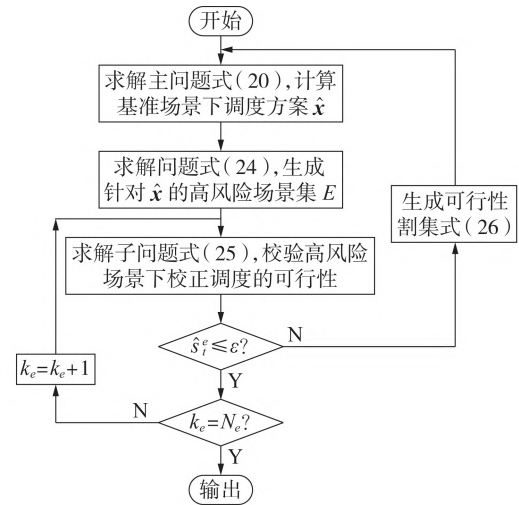


图3 求解区间优化调度问题流程图

Fig.3 Flowchart of solving interval optimal dispatching problem

4 算例

为了验证所提区间优化调度方法的有效性, 对修改后的10机39节点算例系统进行了仿真计算。算例系统结构如附录B图B1所示, 发电机运行费用、启停成本、爬坡功率、极限功率、最小运行或停机

时间等参数如附录B表B1所示,调速器参数如附录B表B2所示,线路传输功率上限见附录B表B3。为研究风电不确定性对调度方案的影响,将节点32、33和35处的同步发电机替换为3个风电场 W_1 、 W_2 和 W_3 ,未来24 h风电出力和负荷功率预测曲线分别如附录C图C1、C2所示,设风电出力预测误差波动区间均为 $[-15\%, 15\%]$,负荷功率预测误差的波动区间为 $[-10\%, 10\%]$ 。

4.1 区间优化调度方案分析

考虑到在极端场景下,为了功率平衡可能需要少量弃风。而在负荷高峰时段,削减部分需求响应负荷也是一种较为常用的调控措施,故系统设置了弃风率和减负荷率。取弃风率上限 \bar{r}_f 为0.3,减负荷率上限 \bar{p}_k 为0.3, c_w 为105 \$/MW, c_l 为185 \$/MW, $f_{cr}=49.5$ Hz。设预想故障为负荷突增500 MW,使用GAMS24.7软件对系统调度方案进行了计算。

针对实际场景的调度方案由基准方案和校正方案两部分构成,实际场景具有不确定性,其对应的校正方案也各不相同。基准方案下发电机出力如附录D图D1所示,在基准场景下系统没有弃风及减负荷操作,基准方案的总运行费用为\$1412644。

为了验证调度方案的频率安全性,以基准方案为例,假设14:00—15:00时段负荷突增500 MW,对系统频率响应进行了计算,其频率响应曲线如图4所示,频率最低值为49.542 Hz,满足频率安全约束要求。为了观察频率安全约束对调度方案的影响,在不考虑频率安全约束的条件下对区间优化调度方案重新进行了计算,此时运行费用为\$1410949,与考虑频率安全约束的调度方案相比,降低了0.12%。由图4可见,此时频率响应曲线的最低值为49.368 Hz,低于 f_{cr} 。由此可见,频率安全约束有效地保障了调度方案下系统的频率安全。

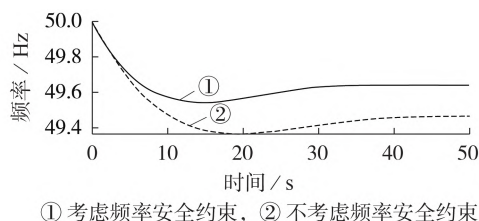


图4 预想故障下不同调度方案的频率响应曲线对比

Fig.4 Comparison of frequency response curves between different dispatching schemes under expected fault

图5给出了考虑、不考虑频率安全约束时发电机 G_7 和 G_{10} 的出力。

由图5可以看到,在不考虑频率安全约束的情况下,在13:00—14:00的负荷高峰时段 G_7 处于满发状态,而 G_{10} 则留有一定余量,这是由于 G_7 发电成本相对较低,其满发有利于降低系统运行成本。但在

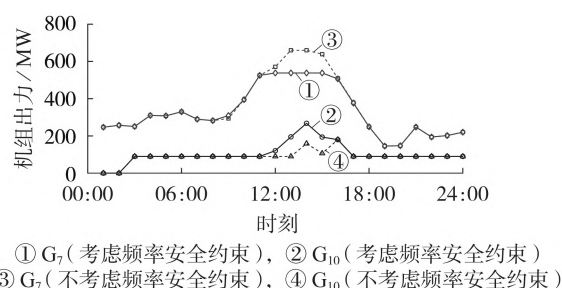


图5 考虑、不考虑频率安全约束时 G_7 和 G_{10} 的出力

Fig.5 Power generations of G_7 and G_{10} with and without considering frequency security constraint

考虑频率安全约束时,计算表明, G_{10} 能够提供的调频功率受 $\Delta P_{m,i,t}$ 制约,约为64.7 MW。若 G_7 仍然满发,其调频功率为0。在考虑频率安全约束的条件下,调度方案将 G_7 的发电量减小了121.9 MW,使其在故障时可以提供一定的调频功率。此时,尽管 G_{10} 出力有所增加,但其调频功率仍等于 $\Delta P_{m,i,t}$,故系统总调频功率有所提升。但为了满足频率安全约束,系统运行成本也略有增加。

为了验证基准方案在各种不确定性场景下校正调度的可行性,以一种小概率极端场景 $S_1=(P_{w,j,t}^-, P_{l,k,t}^+)$ 为例进行了计算。与基准场景相比,在13:00—14:00时段存在741 MW的功率缺额,为了平衡功率,考虑发电机增发或减负荷2种措施。但由于从基准方案出发,发电机出力的修正量受到爬坡功率和调频备用的制约,其调节范围难以满足极端场景 S_1 下的需要,故系统采取了减负荷操作,此时运行费用增加到\$3091343,负荷功率削减量如图6所示。

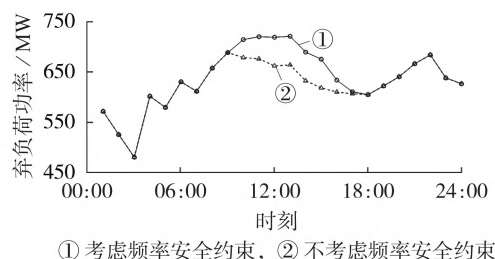


图6 场景 S_1 下的负荷削减量

Fig.6 Load shedding amount in Scenario S_1

由图6可见,在不考虑频率安全约束的情况下,负荷削减量会有一定的减少。需要说明的是,上述减负荷措施是针对小概率的极端场景。此时,如果不采用减负荷措施,则需要在系统中加装更多的同步发电机以满足极端场景下的调峰和调频需求,这将会大幅降低系统运行的经济性。

4.2 风电占比及误差波动范围对调度方案的影响

为了研究风电占比对调度方案的影响,将节点33处的风电场 W_2 替换为1台容量为800 MW的同步发电机,此时风电占比由38.15%降低至26.10%,对

区间优化调度方案进行了计算。结果表明,此时系统运行费用增加了15.5%,达到\$1 631 627,这主要是由于同步发电机承担了更多的负荷,故运行成本有较大增加。

假定13:00—14:00时段负荷突增500 MW,对不同风电占比下的频率响应曲线进行了计算,结果如附录D图D2所示。可以看到,由于调度方案考虑了频率安全约束,故不同占比下均能够满足频率安全要求。当风电占比为26.10%时,系统惯量有所增大,故频率的初始变化率有所减小,且频率最低值略大。

为了分析风电预测误差波动范围的大小对调度方案的影响,分别设误差波动范围为 $\pm 13\%$ 、 $\pm 15\%$ 、 $\pm 17\%$ 、 $\pm 19\%$,对系统区间优化调度方案的系统运行成本进行计算,表1给出了不同误差波动范围下调度方案的系统运行成本对比。可以看到,随着预测误差波动范围的加大,基准场景下系统运行成本变化较小,但极端场景 S_1 下系统运行成本显著增长。当误差波动范围由 $\pm 13\%$ 增大至 $\pm 19\%$ 时,极端场景 S_1 下系统运行成本增加了13.26%。

表1 不同预测误差波动范围下调度方案的系统运行成本

Table 1 Operation costs of dispatching schemes under different fluctuation ranges of prediction error

误差范围	系统运行成本 / \$		误差范围	系统运行成本 / \$	
	基准场景	场景 S_1		基准场景	场景 S_1
$\pm 13\%$	1412632	2960530	$\pm 17\%$	1412656	3222156
$\pm 15\%$	1412644	3091343	$\pm 19\%$	1412669	3352961

4.3 区间优化法与其他方法的对比

为了评估区间优化方法的性能,将其与场景法和CCP方法进行了对比。由于场景法和CCP方法需要知道不确定参数的概率分布,故假设风电及负荷功率预测误差在给定的波动区间内服从高斯分布。

对于场景法,采用拉丁超立方抽样方法并应用同步回代消除法进行场景缩减,生成100个典型场景,构成场景集 A 。以上标 s 表示场景 s 下的变量取值。设每个场景发生的概率为 p_s ,以 N_s 个场景运行费用的期望值最小为目标函数,考虑每个场景下功率平衡、线路潮流、频率安全、备用等约束,求解以下的优化问题:

$$\min F = \sum_{s=1}^{N_s} p_s \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_i} \left(f_i(P_{i,t}^s) + d_{on,i,t} C_{SU,i} + d_{off,i,t} C_{SD,i} \right) + \sum_{s=1}^{N_s} p_s \sum_{t=1}^T \left(\sum_{j=1}^{N_w} c_w r_{j,t}^s P_{w,j,t}^s + \sum_{k=1}^{N_l} c_l \rho_{k,t}^s P_{l,k,t}^s \right) \quad (27)$$

场景法与区间优化方法的对比见表2。由表可知,场景法所得运行费用的期望值为\$1 374 366,低于区间优化方法中基准场景及极端场景 S_1 所需的运行费用。需要指出的是,场景法的优化结果受到场景数量和场景代表性的影响,在生成场景集 A 时,一些小概率、高风险的场景有可能被遗漏,从而影响

调度方案的安全性。而区间优化法通过不同的风险指标,筛选出高风险场景集 E ,以确保调度方案的安全性,但由于需要兼顾极端场景,故其相对保守。

表2 区间优化方法与场景法、CCP方法的对比

Table 2 Comparison among interval optimization method, scenario-based method and CCP method

指标	场景法	CCP方法	区间优化方法	
			基准场景	场景 S_1
运行费用 / \$	1374366	1368587	1412644	3091343
计算时间 / s	80.71	3.02	19.24	—

由表2还可以看到,场景法计算时间为80.71 s,远大于区间优化方法所需的19.24 s,这是由于区间优化方法只需要对高风险场景集 E 进行分析,而场景法需要对场景集 A 中的所有场景进行分析,故区间优化方法计算量较小,具有较快的计算速度。

对于CCP方法,优化调度问题数学模型为:

$$\left\{ \begin{array}{l} \min F = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{N_i} \left(f_i(P_{i,t}) + d_{on,i,t} C_{SU,i} + d_{off,i,t} C_{SD,i} \right) \times \right. \\ \quad \left. \sum_{j=1}^{N_w} c_w r_{j,t} \bar{P}_{w,j,t} + \sum_{k=1}^{N_l} c_l \rho_{k,t} \bar{P}_{l,k,t} \right] \\ \text{s.t.} \quad \sum_{i=1}^{N_i} u_{i,t} P_{i,t} + \sum_{j=1}^{N_w} (1-r_{j,t}) \bar{P}_{w,j,t} = \sum_{k=1}^{N_l} (1-\rho_{k,t}) \bar{P}_{l,k,t} \\ P_i \left\{ \sum_{i=1}^{N_i} u_{i,t} P_{i,\max} + \sum_{j=1}^{N_w} (1-r_{j,t}) P_{w,j,t} \geq \right. \\ \quad \left. 1.05 \sum_{k=1}^{N_l} (1-\rho_{k,t}) P_{l,k,t} \right\} \geq \alpha \\ P_i \left\{ -\bar{P}_{\text{line}} \leq S_F (M_G P_G + M_W P_{W,f} - M_L P_{L,f}) \leq \bar{P}_{\text{line}} \right\} \geq \alpha \end{array} \right. \quad (28)$$

式中: $\bar{P}_{w,j,t}$ 、 $\bar{P}_{l,k,t}$ 分别为风电出力和负荷功率的期望值; $P_i\{\cdot\}$ 为求概率函数。式(28)中的目标函数为期望场景下的经济代价,约束条件中备用及线路潮流不等式含有不确定参量,因而具有概率特性,式(28)中要求约束不等式成立的置信度不小于 α ,本文取 $\alpha=98\%$ 。根据 $P_{w,j,t}$ 、 $P_{l,k,t}$ 的概率分布可以将概率不等式转化为确定性不等式求解,从而得出CCP方法下的调度方案。CCP方法的计算结果如表2所示,可以看到,CCP方法所得调度方案的经济代价为\$1 368 587,低于场景法和区间优化方法,而且CCP方法所需的计算时间最短,这是由于CCP方法的计算精度最高,且只需要1次优化计算,但在不确定参量概率分布未知的条件下,无法使用该方法。

5 结论

本文提出了一种计及源荷不确定性及频率安全的区间优化调度方法。在源荷预测误差波动区间的基础上,建立了计及频率安全的区间优化调度问题

数学模型。为克服非线性频率安全约束导致的优化问题求解困难,通过近似化简将频率安全约束转换为线性约束。基于Benders分解方法,将区间优化问题原问题分解为基准场景下的主问题和不确定场景下校正调度的可行性校验子问题,根据违约程度筛选出高风险场景,减少了需考虑的场景数量。对修改后的10机39节点系统的仿真计算表明区间优化方法在确保调度方案安全性的同时有效地提高了计算效率。

需要指出,本文在对频率安全约束方程进行化简时,所采用方法具有一定的保守性,而且没有考虑风电的调频作用。如何减少模型的保守性,建立更为精细的模型,并针对大规模电力系统对算法进行考核是未来需要进一步研究的问题。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 卓振宇,张宁,谢小荣,等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J]. 电力系统自动化,2021,45(9):171-191.
ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, XIE Xiaorong, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 171-191.
- [2] 张子扬,张宁,杜尔顺,等. 双高电力系统频率安全问题评述及其应对措施[J]. 中国电机工程学报,2022,42(1):1-24.
ZHANG Ziyang, ZHANG Ning, DU Ershun, et al. Review and countermeasures on frequency security issues of power systems with high shares of renewables and power electronics[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 1-24.
- [3] 文云峰,杨伟峰,林晓煌. 低惯量电力系统频率稳定分析与控制研究综述及展望[J]. 电力自动化设备,2020,40(9):211-222.
WEN Yunfeng, YANG Weifeng, LIN Xiaohuang. Review and prospect of frequency stability analysis and control of low-inertia power systems[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 211-222.
- [4] 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.
- [5] LI Yang, YANG Zhen, LI Guoqing, 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.
- [6] 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.
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.
- [7] 张尚,顾雪平,王涛. 基于分布鲁棒优化的含风电系统静态安全校正控制方法[J]. 电力自动化设备,2019,39(2):58-64.
ZHANG Shang, GU Xueping, WANG Tao. Static security corrective control method of wind power-integrated system based on distributional robust optimization[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(2): 58-64.
- [8] WU L, SHAHIDEHPOUR M, LI Z. Comparison of scenario-based and interval optimization approaches to stochastic SCUC[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 913-921.
- [9] WANG Yang, XIA Qing, KANG Chongqing. Unit commitment with volatile node injections by using interval optimization[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(3): 1705-1713.
- [10] 张程铭,柳璐,程浩忠,等. 考虑频率安全的电力系统规划与运行优化研究综述与展望[J]. 电网技术,2022,46(1):250-265.
ZHANG Chengming, LIU Lu, CHENG Haozhong, et al. Review and prospects of planning and operation optimization for electrical power systems considering frequency security[J]. Power System Technology, 2022, 46(1): 250-265.
- [11] AHMADI H, GHASEMI H. Security-constrained unit commitment with linearized system frequency limit constraints[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(4): 1536-1545.
- [12] 吉静,郝丽丽,王昊昊,等. 大规模风电参与一次调频下基于机组快速启动能力的日内滚动调度[J]. 电力自动化设备,2020,40(5):121-130.
JI Jing, HAO Lili, WANG Haohao, et al. Intra-day rolling dispatch considering large-scale wind power participating in primary frequency regulation based on unit fast start-up capability[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(5): 121-130.
- [13] KR PAN M, KUZLE I. Introducing low-order system frequency response modelling of a future power system with high penetration of wind power plants with frequency support capabilities[J]. IET Renewable Power Generation, 2018, 12(13): 1453-1461.
- [14] 林恒先,侯凯元,陈磊,等. 高比例风电电力系统考虑频率安全约束的机组组合[J]. 电网技术,2021,45(1):1-13.
LIN Hengxian, HOU Kaiyuan, CHEN Lei, et al. Unit commitment of power system with high proportion of wind power considering frequency safety constraints[J]. Power System Technology, 2021, 45(1): 1-13.
- [15] 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.
- [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] WANG Jianhui, SHAHIDEHPOUR M, LI Zuyi. Security-constrained unit commitment with volatile wind power generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(3): 1319-1326.

作者简介:



宋晓芳

宋晓芳(1980—),女,教授级高级工程师,硕士,主要研究方向为电力系统运行分析与控制(E-mail: songxiaofang@sgepri.sgcc.com.cn);

周海强(1971—),男,教授,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统稳定与控制(E-mail: js.hq@163.com);

薛峰(1971—),男,教授级高级工程师,主要研究方向为大电网稳定控制、电力系统自动化、电力系统智能终端安全(E-mail: xue-feng@sgepri.sgcc.com.cn)。

(编辑 李莉)

Interval optimal dispatching method of power system considering source-load uncertainty and frequency security

SONG Xiaofang^{1,2}, ZHOU Haiqiang³, XUE Feng^{1,2}, GAO Chao³, ZHAO Chunzhu³, YAN Yunsong^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Smart Grid Protection and Control, Nanjing 211106, China;

2. NARI Technology Co., Ltd., Nanjing 211106, China;

3. College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 210098, China)

Abstract: An interval optimal dispatching method of power system considering source-load uncertainty and frequency security is proposed. Firstly, the dynamic frequency characteristic of system is analyzed, and the nonlinear frequency security constraint is approximately simplified to linear constraint. Then, based on considering the interval uncertainty of source-load prediction error, the mathematical model of the optimal dispatching problem of power system considering frequency security constraint is established. The interval optimization problem is decomposed into the master problem in the baseline scenario and the feasibility check subproblem for correction dispatching in uncertain scenarios and then solved based on the Benders decomposition method. In order to reduce the amounts of scenarios to be studied, a few high-risk scenarios are screened out according to the extent that the constraints of power balance, reserve and transmitted power of line are violated, and the feasibility of the dispatching scheme in the high-risk scenarios is checked. Finally, the proposed method is applied in the 10-generator 39-bus system integrated with wind generations. The simulative results show that the interval optimal dispatching method can guarantee the power system security in uncertain scenarios. Compared with the scenario-based method, the computational efficiency is significantly improved, and the computational tasks are reduced largely.

Key words: electric power systems; uncertainty; frequency security; interval optimization; Benders decomposition; high-risk scenario set