

考虑新能源不确定性的互联电网交换功率鲁棒优化模型

樊小伟¹, 孙荣富¹, 王靖然¹, 马悦², 孙宏文², 陈全², 董晓明²

(1. 国网冀北电力有限公司, 北京 100054; 2. 山东大学电气工程学院, 山东 济南 250061)

摘要:高比例新能源及其不确定性增加了多区域交流互联系统交换功率控制的难度,为保证区域间联络线传输功率的协调分布及其波动相对均衡,提出了一种考虑互联电网外特性的交换功率稳定控制模型。考虑互联系统自动发电控制(AGC)参与因子与联络线潮流分布的关联关系,推导并构建了互联系统AGC下的潮流模型。进而,以联络线功率波动幅值最小为目标函数,建立了基于鲁棒优化的区域交换功率稳定控制模型,并提出了一种基于松弛法的协同演化算法对该模型进行求解。以双IEEE 14节点和IEEE 118节点测试系统为例进行仿真分析,将无优化与鲁棒优化计算结果进行对比,结果表明鲁棒优化可以有效应对新能源随机出力的影响,对于外特性的稳定性具有明显改善效果,并验证了所提算法的有效性和实用性。

关键词:新能源;多区域互联系统;自动发电控制;联络线功率波动;鲁棒优化

中图分类号:TM 716

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202205022

0 引言

多区域互联电力系统能够促进风电、光伏等可再生能源在全网范围内实现优化配置和合理消纳。然而,新能源出力的不确定性将导致区域间联络线传输功率发生较大波动,并且各区域之间电网运行状态信息交互不完全、不及时,在一定程度上会形成“信息壁垒”,这给交流互联电力系统的调度运行带来了巨大挑战^[1-3]。随着互联电网的规模不断扩大,具有随机特性的新能源大规模跨区域流转和各分区电网调度运行相对独立的矛盾日益突出,区域间联络线功率波动的调控问题亟需妥善解决。当交换功率波动过大时,相邻区域电网运行态势会产生较大波动,进而导致送、受端电网承担的交换功率过大,潮流难以疏散,最终可能引发安全稳定问题。特别地,当多条联络线功率分配不均衡,且重载联络线功率波动幅值过大超越限值,甚至被迫停运时,联络线间的潮流转移可能引发连锁性故障,导致大停电的发生^[4-6]。因此,减小和抑制区域之间联络线的功率波动具有重要意义。

为了抑制新能源系统并网引发的联络线功率波动,国内外学者进行了大量相关研究。文献[7]建立了基于两阶段随机规划的微电网市场互动优化模型,在以经济性和不影响用户用能为原则的情况下实现了联络线功率波动平抑;文献[8]将不确定性的空间约束参数引入传统鲁棒优化模型,并采用基于滤子技术的协同进化算法对该模型进行求解,以达

到抑制联络线功率波动的作用。文献[9]提出直流功率调制抑制交流联络线随机功率波动的方法,通过直流功率调制快速吸收或补偿其所连交流系统的过剩或缺额功率来减少交流联络线上的随机功率波动。文献[10]提出基于非线性PI控制的特高压联络线功率波动抑制策略。文献[11]提出基于“改进的独立稳集”的双级直流微电网群稳电控制策略,算例结果验证了其降低联络线功率波动的有效性。文献[12]提出基于双层模型预测结构的跨区域自动发电控制AGC(Automatic Generation Control)机组协同控制策略,实现了多区域间共享调频资源。文献[13]在考虑联络线支援约束的情况下,提出一种新的基于区域调节边际成本的多区域AGC最优联合调频控制策略。文献[14]基于市场均衡机制提出一种用于平抑微电网联络线功率波动的空调负荷协调控制方法。文献[15]提出一种蓄电池和虚拟储能的协调控制策略,用于有效平抑微电网联络线功率波动。上述研究主要目标为考虑区域互联的经济性指标最大化,而关于区域间联络线的功率波动平抑的研究还处于探索阶段,研究成果较少。文献[16]提出一种多区域潮流外特性稳定控制模型,但其未考虑区域联络线上支路阻抗的影响,这将会导致区域间参考相角随着功率转移而产生偏移。

随着电网规模不断扩大,区域联络更加紧密,对AGC的控制策略也提出了更高的要求^[17-19]。新能源在大范围流转实现资源互济,互联系统各个分区的AGC^[20-22]在保障区域内功率平衡的同时,要求较好地平抑断面交换功率波动,且各联络线功率均衡分布,确保互联系统安全稳定运行。据此,本文将AGC引入潮流方程,构建了考虑AGC功率分配的互联系统潮流模型。以此为基础,建立了以平抑联络线功率波动为目标函数的鲁棒优化模型,并提出了

收稿日期:2021-11-08;修回日期:2022-03-25

在线出版日期:2022-04-13

基金项目:国网冀北电力有限公司科技项目(52010119006U)

Project supported by the Science and Technology Project of State Grid Jibei Electric Power Co., Ltd.(52010119006U)

基于松弛法的协同演化求解算法。最后,基于双 IEEE 14 节点以及 IEEE 118 节点测试系统构造仿真算例,验证了所提方法的有效性与实用性。

1 AGC 下的互联系统潮流模型

1.1 区域内潮流平衡

AGC 是电网调度自动化系统的核心并对电网安全运行起着至关重要的作用。多区域电力网络中各子区域具有独立的 AGC 系统。各分区 AGC 系统除了维持子区域内部的有功潮流平衡,同时还调控区域间的有功功率的交换。可将 AGC 的调控作用视为系统中的多台平衡机按比例(分配因子)协同作用,分担不平衡功率。假设各子区域与外部区域有功交换为固定值,如式(1)所示。

$$\mu = [\mu_1 \ \mu_2 \ \cdots \ \mu_D]^T \quad (1)$$

式中: D 为子区域总数目; $\mu_j (j=1, 2, \dots, D)$ 为第 j 个子区域从其他子区域获取的有功功率总和,受电时其值为正,送电时其值为负。将多区域电网中所有母线数用 n 表示,可以得到如式(2)所示的参与因子矩阵 α 。

$$\alpha = \begin{bmatrix} \alpha_{11} & \alpha_{12} & \cdots & \alpha_{1D} \\ \alpha_{21} & \alpha_{22} & \cdots & \alpha_{2D} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \alpha_{n1} & \alpha_{n2} & \cdots & \alpha_{nD} \end{bmatrix} \quad (2)$$

式中: $\alpha_{ij} (i=1, 2, \dots, n; d=1, 2, \dots, D)$ 对应矩阵的第 i (母线节点编号)行,第 d (子区域编号)列的元素,为第 d 个子区域第 i 条母线在 AGC 中的参与因子。如果第 i 条母线不在第 d 个子区域中,则 $\alpha_{id}=0$;如果第 i 条母线在第 d 个子区域中,但是不参与 AGC 调节,则 $\alpha_{id}=0$;如果第 i 条母线在第 d 个子区域中且参与 AGC 调节,则 $\alpha_{id} \neq 0$ 。矩阵每一列元素,即每个区域内的 AGC 分配因子满足式(3)所示的关系。

$$\sum_{i=1}^n \alpha_{id} = 1 \quad d=1, 2, \dots, D \quad (3)$$

进而,用 β_i 表示第 i 条母线处发电机有功出力针对不平衡功率的调整量,如式(4)所示。

$$\begin{cases} \alpha \mu = [\beta_1 \ \beta_2 \ \cdots \ \beta_n]^T \\ \beta_i = \sum_{d=1}^D \alpha_{id} \mu_d \end{cases} \quad (4)$$

将不平衡功率分配系数引入常规潮流模型中,得到功率平衡方程如式(5)所示。

$$\begin{cases} f_i = Q_i - h_i^Q(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) = 0 \\ f_{m+j} = P_j - h_j^P(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) + \beta_j = 0 \end{cases} \quad (5)$$

式中: $i=1, 2, \dots, m$, 其中 m 为多区域网络中所有 PQ 节点数; $j=1, 2, \dots, n$; $\mathbf{V}$ 和 $\boldsymbol{\theta}$ 分别为由所有节点的电压幅值和相角组成的向量; P_j 和 Q_i 分别为注入节点 j 的有功功率和注入节点 i 的无功功率; f_i 表示节点 i

的有功或无功功率平衡方程; $h_j^P(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta})$ 和 $h_i^Q(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta})$ 的具体表达式如式(6)所示。

$$\begin{cases} h_i^P(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) = \sum_{j \in i} V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ h_j^Q(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) = \sum_{j \in i} V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad (6)$$

式中: $j \in i$ 表示节点 j 与节点 i 相连; G_{ij} 和 B_{ij} 分别为节点 i 和节点 j 之间的互电导和互电纳; $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$ 为节点 i 和节点 j 之间的电压相角差, θ_i 、 θ_j 分别为节点 i 和节点 j 的电压相角。

1.2 区域间断面潮流控制

在某一时刻,区域间断面的交换功率按照一定的计划值进行调控,是互联电网能够安全可靠运行的重要边界条件,要求电网正常运行状态下各断面潮流不越限。对于多区域互联电网,区域间的潮流断面控制通过 AGC 完成,形成的断面潮流方程如式(7)所示。

$$\mathbf{g} = \boldsymbol{\varphi} \mathbf{P}' - \boldsymbol{\mu} = 0 \quad (7)$$

式中: $\mathbf{g} = [g_1 \ \cdots \ g_d \ \cdots \ g_D]^T$, $g_d (d=1, 2, \dots, D)$ 为第 d 个子区域的潮流断面方程,如式(8)所示; $\mathbf{P}' = [P'_1 \ \cdots \ P'_l \ \cdots \ P'_L]^T$, $P'_l (l=1, 2, \dots, L)$ 为第 l 条联络线上流过的有功功率, L 为各子区域间联络线的总数, t 表示 t 时刻,若第 l 条联络线首端节点为 i ,末端节点为 j ,则其计算公式如(9)所示; $\boldsymbol{\varphi}$ 为一个 $D \times L$ 维矩阵, φ_{dl} 对应矩阵 $\boldsymbol{\varphi}$ 中的第 d 行第 l 列的元素,表达式如式(10)所示。

$$g_d = \sum_{l \in \Phi_d} \varphi_{dl} P'_l - \mu_d = 0 \quad d=1, 2, \dots, D \quad (8)$$

$$P'_l = (V_i^t)^2 G_{ij}^t - V_i^t V_j^t (G_{ij}^t \cos \theta_{ij}^t + B_{ij}^t \sin \theta_{ij}^t) \quad (9)$$

$$\varphi_{dl} = \begin{cases} 1 & i \in \Omega_d, j \notin \Omega_d \\ -1 & i \notin \Omega_d, j \in \Omega_d \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (10)$$

式中: Φ_d 为第 d 个子区域内的边界联络线集合; Ω_d 为第 d 个子区域内的边界节点集合。

将式(5)和式(7)联立,可得 AGC 下的多区域潮流统一模型如式(11)所示。

$$\mathbf{F}(\mathbf{X}) = \begin{cases} f_i = 0 & i=1, 2, \dots, m \\ f_{m+j} = 0 & j=1, 2, \dots, n \\ g_d = 0 & d=1, 2, \dots, D-1 \\ \theta_{\text{ref}} = 0 \end{cases} \quad (11)$$

$$\mathbf{X} = [\mathbf{V} \ \boldsymbol{\theta} \ \boldsymbol{\mu}]$$

式中: θ_{ref} 为预先设定的参考母线相角。

2 区域潮流外特性稳定控制模型

2.1 区域潮流外特性分析

在多区域互联系统中,区域内和区域间的有功功率平衡都由各个子区域内 AGC 完成,区域间的功

率传输通过区域联络线实现,而联络线传输的有功功率大小与联络线两端的相角及其差值密切相关。即各区域的边界节点之间的相角差,会随着多区域AGC的协调控制发生变化,以维持区域间功率交换的稳定。当某个子区域的相角变化很大时,与其相连的外部区域边界节点的相角必然需做出相应调整。两区域互连网络潮流变化如图1所示,每个子区域有3个边界节点,通过边界节点2个子区域产生功率交换。每个子区域内都指定一个参考节点的电压相角,随着AGC的控制调整,参考节点电压相角相应改变,使得联络线上流过的功率之和 $P_1+P_2+P_3$ 保持在设定值(μ)不变。

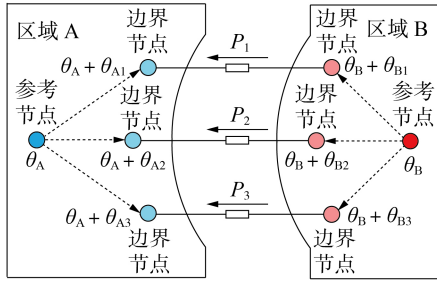


图1 两区域互连网络潮流变化

Fig.1 Variation of power flow in interconnected network between two areas

区域A与区域B之间的传输功率可线性化表示为:

$$\begin{cases} P_1 \approx \frac{\theta_B + \theta_{B1} - \theta_A - \theta_{A1}}{X_1} \\ P_2 \approx \frac{\theta_B + \theta_{B2} - \theta_A - \theta_{A2}}{X_2} \\ P_3 \approx \frac{\theta_B + \theta_{B3} - \theta_A - \theta_{A3}}{X_3} \end{cases} \quad (12)$$

式中: X_1, X_2, X_3 和 P_1, P_2, P_3 分别为边界联络线 $A_1-B_1, A_2-B_2, A_3-B_3$ 上的电抗值和流经的有功功率; θ_A, θ_B 分别为区域A和区域B内的参考节点相角; $\theta_{A1}, \theta_{A2}, \theta_{A3}$ 和 $\theta_{B1}, \theta_{B2}, \theta_{B3}$ 分别为区域A和区域B边界节点与区域内参考节点的相角差。

由式(12)可以看出,区域联络线上的潮流波动主要受子区域内边界节点的相角变化影响。当区域B内的相角波动时,也将使得区域A相角发生变化。在多区域计算时,考虑到分区间信息保密或信息传递滞后的情况,对于某一子区域(以区域A为例)而言,无法获取到区域外(区域B)边界节点的功角变化信息。据此本文首先忽略区域外节点功角变化,在子区域内独立计算时将其设为常量,并结合边界相角调整策略,逐步缩小误差,实现多区域潮流渐近的匹配。

为此,本文计算过程中区域A的电气参量为未知量,令 $\Delta\theta_{A1}=0$,其中 Δ 表示相应变量的变化量。此

时联络线上功率变化值的计算公式如(13)所示。

$$\begin{cases} \Delta P_1 \approx \frac{\Delta\theta_{B1} + (\Delta\theta_B - \Delta\theta_A)}{X_1} \\ \Delta P_2 \approx \frac{\Delta\theta_{B2} + (\Delta\theta_B - \Delta\theta_A)}{X_2} \\ \Delta P_3 \approx \frac{\Delta\theta_{B3} + (\Delta\theta_B - \Delta\theta_A)}{X_3} \end{cases} \quad (13)$$

2.2 基于鲁棒优化的多区域稳定控制模型

对于多区域互联电网的某一子区域,发电运行方式的部署及优化调整往往仅局限于子区域内部。以中国为例,各省网在考虑边界联络线的输送功率的基础上,独立规划省内发电运行方式并形成“年-季-月-周-日”的运行计划。同时,各省网内部的调度及运行状态信息,在分区间进行传递时,也存在信息交互不及时、不完全的情况,各个分区调度运行的自治和全局实时统筹协调之间仍然存在矛盾。因此,区域内发电按计划执行的同时,维持区域间联络线潮流流动的的稳定,尽可能减少子区域功率随机波动对外部电网的影响,是必要且有效的控制方法。鲁棒优化作为可以处理不确定性参数的优化方法,被广泛运用在电力系统中以解决不确定参数的优化问题。本节将建立多区域潮流稳定控制鲁棒模型。

2.2.1 目标函数

计及新能源出力的不确定性,目标函数设置为联络线上功率变化幅值最小,其表达式如式(14)所示。

$$\min_{\alpha} \max_{P'} (\Delta P') \quad (14)$$

式中: $\Delta P'$ 为所研究子区域与其他子区域的联络线上流动的有功功率变化量; P' 为所研究子区域内可能变化的新能源发电出力。

研究某一子区域时,假定该区域以外其他区域不发生功率扰动,令式(13)中 $\Delta\theta_A=0$ 。在此假定下将联络线有功功率按式(13)线性化后可得:

$$\min_{\alpha} \max_{P'} (\max(|\rho|)) \quad (15)$$

$$\begin{cases} \rho = [\rho_1 \cdots \rho_i \cdots \rho_L] \\ \rho_i = \frac{\Delta\theta_i}{X_i} - \frac{1}{X_i \sum_{j=1}^L \frac{1}{X_j}} \sum_{k=1}^L \frac{\Delta\theta_k}{X_k} \end{cases} \quad (16)$$

式中: ρ_i 为第*i*条区域联络线的有功功率变化量,如果第*i*条区域联络线与所研究子区域相连,则按照式(16)计算,否则取0; $\Delta\theta_i$ 为第*i*条区域联络线与待研究子区域内相连节点的相角变化量。

2.2.2 约束条件

鲁棒优化模型的求解需满足以下约束。

1) 功率平衡约束。

基于式(5)可以将功率平衡约束描述为 F_s , 如式(17)所示。

$$F_s(X) = \begin{cases} f_i = 0 & i = 1, 2, \dots, m \\ f_{m+j} = 0 & j = 1, 2, \dots, n \\ \theta_{ref} = 0 \end{cases} \quad (17)$$

$$X = [V \quad \theta \quad \mu]$$

2) 发电机有功出力上下限约束。

$$P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (18)$$

式中: $P_{i,t}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 和 $P_{i,t}^{\max}$ 分别为节点 i 处发电机注入电网的有功功率、最小输出功率和最大输出功率。

3) 发电机出力爬坡约束。

AGC 下的发电机在单位时间内功率增长或减小存在变化快慢限制, 爬坡约束如式(19)所示。

$$u_{i,t}^{\min} \leq \Delta P_{i,t} \leq u_{i,t}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (19)$$

式中: $u_{i,t}^{\min}$ 为与 $t-1$ 时刻相比, t 时刻发电机出力向下调整的最大负值, $u_{i,t}^{\max}$ 为与 $t-1$ 时刻相比, t 时刻发电机出力向上调整的最大值, 且 $u_{i,t}^{\min}$ 与 $u_{i,t}^{\max}$ 绝对值大小相等。

4) 新能源出力上下限约束。

发电机的有功出力上下限约束如式(20)所示。

$$P'_{i,t}^{\min} \leq P'_{i,t} \leq P'_{i,t}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (20)$$

式中: $P'_{i,t}$ 、 $P'_{i,t}^{\min}$ 和 $P'_{i,t}^{\max}$ 分别为节点 i 处新能源注入电网的有功功率、最小输出功率和最大输出功率。

5) 新能源出力短时变化范围约束。

基于数据统计可以得到单位时间内新能源出力增大或减小的变化范围估计值, 如式(21)所示。

$$u'_{i,t}^{\min} \leq \Delta P'_{i,t} \leq u'_{i,t}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (21)$$

式中: $u'_{i,t}^{\max}$ 和 $u'_{i,t}^{\min}$ 分别为节点 i 处新能源出力可能发生变化的上限和下限。

6) 线路功率约束。

$$0 \leq f \leq \bar{f} \quad (22)$$

式中: f 和 $\bar{f}$ 分别为网络支路的有功潮流及其上限。向量 f 中的元素 f_{ij} 具体表达式如式(23)所示, f_{ij} 为节点 i 和节点 j 之间传输的有功功率。

$$f_{ij} = V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (23)$$

2.3 模型线性化处理

由于原问题属于鲁棒优化问题, 且约束中带有非线性等式, 求解难度大, 为此本文对模型中的功率平衡约束和线路功率约束进行线性化处理, 以提高求解速度。

1) 在功率平衡约束中, 式(17)为非线性方程组, 线性化处理后如式(24)所示。

$$\begin{cases} B'\theta = P \\ \sum_{i=1}^n P_i + \sum_{j=1}^n P'_j = \sum_{k=1}^n P''_k \end{cases} \quad (24)$$

式中: P''_k 为节点 k 处负荷的有功功率; θ 和 P 为 n 维列向量, 分别由 n 个节点的相角和节点注入有功功率

构成; B' 为 $n \times n$ 维矩阵, 其中各元素可依据式(25)计算得到。

$$\begin{cases} B'_{ij} = -\frac{1}{x_{ij}} \\ B'_{ii} = \sum_{j=1, j \neq i}^n \frac{1}{x_{ij}} \end{cases} \quad (25)$$

式中: x_{ij} 为节点 i 和节点 j 之间的电抗。

2) 对于功率约束中不等式的非线性主要体现在式(23), 可以线性化为式(26)。

$$f_{ij} = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \quad (26)$$

3 基于松弛的演化求解方法

普通优化问题仅针对单一的优化目标, 而鲁棒优化问题的解是一个零和博弈的纳什均衡解, 在寻找令优化目标最优的决策量的同时, 也需要搜索令优化目标最差的环境变量, 常规优化算法难以满足这一要求。目前广泛采用的方法是基于对偶原理将鲁棒优化问题转化为普通优化问题, 但是本文建立的非线性约束是同时包含环境变量和决策变量的问题, 对偶原理难以适用。因此, 对于如式(15)所示的目标函数, 将其转化为如式(27)所示的通用数学表达式。

$$\begin{aligned} & \min_{\alpha} \max_{P'} f(\rho) \\ & \begin{cases} \rho \leq f(\rho) \\ -\rho \leq f(\rho) \\ f(\rho) \leq \rho + K(I - W) \\ f(\rho) \leq -\rho + K(I - V) \\ 1 \leq \sum_{i=1}^L (W_i + V_i) \end{cases} \end{aligned} \quad (27)$$

式中: W 和 V 为由 0-1 变量组成的 $1 \times L$ 维向量, 即 $W = [W_1 \dots W_i \dots W_L]$, $V = [V_1 \dots V_i \dots V_L]$; K 设置为一个绝对值较大的正数; I 为 $1 \times L$ 维的单位向量。

由于 ρ 由矩阵 α 和 P' 决定, 因此多区域潮流稳定控制模型的目标函数可转化为式(28)。

$$\min_{\alpha} \max_{P'} f(\alpha, P') \quad (28)$$

式(28)的等价公式如式(29)所示。

$$\begin{cases} \min_{\alpha} \Psi(\alpha) \\ \Psi(\alpha) = \max_{P'} f(\alpha, P') \end{cases} \quad (29)$$

针对鲁棒优化问题的求解, 本文提出了基于松弛的演化算法, 下文相关公式推导中的变量定义详见文献[23], 不再赘述。将目标函数等价式为式(30)。

$$\begin{cases} \min_x \sigma \\ \text{s.t. } f(x, y) \leq \sigma \quad y \in Y \end{cases} \quad (30)$$

由于 x 和 y 的取值存在无限可能性, 式(30)中包

含了无限个约束条件,因此常用的分支定界法难以适用且求解困难,为此,使用松弛法将式(30)转换成如下松弛化问题:

$$\begin{cases} \min_x \sigma \\ \text{s.t. } f(x, y_i) \leq \sigma \quad y_i \in S_Y; i=1, 2, \dots, k \end{cases} \quad (31)$$

若 (x^k, σ^k) 是式(31)的最优解,且同时满足式(30),则其是式(29)的最优解。如果其不属于可行解范围,则将约束中被违反最多的加入 S_Y 中。检测是否为可行解的方法如下:

1) 若 $f^* = \max_{y \in Y} f(x^k, y) \leq \sigma^k$,则对于 $y \in Y$ 有 $f(x^k, y) \leq \sigma^k$, (x^k, σ^k) 为式(30)的可行解;

2) 若 $f^* = \max_{y \in Y} f(x^k, y) > \sigma^k$,则 (x^k, σ^k) 违反了约束,其中 $f(x, y^{k+1})$ 被违反最严重, $y^{k+1} = \operatorname{argmax}_{y \in Y} f(x^k, y)$ 。

通过不断约束不可行域,向最终解靠近,步骤如下:

1) 随机选择 $y_0 \in Y$,设定 $S_Y = \{y_0\}$;

2) 优化 $(x^*, f_a) = \operatorname{argmin}_{x \in X} \left\{ \max_{y \in S_Y} f(x, y) \right\}$;

3) 优化 $(y^*, f_a) = \operatorname{argmax}_{y \in Y} f(x^*, y)$;

4) 若 $f_a - f_a < \epsilon_R$ (ϵ_R 为求解精度),则计算结束,返回 (x^*, y^*) ,否则将 y^* 添加至 S_Y 中,返回步骤2)。

4 算例分析

4.1 算例系统描述

为对比鲁棒优化模型与无优化模型在区域外特性不同时计算结果的差异性,本文采用2个IEEE 14节点系统并联,形成算例系统。2个系统通过2条联络线相连,一条联络线连接区域1的节点4和区域2的节点24,另一条联络线连接区域1的节点13和区域2的节点213。区域1将节点5作为参考节点,相角设为 0° 。区域1的节点3和节点8处接入风电机组,节点1、节点2、节点6接入采用AGC的常规火电机组(下文简称常规机组)。相应地,区域2均接入采用AGC的常规机组。双IEEE 14节点测试系统示意图具体如附录A图A1所示。

设定子区域1向子区域2输送100 MW功率。算例结果与分析均以子区域1为参考。设定2台风电机组出力波动范围均在0~100 MW间,电网内风电允许的最大波动偏差可根据以往的历史预测偏差进行设定。本文中考虑风电出力的波动偏差分别为预测值的10%^[21]。在AGC下的常规机组出力范围在0~500 MW间,节点1、节点2、节点6处常规机组出力初始值分别设定为100、100、200 MW。本文在MATLAB环境中通过YALMIP工具箱调用CPLEX求解器对所提模型进行求解。

4.2 算例结果分析

式(2)所示的参与因子矩阵可以认为是对应系统中AGC在本区域内对不平衡功率进行调整贡献度,也是影响电网内常规机组出力的重要因素。由于参与因子矩阵是一个稀疏矩阵,除少数非零元素之外均为0,因此图2仅展示了依据本文算法得到的24 h下3台常规机组所在母线的AGC参与因子计算结果,分别对应参与因子矩阵中的 α_{11} 、 α_{21} 、 α_{61} 。

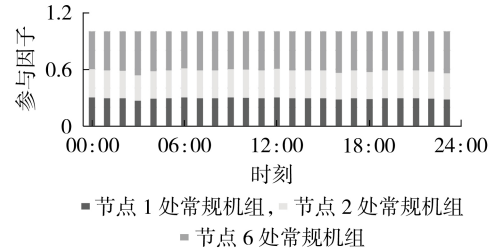


图2 AGC参与因子变化情况

Fig.2 Variation situation of participation factor for AGC

观察图2可得,节点1和节点2处的常规机组在不同时刻的AGC参与因子在0.3上下浮动,节点6处的常规机组在不同时刻的AGC参与因子在0.4上下浮动。由附录A图A1可得节点6处的常规机组距离重负荷区域较近,因此其承担相对较多的不平衡功率。

由于采用鲁棒优化时的计算结果不同于无优化时的计算结果,为了方便表示2种方法计算对外特性的差异,并能较好展示,用式(32)表示。

$$\delta = g_{t+1} - g_t \quad t=1, 2, \dots, 23 \quad (32)$$

式中: $g_{t+1} - g_t$ 为相邻两时段计算结果的差值。令 δ_1 表示无优化时相邻时段的相角或功率波动, δ_2 表示采用鲁棒优化时相邻时段的相角或功率波动。为了展示鲁棒优化对于提高联络线的外特性平稳程度的有效性,将无优化和鲁棒优化的计算结果进行了比较,首先对比了优化前、后的相角波动情况,如图3所示。图中,相角波动和 δ_1 、 δ_2 均为标么值,后同。

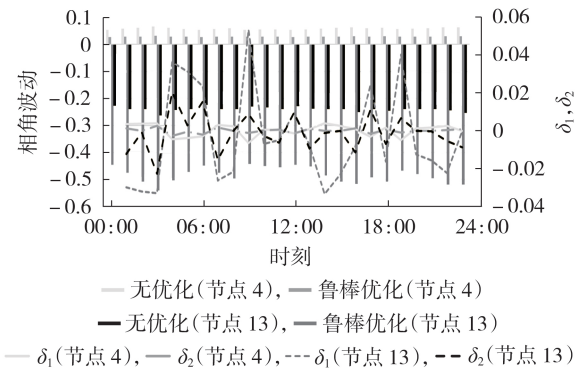


图3 节点4和节点13优化前、后相角波动对比

Fig.3 Comparison of phase angle fluctuation before and after optimization of Bus 4 and Bus 13

由图3可得,与无优化时相角波动大小相比,采用鲁棒优化时联络线节点相角波动更为平缓。在24 h内,无优化时节点4和节点13的相角均值为采用鲁棒优化时的2.01倍, δ_2 均明显小于 δ_1 ,即采用鲁棒优化时相邻两时段的相角波动小于无优化时计算结果,且在10:00, δ_2 和 δ_1 相差最大为 5.38×10^{-3} p.u.。仿真结果表明,本文所提算法通过合理地控制发电机AGC的参与因子大小,可以有效降低新能源波动对联络线节点电压相角的影响。

由式(13)可知,联络线节点相角变化量除以联络线串联电抗,近似反映了联络线功率波动。在联络线电抗值不变的条件下,当联络线两端相角的波动减小时,说明交换功率波动减小。据此,图4对比了2条联络线上优化前、后的功率波动情况。图中,功率波动为标么值。

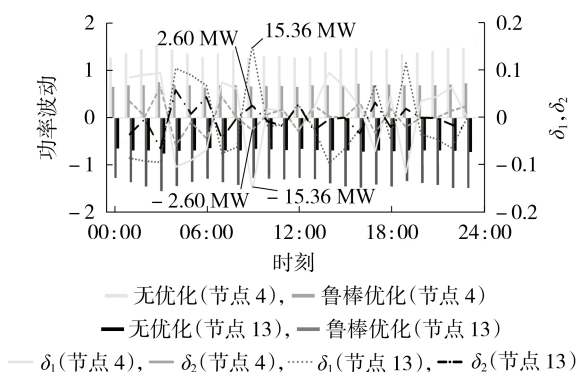


图4 节点4和节点13优化前、后功率波动对比

Fig.4 Comparison of power fluctuation before and after optimization of Bus 4 and Bus 13

由图4可得,采用鲁棒优化时的功率波动明显小于无优化时的功率波动。在09:00—10:00时段,无优化和鲁棒优化下的功率波动绝对值最大,分别为15.36 MW和2.60 MW,采用鲁棒优化仅为无优化的16.93%。仿真结果表明鲁棒优化在新能源出力不确定情况下,对外特性的稳定性具有明显改善效果。

为了进一步验证本文所提算法的有效性和可行性,对IEEE 118节点测试系统进行仿真分析。本文将IEEE 118节点测试系统划分为区域1和区域2,以区域1为观测区域,其节点15和节点19为观测点。区域之间设有2条联络线,第一条联络线为区域1的节点15和区域2的节点33相连接,第二条联络线为区域1的节点19和区域2的节点34相连接。图5展示了节点15和节点19相角波动情况,而节点15和节点19功率波动情况如附录A图A2所示。

通过观察图5和图A2可知,与无优化时的计算结果相比,采用鲁棒优化计算得到的联络线节点相角和节点功率波动都更为平缓,这表明本文所提算

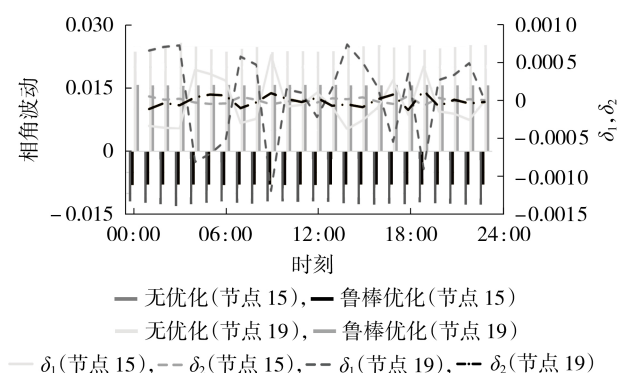


图5 节点15和节点19优化前、后相角波动对比

Fig.5 Comparison of phase angle fluctuation before and after optimization of Bus 15 and Bus 19

法同样适用于IEEE 118节点测试系统。为了进一步体现算法的优越性,计算双IEEE 14节点系统和IEEE 118节点测试系统 δ 的标准差,计算结果保留3位小数,如表1所示,表中相角为标么值。

表1 2个测试系统有、无鲁棒优化对外特性
计算结果比较

Table 1 Comparison of calculation results of external characteristics for two test systems between with and without robust optimization

方法	变量	双IEEE 14节点 测试系统		IEEE 118节点 测试系统	
		节点4	节点13	节点15	节点19
无优化	相角	3.08×10^{-3}	2.55×10^{-2}	2.85×10^{-4}	5.66×10^{-4}
	功率/MW	7.32	7.32	0.229	0.229
鲁棒 优化	相角	1.21×10^{-3}	9.97×10^{-3}	3.49×10^{-5}	6.93×10^{-5}
	功率/MW	2.87	2.87	0.0281	0.0281

由表1可得,采用鲁棒优化计算得到的相角和功率的 δ 标准差都远小于无优化时的计算结果,进一步验证了本文所提算法的可行性和普适性。

5 结论

本文采用松弛的演化求解方法,研究考虑新能源有功出力不确定性的多区域断面功率交换的稳定控制问题,并通过算例分析验证算法的有效性,得出结论如下:

1)构建考虑AGC的多区域潮流模型,以此为基础对多区域潮流外特性进行分析,提出了基于鲁棒优化的多区域稳定控制模型;

2)提出了基于松弛的演化求解方法,并通过算例分析验证了鲁棒优化应用于降低新能源出力波动对区域间功率交换影响的有效性;

3)对双IEEE 14节点测试系统和IEEE 118测试系统进行仿真分析,验证了所提算法的可行性和实用性。

本文仅关注风力发电的不确定性对联络线传输功率的影响,综合考虑负荷和光伏等多重不确定性

因素的影响不在本文讨论范围内,但可依托本文所提方法及结论,做进一步研究和探索。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] PURVINS A, ZUBARYEVA A, LLORENTE M, et al. Challenges and options for a large wind power uptake by the European electricity system[J]. Applied Energy, 2011, 88(5): 1461-1469.
- [2] WANG J, HU J, MA K. Wind speed probability distribution estimation and wind energy assessment[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 60: 881-899.
- [3] DAI H, XIE X, XIE Y, et al. Green growth: the economic impacts of large-scale renewable energy development in China[J]. Applied Energy, 2016, 162: 435-449.
- [4] 杨涛, 廖勇. 含双馈风电场的互联电力系统虚拟惯量与虚拟阻尼协调控制方法[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(11): 92-100.
YANG Tao, LIAO Yong. Coordinated control method of virtual inertia and virtual damping for interconnected power system with doubly-fed wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(11): 92-100.
- [5] 王洪涛, 邹斌, 张亮. 基于节点传输贡献量的省间联络线潮流近似计算[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(6): 135-141.
WANG Hongtao, ZOU Bin, ZHANG Liang. Approximate calculation of inter-provincial tie line power flow based on node transmission contribution[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(6): 135-141.
- [6] 杨涛, 廖勇, 汤梦阳. 改善含风电场虚拟惯量互联电力系统稳定性的自适应鲁棒滑模控制策略[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(9): 223-232.
YANG Tao, LIAO Yong, TANG Mengyang. Adaptive robust-sliding mode control strategy for improving stability of interconnected power system with virtual inertia of wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 223-232.
- [7] 冯雷, 蔡泽祥, 王奕, 等. 计及负荷储能特性的微网负荷协调联络线功率波动平抑策略[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(17): 22-28.
FENG Lei, CAI Zexiang, WANG Yi, et al. Strategy for tie line power fluctuation suppressing of load-energy storage coordinated microgrid considering energy-storage characteristic of load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(17): 22-28.
- [8] 李笑竹, 王维庆, 王海云, 等. 考虑荷源两侧不确定性的跨区域灵活性鲁棒优化运行策略[J]. 高电压技术, 2020, 46(5): 84-95.
LI Xiaozhu, WANG Weiqing, WANG Haiyun, et al. Robust optimized operation strategy for cross-region flexibility with bilateral uncertainty of load source[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(5): 84-95.
- [9] 何剑, 孙华东, 郭剑波, 等. 直流功率调制抑制交流联络线随机功率波动的研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(25): 93-98, 15.
HE Jian, SUN Huadong, GUO Jianbo, et al. Suppressing AC tie-line stochastic power fluctuation by HVDC power modulation control[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(25): 93-98, 15.
- [10] 刘新东, 陈焕远, 姚程. 基于非线性方法抑制特高压联络线功率波动的控制策略仿真[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(4): 92-95.
LIU Xindong, CHEN Huanyuan, YAO Cheng. Simulation of power control strategy based on nonlinear method for UHV tieline[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(4): 92-95.
- [11] 刘宝林, 周少雄, 纪超, 等. 直流微网群联络线功率波动平抑策略研究[J]. 可再生能源, 2019, 37(1): 92-98.
LIU Baolin, ZHOU Shaoxiong, JI Chao, et al. Study on coordination control strategy to smooth the multi-DC-microgrids tie-line power fluctuations[J]. Renewable Energy Resources, 2019, 37(1): 92-98.
- [12] 廖小兵, 刘开培, 乐健, 等. 基于双层模型预测结构的跨区域AGC机组协同控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(16): 4674-4685, 4970.
LIAO Xiaobing, LIU Kaipei, LE Jian, et al. Coordinated control strategy for AGC units across areas based on Bi-level model predictive control[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(16): 4674-4685, 4970.
- [13] 张磊, 罗毅, 叶婧, 等. 考虑联络线支援波动约束的多区域AGC最优联合调频控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(3): 676-685.
ZHANG Lei, LUO Yi, YE Jing, et al. Optimal cooperation frequency control strategy of AGC in multi-area under tie-line support volatility constraint[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(3): 676-685.
- [14] 姚垚, 张沛超. 基于市场控制的空调负荷参与平抑微网联络线功率波动的方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(3): 782-791.
YAO Yao, ZHANG Peichao. A market-based control method for air conditioner loads to smooth microgrid tie-line power fluctuation[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(3): 782-791.
- [15] 王冉, 王丹, 贾宏杰, 等. 一种平抑微网联络线功率波动的电池及虚拟储能协调控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(20): 5124-5134.
WANG Ran, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. A coordination control strategy of battery and virtual energy storage to smooth the micro-grid tie-line power fluctuations[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(20): 5124-5134.
- [16] 陈全. 多区域不完全信息下潮流算法及其应用[D]. 济南: 山东大学, 2021.
CHEN Quan. Power flow analysis for multi-area networks with data partition[D]. Jinan: Shandong University, 2021.
- [17] 胡泽春, 罗志成. 大规模可再生能源接入背景下自动发电控制研究现状与展望[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(8): 2-15.
HU Zechun, LUO Haocheng. Research status and prospect of automatic generation control with integration of large-scale renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(8): 2-15.
- [18] 陈哲, 王檐裕, 郭创新, 等. 基于风险的多区互联电力系统分布式鲁棒动态经济调度[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(23): 113-122.
CHEN Zhe, WANG Luyu, GUO Chuangxin, et al. Risk-based distributed robust dynamic economic dispatch for interconnected multi-regional power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(23): 113-122.
- [19] 于国星, 宋蕙慧, 侯睿, 等. 柔性直流互联孤岛微网群的分布式频率协同控制[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(20): 103-111.
YU Guoxing, SONG Huihui, HOU Rui, et al. Distributed cooperative frequency control for flexible DC interconnected island microgrid cluster[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(20): 103-111.
- [20] 滕贤亮, 高宗和, 朱斌, 等. 智能电网调度控制系统AGC需求分析及关键技术[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(1): 81-87.
TENG Xianliang, GAO Zonghe, ZHU Bin, et al. Requirements analysis and key technologies for automatic generation control for smart grid dispatching and control systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(1): 81-87.
- [21] 叶林, 张慈杭, 汤涌, 等. 多时空尺度协调的风电集群有功分层预测控制方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(13): 3767-

3780,4018.

YE Lin, ZHANG Cihang, TANG Yong, et al. Active power stratification predictive control approach for wind power cluster with multiple temporal and spatial scales coordination[J]. Proceeding of the CSEE, 2018, 38(13):3767-3780, 4018.

[22] 中国电力企业联合会. 风电功率预测技术规定:NB/T 10205—2019[S]. 北京:国家能源局, 2019.

[23] 熊斯衍. 求解连续极小极大优化问题的新方法[D]. 合肥:中国科学技术大学, 2015.

XIONG Siyan. New approaches to the problems of continuous minimax optimizations[D]. Hefei: University of Science and Technology of China, 2015.

作者简介:



樊小伟

樊小伟(1973—),男,高级工程师,硕士,主要研究方向为可再生能源调度运行管理(E-mail:fan.xiaowei@jibei.sgcc.com.cn);

孙荣富(1982—),男,高级工程师,博士,主要研究方向为可再生能源调度运行管理(E-mail:sun.rongfu@jibei.sgcc.com.cn);

董晓明(1980—),男,副教授,博士,主要研究方向为可再生能源调度运行管理(E-mail:dongxiaoming@sdu.edu.cn)。

(编辑 李玮)

Exchanging power robust optimization model of interconnected grid considering uncertainty of new energy

FAN Xiaowei¹, SUN Rongfu¹, WANG Jingran¹, MA Yue²,
SUN Hongwen², CHEN Quan², DONG Xiaoming²

(1. State Grid Jibei Electric Power Co., Ltd., Beijing 100054, China;

2. School of Electrical Engineering, Shandong University, Jinan 250061, China)

Abstract: The high proportion of new energy and its uncertainty increase the difficulty of exchanging power control in multi-area AC interconnected system. In order to ensure the coordinated distribution and the relative balanced fluctuation of the transmission power on inter-regional tie lines, an exchanging power stability control model that considers the external characteristics of interconnected grid is proposed. Considering the relationship between AGC (Automatic Generation Control) participation factors of interconnected system and the power flow distribution of tie line, the power flow model under AGC control of interconnected system is derived and constructed. Furthermore, a robust optimization-based regional exchanging power stability control model is established with the minimum power fluctuation amplitude of tie line as the objective function, and a co-evolution algorithm based on relaxation method is proposed to solve the model. Taking two parallel IEEE 14-bus systems and IEEE 118-bus system as the test examples to carry out the simulation analysis and comparing the calculation results between without optimization and with robust optimization, it is concluded that robust optimization can effectively deal with the impact of random output of new energy, it has an obvious improvement effect on the stability of external characteristics, and the effectiveness and practicability of the proposed algorithm are verified.

Key words: new energy; multi-area interconnected system; automatic generation control; power fluctuation of tie line; robust optimization

附录 A

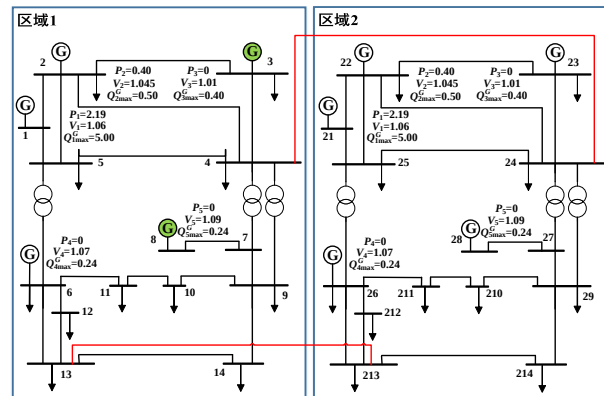


图 A1 双 IEEE 14 节点测试系统示意图
Fig.A1 Schematic diagram of dual IEEE 14-bus test system

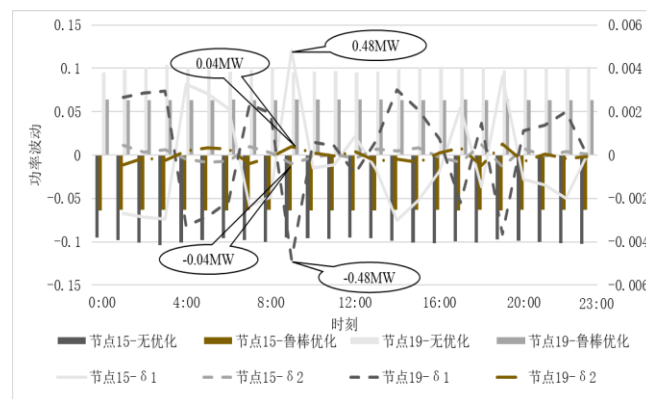


图 A2 节点 15 和 19 优化前后功率波动对比
Fig.A2 Comparison of power fluctuation before and after optimization of Bus 15 and 19