

计及 $N-k$ 网络安全约束的二阶段鲁棒机组组合

翟鹤峰¹, 赵利刚¹, 戴仲覆¹, 杨诚¹, 陈雁¹, 张玉敏²

(1. 南方电网科学研究院, 广东 广州 510663;

2. 电网智能化调度与控制教育部重点实验室(山东大学), 山东 济南 250061)

摘要:为提高调度决策的安全性以增强其应对偶发线路故障扰动的能力,文中提出一种计及 $N-k$ 网络安全约束的二阶段鲁棒机组组合模型。首先,介绍了2种当前研究中采用的 $N-k$ 不确定集合,并对集合特点进行了阐述;其次,基于2种 $N-k$ 不确定集合,构建了一般形式的二阶段鲁棒机组组合模型。其中,第一阶段为线路故障前的机组启停决策;第二阶段为观测到线路故障最坏情况下的经济调度决策。所提模型可采用列与约束生成(C&CG)算法将第一阶段、第二阶段问题分别对应转化为主问题与子问题进行迭代求解,并且运用对偶原理和线性化技术,可将主问题与子问题均转化为混合整数线性规划(MILP)模型。最后,通过对IEEE 14节点及IEEE 118节点系统的测试分析,验证了所提模型的有效性。

关键词:机组组合; $N-k$ 安全准则;不确定集合;鲁棒优化;列与约束生成(C&CG)算法

中图分类号: TM732

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2019)02-0075-11

0 引言

可靠性是电力系统运行考虑的首要问题,偶发的机组、线路故障可能会造成电力大量短缺,严重的甚至会造成大面积停电^[1-3]。因此,系统运行中常采用 $N-1$ 与 $N-2$ 安全准则进行发电计划的校验^[4]。近年来,随着电力系统中由多个元件故障而造成的停电事件的频繁发生,诸多学者已将安全准则推广至考虑 k 个元件故障的 $N-k$ 安全准则,并已在电力系统的风险评估^[5]、关键线路识别^[6]、线路故障评估^[7]及分析^[8]等研究中获得应用。

电力调度是通过优化机组启停^[9-11]以及机组出力^[12]制定发电计划,从而实现系统的经济运行。然而,由于偶发故障的发生,往往使得预先制定的发电计划难以较好地应用于实际运行。因此,在制定调度决策时,有必要计及机组、线路等偶发故障,从而提高调度决策应对偶发扰动的能力。

当前,已有研究对该问题进行了探索。例如:文献[13]首次采用鲁棒优化方法构建了计及机组 $N-k$ 故障的机组组合模型,但采用单母线模型不能有效计及线路传输容量约束。另外,考虑到大容量机组发生故障的概率较小,文献[14]引入 α_{cut} 准则以计及机组的故障概率信息。此外,文献[15]同时计及机组 $N-k$ 故障与负荷不确定性,构建二阶段鲁棒机组组合模型。然而,文献[14]与文献[15]中方法

的缺点在于建模时均假设机组故障后可正常出力,显然与实际不符。上述计及 $N-k$ 故障的机组组合方法均采用多时段独立的不确定集合,因此,随调度问题时间周期的变长,将会面临维数灾问题。不同于上述集合,文献[16]采用与时间无关的 $N-k$ 不确定集合构建机组组合模型,从而可有效提高模型的解算效率。然而,该模型并未解决机组启停状态与故障状态间的关联关系,因而会存在无解的情况。此外,文献[17]提出了一种 $N-k-\varepsilon$ 安全准则,其中, ε 表示系统所允许的失负荷比例,并进一步基于该准则构建了相应的机组组合模型。

基于上述研究,考虑到机组发生故障的概率通常较小,而输电线路跨度较长,且暴露于外部环境,易受多种因素影响而发生故障^[18]。文中提出了一种考虑 $N-k$ 网络安全约束的二阶段鲁棒机组组合方法。该方法依据二阶段鲁棒优化方法建模思想,构建了一般形式的可计及两类不确定集合的机组组合模型,并且基于列与约束生成(column and constraint generation, C&CG)算法^[19],给出了模型的转化求解方法。最后,通过对IEEE测试系统的测算对模型的有效性进行了分析验证。

1 $N-k$ 安全准则不确定集合

文献[20]对鲁棒调度中常用的不确定集合进行了综述,却并未对反应偶发性扰动的 $N-k$ 不确定集合进行分类,因此文中将该类不确定集合进行概括并分为2种,即多时段独立的不确定集和与时间无关的不确定集。

收稿日期:2018-12-03;修回日期:2018-12-30

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51007047);中国南方电网有限责任公司科技项目(ZBKJXM20180061)

1.1 多时段独立的不确定集合

该类不确定集合的特点在于各时段间线路故障与否相互独立,与之前时段故障与否无关联,且不计及各条线路故障之间的关联性,在鲁棒优化方法中最早由文献[13]采用,可表示为:

$$Z_1 = \left\{ \sum_{i=1}^L (1 - z_{ij,t}) \leq k, \forall t \in T, z_{ij,t} \in \{0,1\} \right\} \quad (1)$$

式中: L 为线路集合; T 为时间集合; k 为故障线路数目; $z_{ij,t}$ 为表征线路 (i, j) 在时段 t 故障与否的 $\{0,1\}$ 变量,故障则为0,反之则为1。

由式(1)知,对包含 N 条线路、 T 个时间段的机组组合问题而言,将存在 $\left(\sum_{k=1}^K C_N^k\right)^T$ 种可能的故障组合方式。随系统规模的增大或调度周期的变长,该数值将会变大,容易面临维数灾问题。此外,该集合考虑的故障组合方式较多,因此用于电力系统的调度决策时,所得到的结果也是极为保守的。

1.2 与时间无关的不确定集合

该类不确定集合的特点在于不计及线路故障发生的时间,即描述线路故障与否的状态变量不随时间变化而变化,在鲁棒优化方法的机组组合问题中最早由文献[16]提出,可表示为:

$$Z_2 = \left\{ \sum_{i=1}^L (1 - z_{ij}) \leq k, z_{ij} \in \{0,1\} \right\} \quad (2)$$

式中: z_{ij} 为表征线路 (i, j) 故障与否的 $\{0,1\}$ 变量,故障则为0,反之则为1。

由式(2)知,对包含 N 条线路的机组组合问题而言,将会有 $\sum_{k=1}^K C_N^k$ 种可能的故障组合方式。因此,随着系统中线路数量的增长,该集合包含的故障组合将会增多,从而会影响计算效率,但与第一种集合相比,由于该集合描述的故障组合数量大大减少,因而用于调度时所得决策结果的保守度较轻。

2 二阶段鲁棒机组组合模型

本节针对上节所述2种 $N-k$ 安全准则不确定集合,基于二阶段鲁棒优化方法构建了一般形式的机组组合模型。其中,第一阶段为线路故障前的机组启停决策问题,主要是优化机组的启停状态;第二阶段为线路发生故障最坏情况下的经济调度决策问题,主要是优化线路故障后的机组出力水平。

2.1 目标函数

文中构建的机组组合模型的目标函数由机组

启停成本、机组发电出力成本以及失负荷惩罚成本组成,可表示为:

$$\min_{u_{g,t}, y_{g,t}, v_{g,t}} \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G S_g^D v_{g,t} + S_g^T y_{g,t} + \max_{z \in Z} Q(u, z) \quad (3)$$

式中: G 为机组集合; $u_{g,t}$ 为表征机组 g 时段 t 开、停机状态的 $\{0,1\}$ 变量,开机为1,反之则为0; $y_{g,t}$ 为表征机组开机与否的 $\{0,1\}$ 变量,若机组时段 t 开机则为1,反之则为0; $v_{g,t}$ 为表征机组停机与否的 $\{0,1\}$ 变量,若机组时段 t 停机则为1,反之则为0; S_g^T 与 S_g^D 分别为机组 g 的单机开、停机成本, Z 为上节所述的2种 $N-k$ 安全准则不确定集。

此外,式(3)中 $Q(u, z)$ 为线路故障最坏情况发生后最小化的机组发电出力成本与失负荷惩罚成本^[21]之和,可表示为:

$$Q(u, z) = \min \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G \sum_{r=1}^R \lambda_{g,t}^r C_g^r + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I C_{\text{VOLL}} \Delta d_{i,t} \quad (4)$$

式中: R 为插值线性化机组成本曲线时选取的插值点数; C_g^r 为线性化机组成本曲线时对应机组出力为 P_g^r 的插值点对应的发电成本,通常采用二次函数形式 $C_g^r = a_g (P_g^r)^2 + b_g (P_g^r) + c_g$ 表示,其中 a_g, b_g, c_g 分别为机组 g 的二次发电成本系数项; $\lambda_{g,t}^r$ 为插值点 (P_g^r, C_g^r) 对应的系数变量; C_{VOLL} 为失负荷惩罚成本系数; $\Delta d_{i,t}$ 为节点 i 在时段 t 的不平衡功率。

2.2 约束条件

(1) 机组开停机状态约束。

$$\begin{cases} y_{g,t} - v_{g,t} = u_{g,t} - u_{g,t-1} & \forall g \in G, t \in T \\ y_{g,t} + v_{g,t} \leq 1 & \forall g \in G, t \in T \end{cases} \quad (5)$$

上式为表征机组启、停状态与开、停机状态之间的关联关系约束,并且同一时段内一台机组不可能同时启、停。

(2) 机组最小开停机时间约束^[5,22]。

$$\begin{cases} (u_{g,t-1} - u_{g,t})(T_{g,t}^{\text{on}} - T_g^{\text{U}}) \geq 0 & \forall g \in G, t \in T \\ (u_{g,t} - u_{g,t-1})(T_{g,t}^{\text{off}} - T_g^{\text{D}}) \geq 0 & \forall g \in G, t \in T \end{cases} \quad (6)$$

式中: $T_g^{\text{U}}, T_g^{\text{D}}$ 分别为机组 g 的最小开机与最小停机时间; $T_{g,t}^{\text{on}}, T_{g,t}^{\text{off}}$ 分别为机组 g 在时段 t 的持续开机、停机时间变量。

(3) 插值线性化发电成本引入约束。机组发电成本通常表示为二次函数形式,因此为减轻模型求解难度将其采用插值线性化方法^[22]线性近似表示。

$$\begin{cases} \sum_{r=1}^R \lambda_{g,t}^r P_g^r = P_{g,t} & \forall g \in G, t \in T \\ \sum_{r=1}^R \lambda_{g,t}^r = u_{g,t} & \forall g \in G, t \in T \end{cases} \quad (7)$$

式中: $P_{g,t}$ 为机组 g 在时段 t 的发电出力值。

(4) 机组出力范围约束。

$$P_g^{\min} u_{g,t} \leq P_{g,t} \leq P_g^{\max} u_{g,t} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (8)$$

式中: P_g^{\min}, P_g^{\max} 分别为机组 g 的最小、最大出力。该约束表征了机组出力要在其最大、最小出力范围内进行调整。

(5) 机组向上、向下爬坡速率约束。

$$\begin{cases} P_{g,t} \leq P_{g,t-1} + R_g^U u_{g,t-1} + R_g^{ST} y_{g,t} + P_g^{\max} (1 - u_{g,t}) \\ P_{g,t-1} - P_{g,t} \leq R_g^D u_{g,t} + R_g^{SD} v_{g,t} + P_g^{\max} (1 - u_{g,t-1}) \\ \forall g \in G, t \in T \end{cases} \quad (9)$$

式中: R_g^U, R_g^D 分别为机组 g 运行中向上、向下的爬坡速率; R_g^{ST}, R_g^{SD} 分别为机组 g 启停时向上、向下的爬坡速率。

(6) 线路传输容量约束。

$$\begin{cases} (\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) / x_{ij} - f_{ij}^t + (1 - z)M \geq 0 \\ (\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) / x_{ij} - f_{ij}^t - (1 - z)M \leq 0 \\ (i, j) \in L, t \in T \end{cases} \quad (10)$$

$$z f_{ij}^{\min} \leq f_{ij}^t \leq z f_{ij}^{\max} \quad \forall (i, j) \in L, t \in T \quad (11)$$

式中: $\theta_{i,t}$ 为节点 i 在时段 t 的相角; x_{ij} 为线路 (i, j) 的电抗; f_{ij}^t 为线路 (i, j) 在时段 t 传输的有功功率值; f_{ij}^{\max} 与 f_{ij}^{\min} 分别为线路 (i, j) 有功传输功率的上、下限值; z 为表征线路故障与否的不确定 $\{0, 1\}$ 变量, 可在第 1 节所述 2 种不确定集合内取值; M 为足够大的常数, 主要是为了使约束式 (10) 仅对未发生故障的线路起作用。其中: 式 (10) 为线路功率传输方程; 式 (11) 为线路的最大、最小传输容量限制约束。

(7) 节点相角上下限约束。

$$\theta_i^{\min} \leq \theta_{i,t} \leq \theta_i^{\max} \quad \forall i \in I, t \in T \quad (12)$$

式中: θ_i^{\min} 与 θ_i^{\max} 分别为节点 i 相角的上、下限值。

(8) 节点功率平衡约束。

$$\begin{cases} -\Delta d_{i,t} \leq \sum_{j \in L(\cdot, i)} f_{ji}^t - \sum_{j \in L(i, \cdot)} f_{ij}^t + \sum_{g \in G_i} P_{g,t} - D_{i,t} \\ D_{i,t} \leq \Delta d_{i,t} \\ \Delta d_{i,t} \geq 0 \quad \forall i \in I, t \in T \end{cases} \quad (13)$$

式中: $D_{i,t}$ 为节点 i 在时段 t 的负荷量; $j \in L(\cdot, i)$ 表示与节点 i 相连且末端节点为 i 的线路构成的集合; $j \in L(i, \cdot)$ 表示与节点 i 相连且始端节点为 i 的线路构成的集合。

式 (13) 为节点的功率平衡方程, 由于计及 $N-k$ 线路安全约束后, 会产生节点负荷无法满足的情况, 因此引入节点不平衡功率 $\Delta d_{i,t}$ 。

3 模型转化与求解

由于上节构建的二阶段鲁棒机组组合模型具有 min-max-min 结构, 因而无法像单层确定性问题一样直接求解^[13-16]。对此, 文献 [24] 基于线性决策准则将二阶段机组组合问题转化为单阶段优化进行求解。但文中考虑的故障为离散变量, 因此难以采用相同的方法进行转化。

对此, 针对不确定集合为离散变量的情况, 有学者提出采用 Benders 算法及割平面算法对此类调度问题进行求解^[17], 但收敛性较差。为此, 文献 [19] 提出了 C&CG 算法, 可通过将上述二阶段问题中内、外层问题分别对应转化为主问题与子问题的形式进行迭代求解, 且由于每次返回主问题的为子问题的最优解而使得该算法达到收敛所需的迭代次数较少, 收敛速度较快, 因此文中将介绍采用该算法对模型进行转化求解的方法和流程。

3.1 主问题

主问题对应第一阶段机组组合决策问题, 是在线路故障前安排机组的开停机顺序, 可以表示为:

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G C_{g,t}^{ST} + C_{g,t}^{SD} + \chi \quad (14)$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} \chi \geq \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G \sum_{r=1}^R \lambda_{g,t}^r C_g^r + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I C_{\text{VOLL}} \Delta d_{i,t} \\ \text{式(5)一 式(6)} \end{cases} \quad (15)$$

式中: χ 为引入的辅助变量, 表征第二阶段问题对应的目标函数值。

易知, 由于采用了插值线性化方法线性近似表示机组的发电成本, 上述主问题即为混合整数线性规划 (mixed integer linear programming, MILP) 问题, 可以通过商用求解器, 如 CPLEX、Gurobi 等进行有效求解。

3.2 子问题

子问题对应第二阶段线路故障发生后的经济再调度问题, 是在观测到线路故障最坏情况下合理安排机组出力并减少失负荷量, 从而保证系统运行的经济性, 可表示为:

$$\max_{z \in Z} Q(u, z) = \max \min \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G \sum_{r=1}^R \lambda_{g,t}^r C_g^r + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I C_{\text{VOLL}} \Delta d_{i,t} \quad (16)$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} \text{式(7)一 式(13)} \\ \text{式(1) 或式(2)} \end{cases} \quad (17)$$

由于上述子问题具有 max-min 两层结构, 因而无法直接进行求解。为此, 文中采用对偶理论将内

层 min 问题转化为其对偶问题对应的 max 问题,并与外层 max 问题合并求解。转化后可表示为:

$$\begin{aligned} \max W = & \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G \gamma_{g,t}^+ P_g^{\min} u_{g,t} - \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G \gamma_{g,t}^- P_g^{\max} u_{g,t} - \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \kappa_{ij,t}^+ (1-z) M - \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \kappa_{ij,t}^- (1-z) M + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \delta_{ij,t}^+ f_{ij}^{\min} z - \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \delta_{ij,t}^- f_{ij}^{\max} z + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \eta_{i,t}^+ \theta_i^{\min} - \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \eta_{i,t}^- \theta_i^{\max} - \\ & \sum_{l=1}^T \sum_{g=1}^G \zeta_{g,t}^+ [R_g^U u_{g,t-1} + R_g^{ST} y_{g,t} + P_g^{\max} (1 - u_{g,t})] - \\ & \sum_{l=1}^T \sum_{g=1}^G \zeta_{g,t}^- [R_g^D u_{g,t} + R_g^{SD} v_{g,t} + P_g^{\max} (1 - u_{g,t-1})] + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \pi_{i,t}^+ D_{i,t} - \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \pi_{i,t}^- D_{i,t} + \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G \varphi_{g,t} u_{g,t} \end{aligned} \quad (18)$$

$$\begin{aligned} \eta_{i,t}^+ - \eta_{i,t}^- + \sum_{\forall j \in L(i, \cdot)} \frac{\kappa_{ij,t}^+}{x_{ij}} - \sum_{\forall j \in L(\cdot, i)} \frac{\kappa_{ji,t}^+}{x_{ji}} - \\ \sum_{\forall j \in L(i, \cdot)} \frac{\kappa_{ij,t}^-}{x_{ij}} + \sum_{\forall j \in L(\cdot, i)} \frac{\kappa_{ji,t}^-}{x_{ji}} = 0 \quad \forall i \in I, t \in T \end{aligned} \quad (19)$$

$$\delta_{ij,t}^+ - \delta_{ij,t}^- - \kappa_{ij,t}^+ + \kappa_{ij,t}^- - \pi_{i,t}^+ + \pi_{j,t}^+ + \pi_{i,t}^- - \pi_{j,t}^- = 0 \quad \forall (i, j) \in L, t \in T \quad (20)$$

$$\gamma_{g,t}^+ - \gamma_{g,t}^- - \zeta_{g,t}^+ + \zeta_{g,t+1}^+ + \zeta_{g,t}^- - \zeta_{g,t+1}^- + \pi_{i,t}^+ - \pi_{i,t}^- - \tau_{gt} \leq 0 \quad \forall i \in G_i, g \in G, t \in T \quad (21)$$

$$\varphi_{g,t} + P_{g,t}^r \tau_{gt} \leq C_{g,t}^r \quad \forall r \in R, g \in G, t \in T \quad (22)$$

$$\pi_{i,t}^+ + \pi_{i,t}^- \leq C_{VOLL} \quad \forall i \in I, t \in T \quad (23)$$

$$\gamma_{g,t}^+, \gamma_{g,t}^-, \zeta_{g,t}^+, \zeta_{g,t}^-, \kappa_{ij,t}^+, \kappa_{ij,t}^- \geq 0$$

$$\delta_{ij,t}^+, \delta_{ij,t}^-, \eta_{i,t}^+, \eta_{i,t}^-, \pi_{i,t}^+, \pi_{i,t}^- \geq 0 \quad (24)$$

$$\tau_{gt}, \varphi_{g,t} \text{ 无约束} \quad (25)$$

式中: $\gamma_{g,t}^+, \gamma_{g,t}^-, \zeta_{g,t}^+, \zeta_{g,t}^-, \kappa_{ij,t}^+, \kappa_{ij,t}^-, \delta_{ij,t}^+, \delta_{ij,t}^-, \eta_{i,t}^+, \eta_{i,t}^-, \pi_{i,t}^+, \pi_{i,t}^-, \tau_{gt}, \varphi_{g,t}$ 均为子问题约束中式(7)一式(13)对应的对偶变量。

由于上述子问题目标函数中存在双线性项,为便于模型求解,可通过大 M 法^[25]将其线性化表示,从而将子问题转化为 MILP 问题求解。

3.3 基于 C&CG 算法的求解流程

通过上述转化,主问题与子问题均为 MILP 问题,从而可以方便地采用 C&CG 算法的求解思路调用相应求解器分别对主问题与子问题进行迭代求解,C&CG 算法求解流程如图 1 所示。

4 算例分析

以 IEEE 14 节点^[26]及 IEEE 118 节点标准测试系统^[27]为例,对文中所提模型在 2 种不确定集合下的有效性进行测试分析。编程测试采用 GAMS (general algebraic modeling system) 软件,调用 CPLEX 求解器进行求解,测试计算机配置为英特尔 Core(TM) i5-6300 系列 CPU,主频为 2.4 GHz,内存为 8 G。

4.1 IEEE 14 节点系统计算情况

4.1.1 IEEE 14 节点系统

IEEE 14 节点测试系统中共有 5 台发电机,20

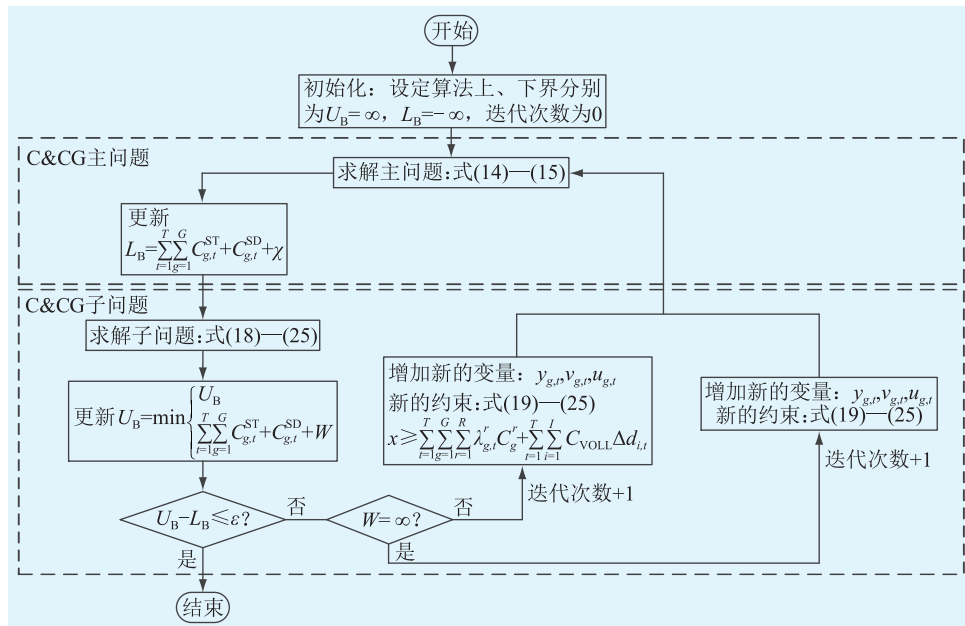


图 1 基于 C&CG 算法的模型求解流程

Fig.1 Model solving flowchart based on C&CG algorithm

条线路,本节测试所采用的机组和线路参数参见附录A中表A1至表A3。

此外,文中机组组合决策考虑的时间周期为24 h,间隔为1 h;测试中各节点负荷及其各时段的变化情况参见附录A中表A4与表A5;同时,测试中失负荷惩罚成本系数 C_{VOLL} 设置为 $\$ 3\ 000/(\text{MW}\cdot\text{h})$ ^[15];采用插值线性化方法近似表示发电成本时选取的插值点数 R 为5。

4.1.2 14节点系统多时段独立集合计算结果

首先采用第一种 $N-k$ 不确定集合,对14节点测试系统进行测试,当 k 取不同数值时对应的机组组合决策成本如表1所示。

表1 机组运行成本
Table 1 Operating cost of the unit

k	启停成本/ $\$$	发电成本/ $\$$	失负荷成本/ $\$$	总成本/ $\$$
0	2 100	82 399.977	0	94 499.977
1	2 200	82 391.860	1 547 579.115	1 632 170.975
2	2 300	66 933.490	4 435 458.961	4 504 692.451
3	2 100	63 712.294	6 038 170.918	6 103 983.212

由表1可以看出,随着 k 的不断增大,调度总成本不断增加,主要是由于线路故障后无法满足负荷需求,从而产生失负荷惩罚成本。此外,可以看出随着 k 的增加,系统的总成本亦显著增加,说明此种不确定集合对应决策结果的保守度较高,主要原因是该种集合考虑的线路故障组合情况较多,因而对应的决策结果极为保守。

另外,上述几种情况对应的机组组合结果及线路最坏故障情况参见附录B与附录C。由机组组合决策结果可以看出,随着 k 的变化,机组启停结果也相应发生变化,主要是在更多时段开启了经济性较差的机组以满足负荷需求。同时,通过线路故障的最坏情况可以看出,系统中线路L4, L10为关键线路,其发生故障对系统的影响较大,由此也为关键线路识别提供了一定的有益参考。

4.1.3 14节点系统与时间无关集合计算结果

采用第二种 $N-k$ 不确定集合,对14节点测试系统进行测试,当 k 取不同数值时对应的机组组合决策成本情况如表2所示。

表2 机组运行成本
Table 2 Operating cost of the unit

k	启停成本/ $\$$	发电成本/ $\$$	失负荷成本/ $\$$	总成本/ $\$$
0	2 100	82 399.977	0	94 499.977
1	2 100	85 597.118	724 152.703	811 849.822
2	2 300	69 626.509	3 827 945.021	3 899 871.530
3	2 100	74 326.069	4 295 188.990	4 371 615.059

由表2可知,随着 k 的不断增大,调度总成本不

断增加,造成成本增加的主要原因是失负荷惩罚成本的迅速增加。进一步的,当 $k=0$ 时,2种集合对应的机组组合结果完全相同(参见附录B),对应的机组启停成本及发电成本也完全一致,由此说明了不计及线路故障时所提机组组合模型决策结果的准确性。

另外,当 $k=1$ 时,机组的启停结果并未发生变化,只是相应经济性较高机组的部分出力转移到了经济性较差的机组上,从而造成发电成本有所上升。然而,对于 k 更大的情况,由于线路故障限制了发电机组的输出功率,因此其对应的发电成本均减小,相反失负荷成本则不断增大。但与第一种集合对应的机组运行成本对比容易看出,采用第二种不确定集合决策所得机组运行成本均较第一种小,由此说明了第二种不确定集合对应决策结果的保守度较第一种不确定集合轻。

此外,上述测试对应的机组启停及线路最坏故障结果见附录C与附录D。由机组启停结果可以看出,不同情况下机组的开停机情况存在一定的差异,主要原因是线路故障后功率传输通道受限,从而限制了大容量机组向负荷的功率传输,造成负荷需求无法满足而产生较大的失负荷惩罚成本。

4.1.4 C_{VOLL} 取值变化对计算结果的影响

为进一步说明失负荷惩罚成本系数 C_{VOLL} 取值对模型计算结果的影响,设定线路故障数 $k=1$,改变 C_{VOLL} 取值对上述模型进行重新计算,所得2种集合下对应的模型计算结果分别见表3与表4。

表3 第一种不确定集合对应机组运行成本
Table 3 Operating cost of the unit corresponds to the first kind of uncertainty set

$C_{VOLL}/[\$ \cdot (\text{MW}\cdot\text{h})^{-1}]$	启停成本/ $\$$	发电成本/ $\$$	失负荷成本/ $\$$	总成本/ $\$$
1 000	1 900	81 360.415	619 547.651	702 808.067
2 000	2 100	81 971.482	1 214 148.869	1 298 220.351
3 000	2 200	82 391.860	1 547 579.115	1 632 170.975

表4 第二种不确定集合对应机组运行成本
Table 4 Operating cost of the unit corresponds to the second kind of uncertainty set

$C_{VOLL}/[\$ \cdot (\text{MW}\cdot\text{h})^{-1}]$	启停成本/ $\$$	发电成本/ $\$$	失负荷成本/ $\$$	总成本/ $\$$
1 000	1 900	80 897.870	268 200.433	350 998.303
2 000	2 100	85 597.118	482 768.469	570 465.587
3 000	2 100	85 597.118	724 152.703	811 849.822

由表3可知,对于采用第一种不确定集合的情况, C_{VOLL} 由 $\$ 1\ 000/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 增至 $\$ 3\ 000/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 时,机组的启停决策与发电成本均相应变化,这是

为了满足负荷需求从而不断调整机组运行状态的结果。但是,当 C_{VOLL} 取值超过一定临界值时,机组的启停成本与发电成本将不再变化,这可以通过表 4 看出。对于采用第二种不确定集合的情况,当 C_{VOLL} 由 \$ 2 000/(MW·h) 增加到 \$ 3 000/(MW·h) 时,机组启停决策与发电成本均未发生变化,只有失负荷成本随 C_{VOLL} 取值不同而变化,这是因为当 C_{VOLL} 取值超过一定临界值时,所有机组的可调能力已充分发挥,无法再继续通过调整机组运行方式而降低运行成本。

4.2 IEEE 118 节点系统计算情况

4.2.1 IEEE 118 节点系统

为测试大规模实际电网下模型的有效性,本节以修改的 IEEE 118 节点系统为例,对所提出模型的有效性进行测试。IEEE 118 节点系统共有 53 台发电机,91 个负荷节点及 186 条线路。详细的 IEEE 118 节点系统数据可查阅文献[27]。

4.2.2 IEEE 118 节点系统 2 种集合计算结果对比

基于 IEEE 118 节点系统,分别采用 2 种 $N-k$ 不确定集合对文中所提模型的有效性进行测试,2 种集合对应的模型计算结果如表 5 所示。

表 5 2 种 $N-k$ 不确定集合目标函数对比
Table 5 Objective function comparison of two kinds of $N-k$ uncertainty sets

k	多时段独立集合/\$	与时间无关集合/\$
0	71 303 957.537	71 303 957.537
1	87 886 435.682	84 944 530.543
2	98 938 026.716	92 835 967.445

由表 5 可知,采用第一种集合所得决策结果较采用第二种集合决策结果的成本明显较高,因此第一种集合具有更高的保守性,所以该集合下所得运行方式决策结果也具有更高的安全性。

4.3 模型计算效率

对上述 2 种集合对应的模型计算效率进行测试,当 k 取值由小变大时,分别采用 IEEE 14 节点及 IEEE 118 节点系统对文中所提模型在 2 种集合下的模型解算时间进行测试,所得结果分别如表 6 与表 7 所示。

表 6 14 节点系统 2 种集合计算时间
Table 6 Computation time of two kinds of sets of IEEE 14 bus system

k	多时段独立集合/s	与时间无关集合/s
0	1.045	0.811
1	14 490.855	7.941
2	14 734.107	13.977
3	14 698.134	42.885

表 7 118 节点系统 2 种集合计算时间

Table 7 Computation time of two kinds of sets of IEEE 118 bus system

k	多时段独立集合/s	与时间无关集合/s
0	9.407	9.282
1	14 494.552	754.795
2	21 672.814	5 586.645

需要说明的是,经测试发现,对于多时段独立集合,即使 k 取值较小的情况,采用前文所述测试平台及计算机配置,也难以在短时间内求解子问题获得最优解。因此,为在一定时间内计算获得模型的解,文中采用文献[16]的启发式方法,通过限定每次子问题的求解计算时间上限为 7 200 s,从而获得子问题的次优解并进行整个模型的迭代求解。

由表 6 与表 7 可知,与时间无关集合具有较高的计算效率,当测试系统规模较小的时候,随着 k 的增大计算时间增长变化不大;但当系统规模较大时,随 k 的增大集合包含的故障组合方式也不断增长,因此模型的计算时间迅速增长。然而,对多时段独立集合而言,由于集合所包含的故障组合方式较多,因此寻优的求解计算时间过长,而且即使 k 取值很小的情况,也只能在测试所限定的时间内计算获得模型的次优解,由此也说明了该类集合由于考虑的故障场景过多,从而导致了模型计算效率较低且计算结果极度保守问题。

此外,通过对 2 种集合的计算结果及计算效率对比不难看出,当计及线路故障随时间变化时,由于其考虑的故障组合方式较多,决策结果更为保守。但对于不计及故障随时间发生变化的集合,虽然其对应的计算效率较高,却难以量化评估线路故障发生时间对调度决策的影响,因此后续可进一步考虑发展融合 2 种不确定集合的优势,发展既具有较高计算效率,又能够量化评估线路故障时间对调度决策影响的集合选取及模型构建方法。

5 结论

为增强调度决策应对偶发故障扰动的能力,提高调度决策的安全性和经济性,文中构建了计及 $N-k$ 网络安全约束的二阶段鲁棒机组组合模型。同时,针对模型结构特点,给出了采用 C&CG 算法进行模型转化求解的步骤和流程图。最后,对 IEEE 14 节点及 IEEE 118 节点系统进行了测试分析,结果表明:(1) 文中所提出的一般形式的二阶段鲁棒机组组合模型可以有效提高调度决策应对偶发故障的扰动能力;(2) 多时段独立集合较与时间无关

集合对应决策结果相比具有更高的保守性且容易面临维数灾问题;(3) 失负荷惩罚成本系数取值会对机组组合决策结果产生一定影响,但当其取值超过临界值时机机组组合决策结果将不再发生变化。

未来为进一步考虑线路故障发生时间以及故障修复所需时间对调度决策的影响,后续将研究如何计及上述因素构建调度模型。此外,由于考虑较多的因素会造成模型的计算效率低下问题,下一步有必要对提高模型计算效率的方法进行研究,如采用基于图形处理器的加速或分布式并行计算的方法。

参考文献:

- [1] ANDERSSON G, DONALEK P, FARMER R, et al. Causes of the 2003 major grid blackouts in North America and Europe, and recommended means to improve system dynamic performance[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(4): 1922-1928.
- [2] VAIMAN, BELL, CHEN, et al. Risk assessment of cascading outages: methodologies and challenges[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 631-641.
- [3] 陈丰, 林成虎, 奚建飞, 等. 供电可靠性管理应用架构设计及关键技术实现[J]. 广东电力, 2017, 30(7): 126-130.
CHEN Feng, LIN Chenghu, XI Jianfei, et al. Design on power supply reliability management application structure and realization of key technology[J]. Guangdong Electric Power, 2017, 30(7): 126-130.
- [4] 汪洋, 夏清, 康重庆. 考虑电网 $N-1$ 闭环安全校核的最优安全发电计划[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(10): 39-45.
WANG Yang, XIA Qing, KANG Chongqing. Optimal security constrained generation scheduling considering closed-loop $N-1$ security correction [J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(10): 39-45.
- [5] 张国华, 张建华, 杨志栋, 等. 电力系统 $N-K$ 故障的风险评估方法[J]. 电网技术, 2009, 33(5): 17-21.
ZHANG Guohua, ZHANG Jianhua, YANG Zhidong, et al. Risk assessment method of power system $N-K$ contingencies [J]. Power System Technology, 2009, 33(5): 17-21.
- [6] 李扬, 苏慧玲. $N-k$ 故障下影响电力系统脆弱性的关键线路研究[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(3): 60-67.
LI Yang, SU Huiling. Critical line affecting power system vulnerability under $N-k$ contingency condition [J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(3): 60-67.
- [7] CHE Liang, LIU Xuan, WEN Yunfeng, et al. A mixed integer programming model for evaluating the hidden probabilities of $N-k$ Line contingencies in smart grids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(1): 1036-1045.
- [8] 刘国静, 李娟, 谈健, 等. 基于两层规划的电力系统 $N-K$ 故障分析方法[J]. 电力工程技术, 2018, 37(1): 40-44.
LIU Guojing, LI Juan, TAN Jian, et al. $N-K$ fault analysis method for power systems based on two-level programming[J]. Electric Power Engineering Technology, 2018, 37(1): 40-44.
- [9] 陈皓勇, 王锡凡. 机组组合问题的优化方法综述[J]. 电力系统自动化, 1999, 23(4): 51-56.
CHEN Haoyong, WANG Xifan. A survey of optimization-based methods for unit commitment[J]. Automation of Electric Power Systems, 1999, 23(4): 51-56.
- [10] 梁捷. 基于禁忌动态规划的含电动汽车机组组合研究[J]. 电力工程技术, 2018, 37(2): 67-72.
LIANG Jie. Research on the unit commitment of electric vehicle based on tuba-dynamic programming [J]. Electric Power Engineering Technology, 2018, 37(2): 67-72.
- [11] 马留洋, 孟安波, 胡函武. 基于离散纵横交叉算法的含风电电力系统机组组合优化[J]. 广东电力, 2018, 31(2): 38-44.
MA Liuyang, MENG Anbo, HU Hanwu. Optimization on power system unit commitment with wind power based on discrete crisscross algorithm [J]. Guangdong Electric Power, 2018, 31(2): 38-44.
- [12] 王民量, 张伯明. 考虑机组爬坡速度和网络安全的经济调度新算法[J]. 电力系统自动化, 2000, 24(10): 14-20.
WANG Minliang, ZHANG Boming, XIA Qing, et al. A novel economic dispatching algorithm with unit ramp rate and network security constraints[J]. Automation of Electric power systems, 2000, 24(10): 14-20.
- [13] STREET A, OLIVEIRA F, ARROYO J M. Contingency-constrained unit commitment with $N-K$ security criterion: a robust optimization approach [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(3): 1581-1590.
- [14] PENG X, JIRUTITIJAROEN P. An adjustable robust optimization approach for unit commitment under outage contingencies [C]//2012 Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, USA: 8p, 2012.
- [15] PENG X, JIRUTITIJAROEN P. Two-stage adjustable robust optimisation for unit commitment under uncertainty [J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2014, 8(3): 573-582.
- [16] WANG Q, WATSON J P, GUAN Y. Two-stage robust optimization for $N-k$ contingency-constrained unit commitment [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 2366-2375.
- [17] CHEN L Y, FAN N, PINAR A, et al. Contingency-constrained unit commitment with post-contingency corrective recourse [J]. Annals of Operations Research, 2017, 249(1-2): 381-407.
- [18] 刁浩然, 杨明, 韩学山, 等. 电力设备停运概率的非精确条件估计[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(19): 5134-5144.
DIAO Haoran, YANG Ming, HAN Xueshan, et al. Imprecise estimation for conditional outage probabilities of power components [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(19): 5134-5144.
- [19] ZENG B, ZHAO L. Solving two-stage robust optimization problems using a column-and-constraint generation method [J]. Operations Research Letters, 2013, 41(5): 457-461.
- [20] 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.

- [21] STREET A, MOREIRA A, ARROYO J M. Energy and reserve scheduling under a joint generation and transmission security criterion: an adjustable robust optimization approach[J]. IEEE transactions on Power Systems, 2014, 29(1): 3-14.
- [22] CARRION M, ARROYO J M. A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(3): 1371-1378.
- [23] TRIEBEL H. Interpolation theory, function spaces, differential operators [M]. Amsterdam, The Netherlands: North-Holland, 1978.
- [24] 李利利, 丁恰, 涂孟夫, 等. 机组组合问题的仿射可调整鲁棒优化模型与算法[J]. 电力工程技术, 2017, 36(3): 33-37. LI Lili, DING Qia, TU Mengfu, et al. Affinely adjustable robust optimization model and algorithm for unit commitment problem [J]. Electric Power Engineering Technology, 2017, 36(3): 33-37.
- [25] FERNANDEZ-BLANCO R, DVORKIN Y, ORTEGA-VAZQUEZ M A. Probabilistic security-constrained unit commitment with generation and transmission contingencies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(1): 228-239.
- [26] LOTFIOU A, SHAHIDEHP M, FU Y, et al. Security-constrained unit commitment with AC/DC transmission systems [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(1): 531-542.
- [27] WANG J, SHAHIDEHP M, LI Z. Security-constrained unit commitment with volatile wind power generation [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(3): 1319-1327.

作者简介:



翟鹤峰

翟鹤峰(1991),男,硕士,研究员,研究方向为电力系统计算分析与优化运行(E-mail: zhaihef2011@163.com);

赵利刚(1987),男,硕士,高级工程师,从事电力系统计算分析、新能源建模仿真工作;

戴仲覆(1985),男,硕士,高级工程师,从事电力系统计算分析、新能源建模仿真工作。

附录 A

表 A1 机组成本参数

Table A1 Cost parameters of the units

机组编号	节点	$a/[\$ \cdot (\text{MW}^2 \cdot \text{h}^{-1})]$	$b/[\$ \cdot (\text{MW} \cdot \text{h}^{-1})]$	$c/\$$	启停成本/ $\$$
1	1	0.005 5	10.5	300	150
2	2	0.005 5	10.5	300	150
3	3	0.005 5	10.5	300	100
4	6	0.005 5	10.5	300	100
5	8	0.005 5	10.5	300	100

表 A2 机组发电参数

Table A2 Power generation parameters of the units

机组编号	节点	功率上限/MW	功率下限/MW	爬坡速率/ $(\text{MW} \cdot \text{h}^{-1})$	最小停机时间/h
1	1	150	30	75	12
2	2	150	30	75	8
3	3	100	12.5	50	2
4	6	100	12.5	50	2
5	8	100	12.5	50	2

机组编号	节点	最小开机时间/h	初始开停状态	初始开机时间/h	初始停机时间/h
1	1	8	1	15	0
2	2	6	1	10	0
3	3	2	1	10	0
4	6	2	0	0	4
5	8	2	0	0	4

表 A3 线路参数

Table A3 Parameters of the lines

线路编号	首节点	末节点	电抗/p.u.	传输容量/MW
L1	1	2	0.059 2	50
L2	1	5	0.223	65
L3	2	3	0.198	60
L4	2	4	0.176 3	60
L5	2	5	0.173 9	60
L6	3	4	0.171	60
L7	4	5	0.042 1	40
L8	4	7	0.209 1	65
L9	4	9	0.556 2	40
L10	5	6	0.252	65
L11	6	11	0.198 9	50
L12	6	12	0.155 8	50
L13	6	13	0.130 3	50
L14	7	8	0.176 2	50
L15	7	9	0.11	30
L16	9	10	0.084 5	50
L17	9	14	0.270 4	50
L18	10	11	0.192 1	50
L19	12	13	0.199 9	50
L20	13	14	0.348	50

表 A4 节点负荷参数

Table A4 Parameters of the bus load

节点编号	负荷/MW	节点编号	负荷/MW
B1	0	B8	0
B2	21.7	B9	29.5
B3	94.2	B10	9
B4	47.8	B11	3.5
B5	7.6	B12	6.1
B6	11.2	B13	13.5
B7	0	B14	14.9

表 A5 节点负荷变化参数

Table A5 Parameters of the bus load variation

时间	百分比/%	时间	百分比/%
t_1	52	t_{13}	112
t_2	40	t_{14}	115
t_3	51	t_{15}	112
t_4	57	t_{16}	109
t_5	59	t_{17}	100
t_6	78	t_{18}	95
t_7	84	t_{19}	90
t_8	95	t_{20}	86
t_9	100	t_{21}	82
t_{10}	104	t_{22}	68
t_{11}	109	t_{23}	61
t_{12}	110	t_{24}	55

附录 B

表 B1 IEEE 14 节点系统不计线路故障时
机组组合决策结果 ($k=0$)Table B1 Unit commitment result of IEEE 14 bus
system without line contingency ($k=0$)

机组	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
G1												
G2							1	1	1	1	1	1
G3					1	1	1	1	1	1	1	1
G4	1	1	1	1	1	1			1	1	1	1
G5	1	1	1	1	1	1						

机组	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
G1		1	1	1	1	1	1	1	1			
G2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
G4	1	1	1	1						1	1	
G5												

附录 C

表 C1 IEEE 14 节点系统第一种不确定
集合对应机组组合决策结果 ($k=1$)Table C1 Unit commitment result of IEEE 14 bus
system corresponding to the first uncertainty set ($k=1$)

机组	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
G1												
G2							1	1	1	1	1	1
G3			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G4	1	1	1	1	1	1			1	1	1	1
G5	1	1	1			1						

机组	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
G1			1	1	1	1	1	1	1			
G2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
G4	1	1	1	1							1	1
G5												

表 C2 IEEE 14 节点系统第一种不确定

集合对应最坏线路故障结果 ($k=1$)Table C2 Worst line contingency result of IEEE 14 bus
system corresponding to the first uncertainty set ($k=1$)

时间	线路	时间	线路
t_1	L14	t_{13}	L4
t_2	L14	t_{14}	L4
t_3	L14	t_{15}	L4
t_4	L10	t_{16}	L4
t_5	L18	t_{17}	L10
t_6	L14	t_{18}	L10
t_7	L10	t_{19}	L10
t_8	L10	t_{20}	L10
t_9	L4	t_{21}	L10
t_{10}	L4	t_{22}	L3
t_{11}	L4	t_{23}	L3
t_{12}	L4	t_{24}	L3

表 C3 IEEE 14 节点系统第一种不确定

集合对应机组组合决策结果 ($k=2$)Table C3 Unit commitment result of IEEE 14 bus
system corresponding to the first uncertainty set ($k=2$)

机组	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
G1									1	1	1	1
G2							1	1	1	1	1	1
G3			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G4	1	1	1	1	1	1						
G5	1	1				1	1	1				

机组	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
G1	1	1	1	1	1	1	1	1		1	1	
G2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G3	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
G4												
G5												

表 C4 IEEE 14 节点系统第一种不确定

集合对应最坏线路故障结果 ($k=2$)Table C4 Worst line contingency result of IEEE 14 bus
system corresponding to the first uncertainty set ($k=2$)

时间	线路 1	线路 2	时间	线路 1	线路 2
t_1	L8	L10	t_{13}	L4	L10
t_2	L3	L6	t_{14}	L4	L10
t_3	L3	L6	t_{15}	L4	L10
t_4	L12	L19	t_{16}	L4	L10
t_5	L3	L6	t_{17}	L4	L10
t_6	L14	无	t_{18}	L4	L10
t_7	L9	L10	t_{19}	L2	L5
t_8	L9	L10	t_{20}	L4	L10
t_9	L4	L10	t_{21}	L9	L10
t_{10}	L4	L10	t_{22}	L3	L4
t_{11}	L4	L10	t_{23}	L3	L4
t_{12}	L4	L10	t_{24}	L3	L4

表 D6 IEEE 14 节点系统第二种不确定集合对应最坏线路故障结果 ($k=3$)Table D6 Worst line contingency result of IEEE 14 bus system corresponding to the second uncertainty set ($k=3$)

时间	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12	L13	L14	L15	L16	L17	L18	L19	L20
$t_1 \sim t_{24}$			0	0										0						

Two-stage robust unit commitment considering $N-k$ network security constraints

ZHAI Hefeng¹, ZHAO Ligang¹, DAI Zhongfu¹, YANG Cheng¹, CHEN Yan¹, ZHANG Yumin²

(1. Electric Power Research Institute of China Southern Power Grid, Guangzhou 510663, China;

2. Key Laboratory of Power System Intelligent Dispatch and Control of

Ministry of Education (Shandong University), Jinan 250061, China)

Abstract: In order to improve the security of scheduling decision and enhance its ability to deal with occasional line contingencies, a two-stage robust unit commitment model considering $N-k$ network security constraints is proposed. Firstly, two kinds of $N-k$ uncertainty sets used in the current research are introduced, and the characteristics of the set are described. Secondly, based on the two kinds of $N-k$ uncertainty sets, a general form of two-stage robust unit commitment model is constructed. The formulation is divided into two stages, where the first stage is the unit commitment decision before the line contingency, and the second stage is the economic dispatching decision as the worst case of line contingencies are observed. The first and second stage problems are reformulated into a master problem and sub-problem, respectively, so that the column-and-constraint generation (C&CG) algorithm can be used to solve the proposed two-stage unit commitment model in an iterative manner. By using linearization techniques and duality theory, both the master problem and the sub-problem can be converted into mixed integer linear programming (MILP). Finally, the validity of the proposed model was verified by the calculation and analysis of the IEEE 14 bus and IEEE 118 bus systems.

Keywords: unit commitment; $N-k$ security criterion; uncertainty set; robust optimization; column and constraint generation (C&CG) algorithm

(编辑 方晶)