

考虑可消纳风电区间的多区电力系统 分散协调鲁棒调度方法

翟俊义¹, 周明¹, 李庚银¹, 吴巍², 任建文¹

(1. 新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京市 昌平区 102206;

2. 国网江苏省电力公司经济技术研究院, 江苏省 南京市 210009)

A Decentralized and Robust Dispatch Approach for Multi-Area Power System Considering Accommodated Wind Power Interval

ZHAI Junyi¹, ZHOU Ming¹, LI Gengyin¹, WU Wei², REN Jianwen¹

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System With Renewable Energy Sources (North China Electric Power University), Changping District, Beijing 102206, China;

2. State Grid Jiangsu Economic Research Institute, Nanjing 210009, Jiangsu Province, China)

ABSTRACT: Multi-area decentralized and coordinated scheduling is an effective measure to promote cross-regional wind power accommodation. This paper focuses on uncertainties of wind power and operation security and reliability requirements of multi-area power system's dynamic economic dispatch. Affinely adjustable robust optimization and hierarchical coordination optimization are combined together to establish a decentralized and coordinated robust scheduling model for multi-area power system considering accommodated wind power interval. The accommodated wind power interval is optimized integrately with AGC participation factor to ensure feasibility of scheduling plan. Based on analytical target cascading technique, a decentralized scheduling model is proposed, composed of parallel regional scheduling subproblems and master problem to ensure operational security of tie-lines. Simulations on two-area 12-bus and three-area 354-bus systems illustrate that simultaneous optimization of the wind power interval and the AGC participation factor can effectively deal with uncertainty of wind power, realize economy of entire multi-area power system and maximize wind power accommodation.

KEY WORDS: accommodated wind power interval; decomposition and coordination; analytical target cascading; affinely adjustable robust optimization; dynamic economic dispatch

摘要:多区域分散协调调度是提高电力系统风电消纳水平的有效措施。针对风电出力的不确定性以及多区域电力系统动态经济调度的安全可靠要求,采用仿射可调节鲁棒优化结合分层协调技术,构建了考虑可消纳风电区间的多区电力系统分散协调鲁棒调度模型,将跨区电力系统可消纳的风电区间与自动发电控制(automatic generation control, AGC)机组的参与因子一同优化,以确保调度方案的可行性。基于目标级联分析技术,建立由各区域优化调度并行子问题和确保区域间联络线安全运行主问题组成的分散调度实现方法。以2区12节点和3区354节点算例验证了所提模型通过同时优化跨区系统可消纳的风电区间和AGC机组的参与因子,能够有效应对风电出力的不确定性,实现了多区电力系统整体运行的经济性和风电消纳最大化。

关键词:可消纳风电区间;分散协调;目标级联分析;仿射可调节鲁棒优化;动态经济调度

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2017.2395

0 引言

预计到2030年我国非水可再生能源发电量将达30%以上,高比例可再生能源并网将是我国电力系统发展的必然趋势和重要特征^[1]。我国风资源丰富地区普遍具有集中度高、规模大、远离负荷中心的特点^[2],而所在地区往往电能需求小,风电难以就地消纳,通过区域间协调调度是解决大规模风电消纳的有效手段。当高比例可再生能源接入电网时,区域联络线潮流要“随风而动”,以实现跨区消纳^[3]。风电的随机性和波动性加剧了系统调度运行的不确定性,如何处理风电的不确定性,且统筹协调多区域的风电和火电等资源,实现风电资源的

基金项目: 国家重点研发计划项目(2016YFB0900100); 中央高校基本科研业务费专项资金资助(2018QN001)。

Project Supported by National Key Research and Development Program of China (2016YFB0900100); The Fundamental Research Funds for the Central Universities (2018QN001).

跨区消纳已成为系统优化调度需要解决的关键问题。

对风电不确定性的处理, 主要有随机规划、场景法和鲁棒优化 3 种方式。随机规划法^[4]和场景法^[5]用风电功率的概率信息建模, 其优化目标具有概率意义上的最优性。鲁棒优化是在不确定参数实现情况未知的前提下进行, 其决策过程不需要获取不确定参数的精确概率分布信息, 可求解性更强, 更适用于大规模在线应用的场合^[6]。近年来, 鲁棒优化逐渐被应用于电力系统优化运行中。对于含风电电力系统调度问题的鲁棒优化一般分为自适应鲁棒优化方法 (adaptive robust optimization, ARO)^[7-8]和仿射可调节鲁棒优化方法 (affinely adjustable robust optimization, AARO)^[9-10]。ARO 是按照调度时序构建两阶段鲁棒优化模型, 包括预决策和再决策 2 个阶段。预决策需要在不确定性被观测到之前确定, 再决策是对预决策的补充或校正措施, 是在不确定性获知以后再确定^[10]。AARO 对再调度策略做了简化, 计及了 AGC 机组的仿射校正过程, 将 ARO 中的功率调整函数采用 AGC 机组调节量与系统扰动量之间的仿射关系进行具体化, 将开环调度与闭环 AGC 结合, 实现了调度与控制的协调, 可以实现不确定集合内的任意可能风电场景都存在一种调度可行解, 即能保证调度方案的鲁棒性。

上述鲁棒调度方法均局限于单区域集中式调度, 而对于我国风电大规模集中接入的多区域电力系统分层分区调度模式, 需要研究鲁棒调度方法在多区域系统消纳风电的应用。对于多区电力系统的动态经济调度问题, 传统集中式调度模型很难在大规模多区电力系统中实行, 而分散协调的调度模式有其优势^[11]。目前应用最广泛的分解协调技术有拉格朗日松弛法^[11]和增广拉格朗日松弛法^[12]等, 其基本思路是将区域耦合约束以拉格朗日乘子的方式引入到目标函数中, 使优化问题可分离求解; 此外, 文献[13]将用于解决多层次结构协调优化的目标级联分析 (analytical target cascading, ATC) 技术应用于电力系统分布式优化, 体现出较好的实用性。

一般而言, 风电场应定期向电网调度中心上报风电功率预测值及其置信区间。如何利用好这一风电预测区间进行有功调度, 以最大限度地消纳风电, 是建立调度模型时需要考虑的实际问题。现有鲁棒调度研究一般假定预测区间内的风电出力能够被系统全额消纳^[7-10], 即优化方案需保障对不确定集内任意风电出力情景的鲁棒性。然而对多区系统, 往往风电需要通过多区域联合消纳, 由于输送通道或系统调峰能力限制, 可能无法消纳全部风

电, 因此需要从多区系统的调控能力出发, 对跨区系统可消纳的风电区间进行建模, 量化跨区系统的风电接纳能力。

本文采用仿射可调节鲁棒优化结合分层协调技术构建多区电力系统分散协调鲁棒调度模型, 将跨区电力系统可消纳的风电区间与自动发电控制 (automatic generation control, AGC) 参与因子同时视为决策变量, 协调多区系统提高风电消纳水平。基于目标级联分析技术构建分散调度框架, 将多区系统经济调度问题分解为上级调度中心负责协调区域间联络线的潮流主问题、和下级调度中心以并行方式独立求解区域调度计划子问题。算例结果表明所提模型能有效应对风电不确定性, 实现多区电力系统整体运行的经济性和风电消纳最大化。

1 系统可消纳风电区间建模

1.1 可消纳风电区间构造

本文考虑由 AGC 机组提供应对风电出力不确定性的校正控制, 并将系统可消纳的风电区间和 AGC 机组参与因子同时设为决策变量, 通过优化风电的消纳区间上限, 实现电力系统风电消纳最大化。

为方便描述, 下面的小写粗体字母代表列向量, 假设时刻 t 风电场上报的风电预测区间为 $[\underline{w}_t, \bar{w}_t]$, 则时刻 t 风电出力的不确定量 ε_t 可表示为 $\varepsilon_t \in [\underline{w}_t - \bar{w}_t, 0]$ 。由于本文并不以系统能完全消纳可用风电为约束, 因此引入非负辅助决策变量 λ_t , 将系统可消纳的风电区间构造为可调区间, 即时刻 t 系统可消纳的风电功率 w_t 可表示为

$$w_t = w_t^{\text{UB}} + \lambda_t \varepsilon_t, \quad \forall t \quad (1)$$

在式(1)中, w_t 为不确定量, 易知 w_t 的最大值为 w_t^{UB} , 即 w_t^{UB} 为 t 时刻系统可消纳的风电区间上限, 而 w_t 的最小值即 t 时刻系统可消纳的风电区间下限, 记为 w_t^{LB} , 且可推出 $w_t^{\text{LB}} = w_t^{\text{UB}} - \lambda_t (\bar{w}_t - \underline{w}_t)$ 。假设系统不会出现切负荷情况, 当系统负荷不足或调节容量不足时, 只能通过弃风来保障系统安全运行, 因而有:

$$\begin{cases} 0 \leq w_t^{\text{UB}} \leq \bar{w}_t \\ 0 \leq w_t^{\text{UB}} - \lambda_t (\bar{w}_t - \underline{w}_t) \leq \underline{w}_t, \quad \forall t \\ 0 \leq \lambda_t \end{cases} \quad (2)$$

1.2 基于可消纳风电区间的 AGC 出力建模

假设系统可消纳的风电最大出力对应的场景 (即当风电出力为 w_t^{UB} 时的场景) 为基准运行场景, 以含高比例风电的送端区域 A 为例, 在仿射可调节鲁棒优化策略下, 将系统可消纳的风电区间与 AGC

参与因子同时视为待优化的决策变量,若基准运行场景下的 AGC 机组 g 在时刻 t 的功率基值为 p_{gt}^G , 为应对总风电出力的不确定性,基于可消纳风电区间的 AGC 机组的实际出力 $\hat{p}_{gt}^G$ 满足如下仿射关系:

$$\begin{cases} \hat{p}_{gt}^G = p_{gt}^G - \eta_{gt} \lambda_t \sum_{w \in \Omega_W^A} \varepsilon_{wt} \\ 0 \leq \eta_{gt} \leq 1 \\ \sum_{g \in \Omega_G^A} \eta_{gt} = 1 \end{cases}, \forall t \quad (3)$$

式中: η_{gt} 为 AGC 机组 g 在时刻 t 的参与因子; Ω_G^A 、 Ω_W^A 分别为区域 A 内 AGC 机组节点集合、风电场节点集合。

由于本文考虑 AGC 机组参与因子也为决策变量,故式(3)中含非凸的双线性项 $\eta_{gt} \lambda_t$, 需要对其进行等价替换,令 $\gamma_{gt} = \eta_{gt} \lambda_t$, 转换为式(4)所示。

$$\begin{cases} \hat{p}_{gt}^G = p_{gt}^G - \gamma_{gt} \sum_{w \in \Omega_W^A} \varepsilon_{wt} \\ \gamma_{gt} = \eta_{gt} \lambda_t \\ \sum_{g \in \Omega_G^A} \gamma_{gt} = \lambda_t \\ 0 \leq \gamma_{gt} \leq \bar{w}_{wt} / (\bar{w}_{wt} - \underline{w}_{wt}) \end{cases}, \forall t \quad (4)$$

式中 γ_{gt} 为新引入的仿射比例系数,为决策变量。

经过上述等价替换,消除了非凸的双线性项,便于下文建立的区域电网优化调度模型转化为凸优化模型,可以进行高效的求解。

2 基于 ATC 的分散协调鲁棒动态经济调度模型

2.1 基于 ATC 技术的分散协调调度架构

为方便描述,带顶标“~”的变量表示主优化问题中的变量,不带顶标“~”的变量表示子优化问题中的变量,带顶标“^”的变量表示实际值,不带顶标“^”的变量表示基准运行场景下的值。

本文采用 ATC 技术搭建分散协调调度框架,以图 1(a)所示的含高比例风电的 2 区域电力系统为例,将区域 B 等效为一个节点 s' 引入区域 A 中,同时将区域 A 等效为一个节点 s 引入区域 B 中,由各区域内的节点对 (s, s') 来模拟联络线,如图 1(b)所示,即系统被分解为 2 个相互独立的子网络,而联络线节点的电压相角则作为区域间的共享协调变量,从而将多区电力系统分散调度问题分解为上级主问题和区域电网子问题。主优化问题负责协调联络线节点电压相角,并将相角参考值 $(\tilde{\theta}_{st}^{A*}, \tilde{\theta}_{s't}^{A*}, \tilde{\theta}_{st}^{B*}, \tilde{\theta}_{s't}^{B*})$ 发送给对应的区域电网子优化问题。各子优化问题以并行的方式独立求解本区域发电计

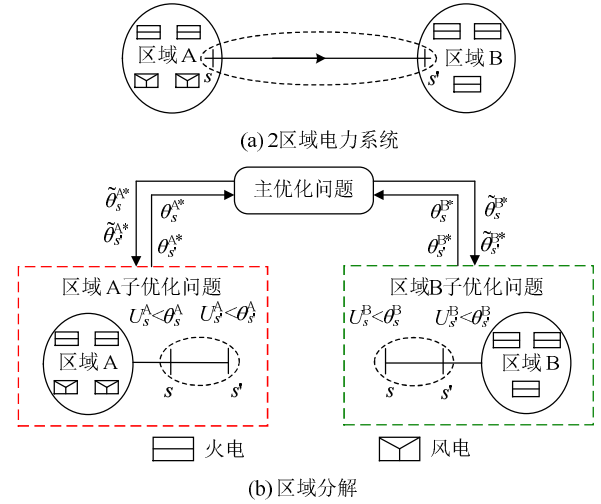


图1 区域分解准则

Fig. 1 Regional decomposition technique

划,并与主问题下发的电压相角参考值进行协调,然后将得到的电压相角 $(\theta_{st}^{A*}, \theta_{s't}^{A*}, \theta_{st}^{B*}, \theta_{s't}^{B*})$ 反馈给主问题。

2.2 区域电网调度子优化问题

2.2.1 目标函数

以含高比例风电的送端区域 A 为例,建立其对应的 AARO 模型。在基准运行场景下,对应的优化问题的目标函数包括区域内机组燃料费用、系统可消纳的风电区间偏离预测区间的惩罚费用及松弛的区域一致性协调约束的增广拉格朗日惩罚项(具体为关于联络线节点的电压相角偏差),如下所示:

$$\begin{aligned} \min \sum_{t=1}^T [& \sum_{g \in \Omega_G^A} C_g(p_{gt}^G) + \sum_{k \in \Omega_{NG}^A} C_k(p_{kt}^{NG})] + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{w \in \Omega_W^A} C^w [(\bar{w}_{wt} - w_{wt}^{UB})^2 + (\underline{w}_{wt} - w_{wt}^{LB})^2] + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{s \in \Phi_r^A, s' \in \Lambda_s^A} [\alpha_{st}^A (\tilde{\theta}_{st}^{A*} - \theta_{st}^A) + \beta_{st}^A \circ (\tilde{\theta}_{st}^{A*} - \theta_{st}^A)]_2^2 + \\ & \alpha_{s't}^A (\tilde{\theta}_{s't}^{A*} - \theta_{s't}^A) + \beta_{s't}^A \circ (\tilde{\theta}_{s't}^{A*} - \theta_{s't}^A)]_2^2 \end{aligned} \quad (5)$$

式中: $\tilde{\theta}_{st}^{A*}$ 、 $\tilde{\theta}_{s't}^{A*}$ 分别为时刻 t 主问题下发的区域 A 内的联络线节点 s 、邻区域等效节点 s' 的电压相角参考值。 θ_{st}^A 、 $\theta_{s't}^A$ 分别为时刻 t 基准运行场景下区域 A 内联络线节点 s 、邻区域等效节点 s' 的电压相角。 Φ_r^A 、 Λ_s^A 、 Ω_{NG}^A 分别为区域 A 内的联络线节点集合、邻区域等效节点集合、非 AGC 机组节点集合。 $C_g(p_{gt}^G)$ 、 $C_k(p_{kt}^{NG})$ 分别表示基准运行场景下的 AGC 机组燃料费用、非 AGC 机组燃料费用, p_{kt}^{NG} 为非 AGC 机组 k 在时刻 t 的计划出力。 C^w 为可消纳风电区间偏离预测区间的惩罚因子, α_{st}^A 、 β_{st}^A 、 $\alpha_{s't}^A$ 、 $\beta_{s't}^A$ 为偏差校正因子,“ $\circ$ ”表示 Hadamard 乘积。

2.2.2 约束条件

1) 区域电网节点功率平衡约束。

基于直流潮流模型, 区域电网内部节点的功率平衡可表示为

$$\begin{cases} \sum_{g \in G_n^A} \hat{p}_{gt}^G + \sum_{k \in NG_n^A} p_{kt}^{NG} - \sum_{m \in N_n^A} \frac{1}{x_{nm}} (\hat{\theta}_{nt}^A - \hat{\theta}_{mt}^A) - \\ \sum_{s' \in \Lambda_n^A} \frac{1}{x_{ns'}} (\hat{\theta}_{nt}^A - \hat{\theta}_{s't}^A) + \sum_{w \in W_n^A} w_{wt} = p_{nt}^D \\ \hat{\theta}_{lt}^A = 0, \quad \forall n \in \Omega_N^A, \quad \forall t \end{cases} \quad (6)$$

式中: N_n^A 、 G_n^A 、 W_n^A 为与区域 A 节点 n 相连的内部节点集合、AGC 机组集合、风电场集合; Ω_N^A 为区域 A 内部节点集合(不包含邻区域等效的节点); $\hat{\theta}_{nt}^A$ 为节点 n 在时刻 t 的电压相角, 并假设节点 1 为平衡节点; x_{nm} 为节点 n 、 m 间的线路电抗; $x_{ns'}$ 为节点 n 、 s' 间的线路电抗, 即联络线电抗; w_{wt} 为风电场 w 在时刻 t 的出力, 为不确定量; p_{nt}^D 为时刻 t 节点 n 的负荷。

2) 非 AGC 机组出力及爬坡约束。

$$\underline{p}_k^{NG} \leq p_{kt}^{NG} \leq \bar{p}_{kt}^{NG}, \quad \forall k \in \Omega_{NG}^A, \quad \forall t \quad (7)$$

$$-r_{dk}^{NG} \Delta T \leq p_{kt}^{NG} - p_{kt-1}^{NG} \leq r_{uk}^{NG} \Delta T, \quad \forall k \in \Omega_{NG}^A, \quad \forall t \quad (8)$$

式中: ΔT 为调度时段间隔; r_{uk}^{NG} 、 r_{dk}^{NG} 分别为非 AGC 机组 k 的爬坡、滑坡速率; $\underline{p}_k^{NG}$ 、 $\bar{p}_{kt}^{NG}$ 对应其出力的下界和上界。

3) AGC 机组可调出力限制约束。

由于 AGC 机组需要应对可消纳风电区间内的出力波动, 因此, 将 AGC 机组出力以基准运行场景下的出力形式表示, 则其出力限制约束可表示为

$$\underline{p}_g^G \leq p_{gt}^G - \gamma_{gt} \sum_{w \in \Omega_W^A} \varepsilon_{wt} \leq \bar{p}_g^G, \quad \forall g \in \Omega_G^A, \quad \forall t \quad (9)$$

$$-r_{dg}^G \Delta T \leq p_{gt}^G - p_{gt-1}^G - \gamma_{gt} \sum_{w \in \Omega_W^A} \varepsilon_{wt} +$$

$$\gamma_{gt-1} \sum_{w \in \Omega_W^A} \varepsilon_{wt-1} \leq r_{ug}^G \Delta T, \quad \forall g \in \Omega_G^A, \quad \forall t \quad (10)$$

式中 r_{ug}^G 、 r_{dg}^G 为 AGC 机组 g 的爬坡、滑坡速率。

4) 区域内部线路潮流限制约束。

$$\begin{aligned} -\bar{L}_{nm} &\leq \frac{1}{x_{nm}} (\hat{\theta}_{nt}^A - \hat{\theta}_{mt}^A) \leq \bar{L}_{nm}, \\ \forall n \in \Omega_N^A, \quad \forall m \in N_n^A, \quad \forall t \end{aligned} \quad (11)$$

式中 $\bar{L}_{nm}$ 为内部线路 nm 的传输上限。

5) 联络线潮流限制约束。

$$\frac{1}{x_{ss'}} (\hat{\theta}_{st}^A - \hat{\theta}_{s't}^A) \leq \bar{F}_{ss'}, \quad \forall s \in \Phi_\Gamma^A, \quad \forall s' \in \Lambda_s^A, \quad \forall t \quad (12)$$

式中 $\bar{F}_{ss'}$ 为联络线 ss' 的传输上限。

6) 系统可消纳的风电区间约束。

$$\text{式(2)、(4)} \quad (13)$$

由于本文模型通过优化系统所能消纳的风电区间及 AGC 参与因子, 可以保证存在一组可行的火电机组出力, 使得实时阶段的风电在允许出力区间内的任意场景都满足系统安全运行约束, 即已经隐性考虑了风电预测误差对系统备用的要求。

2.2.3 区域优化模型的鲁棒对等转化

上述区域子优化模型中的式(6)、(9)、(10)中含不确定量, 不能直接求解, 需要进行鲁棒对等转化。而式(11)和(12)中虽然不显式地包含不确定量, 但节点电压相角与线路潮流密切相关, 因此式(11)和(12)也隐性包含了不确定量, 同样需进行鲁棒对等转化。

鉴于鲁棒优化要求, 对于区间内任意可能的风电场景约束都要满足, 因此, 式(12)和式(13)的鲁棒对等约束如式(14)和式(15)所示:

$$\begin{cases} p_{gt}^G + \gamma_{gt} \sum_{w \in \Omega_W^A} (\bar{w}_{wt} - \underline{w}_{wt}) \leq \bar{p}_g^G \\ p_{gt}^G \geq \underline{p}_g^G \end{cases} \quad (14)$$

$$\begin{cases} p_{gt}^G - p_{gt-1}^G + \gamma_{gt} \sum_{w \in \Omega_W^A} (\bar{w}_{wt} - \underline{w}_{wt}) \leq r_{ug}^G \Delta T \\ p_{gt-1}^G - p_{gt}^G + \gamma_{gt-1} \sum_{w \in \Omega_W^A} (\bar{w}_{wt-1} - \underline{w}_{wt-1}) \leq r_{dg}^G \Delta T \end{cases} \quad (15)$$

不同于式(9)和(10), 式(11)和(12)隐性地包含了不确定量, 其鲁棒对等转化较复杂, 如附录 A 所示。

经过上述鲁棒对等转化, 可以得到区域 A 的 AARO 模型的鲁棒对等模型如式(16)所示, 为凸优化模型, 可采用高效的商业求解器求解。

$$\begin{cases} \min \text{ 式(5)} \\ \text{s.t. 式(7)-(8), (13)-(15), (A5), (A8)-(A10)} \\ \quad \forall n \in \Omega_N^A, \quad \forall m \in N_n^A, \quad \forall s \in \Phi_\Gamma^A, \quad \forall s' \in \Lambda_s^A, \\ \quad \forall k \in \Omega_{NG}^A, \quad \forall g \in \Omega_G^A, \quad \forall w \in \Omega_W^A, \quad \forall t \end{cases} \quad (16)$$

2.3 主优化问题

主优化问题即上级调度中心优化问题, 负责协调多区系统的联络线功率(具体为联络线节点电压相角), 其优化目标是最小化多区系统的联络线节点电压相角偏差量。基于 ATC 算法的原理, 需要引入区域一致性约束, 以保证整个多区电力系统的调度可行性。因此, 主优化问题的模型为

$$\begin{aligned} \min \sum_{A \in \Theta} \sum_{s \in \Phi_\Gamma^A, s' \in \Lambda_s^A} [\alpha_{st}^A (\tilde{\theta}_{st}^A - \theta_{st}^{A*}) + \|\beta_{st}^A \circ (\tilde{\theta}_{st}^A - \theta_{st}^{A*})\|_2^2 + \\ \alpha_{s't}^A (\tilde{\theta}_{s't}^A - \theta_{s't}^{A*}) + \|\beta_{s't}^A \circ (\tilde{\theta}_{s't}^A - \theta_{s't}^{A*})\|_2^2] \end{aligned} \quad (17)$$

区域一致性协调约束:

$$\begin{cases} \tilde{\theta}_{st}^A = \tilde{\theta}_{st}^B, \quad \forall A, B \in \Theta, \quad \forall t \\ \tilde{\theta}_{s't}^A = \tilde{\theta}_{s't}^B, \quad \forall A, B \in \Theta, \quad \forall t \end{cases} \quad (18)$$

式中: Θ 为区域电网集合; $\tilde{\theta}_{st}^A$ 、 $\tilde{\theta}_{s't}^A$ 、 $\tilde{\theta}_{s't}^B$ 、 $\tilde{\theta}_{st}^B$ 为主优化问题中的决策变量, 分别表示区域 A 内的联络线节点 s 和邻区域等效节点 s' , 和区域 B 内的联络线节点 s' 和邻区域等效节点 s 的电压相角; θ_{st}^{A*} 、 $\theta_{s't}^{A*}$ 分别为区域 A 子优化问题上传的基准运行场景下联络线节点 s 、邻区域等效节点 s' 的电压相角。

3 分散协调调度模型的求解

在分散协调调度框架下, 各区域电网均为一个具备独立自治能力的调度控制中心, 分别构建各自的子优化问题, 在独立求解本区域发电计划问题时, 需与主优化问题进行协调。主子问题循环迭代求解, 直至满足式(19)所示的收敛条件:

$$\begin{cases} |\tilde{\theta}_{st}^{A*}(\tau) - \theta_{st}^{A*}(\tau)| \leq \varepsilon \\ |\tilde{\theta}_{s't}^{A*}(\tau) - \theta_{s't}^{A*}(\tau)| \leq \varepsilon \end{cases}, \quad \forall s \in \Phi_r^A, \forall s' \in \Lambda_s^A, \forall A \in \Theta, \forall t \quad (19)$$

式中 ε 为收敛阈值。

若在第 τ 次迭代中, 式(19)不满足, 则按式(20)更新偏差校正因子。

$$\begin{cases} \alpha_{st}^A(\tau) = \alpha_{st}^A(\tau-1) + \\ \quad 2\beta_{st}^A(\tau-1)^2[\tilde{\theta}_{st}^{A*}(\tau-1) - \theta_{st}^{A*}(\tau-1)] \\ \alpha_{s't}^A(\tau) = \alpha_{s't}^A(\tau-1) + \\ \quad 2\beta_{s't}^A(\tau-1)^2[\tilde{\theta}_{s't}^{A*}(\tau-1) - \theta_{s't}^{A*}(\tau-1)] \\ \beta_{st}^A(\tau) = \mu\beta_{st}^A(\tau-1) \\ \beta_{s't}^A(\tau) = \mu\beta_{s't}^A(\tau-1) \end{cases}, \quad \forall s \in \Phi_r^A, \forall s' \in \Lambda_s^A, \forall A \in \Theta, \forall t \quad (20)$$

式中 μ 为较小的常数, 其值一般取 $1 < \mu \leq 2$ 以保证针对凸优化问题的收敛性^[14]。

4 算例分析

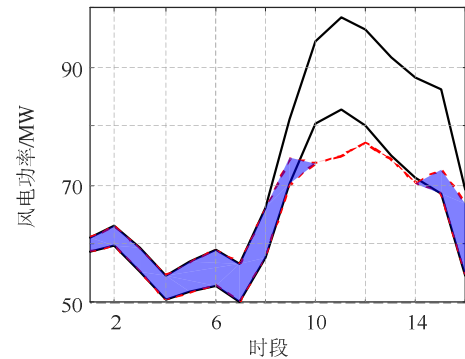
采用 2 区 12 节点系统及 3 区 354 节点系统进行测试, 日内动态经济调度时长为 16 个时段 ($\Delta T = 15 \text{ min}$), 采用 Matlab R2016a 编程实现, 求解器选择 Gurobi 7.0, 求解间隙为 0.1%。

4.1 2 区 12 节点系统

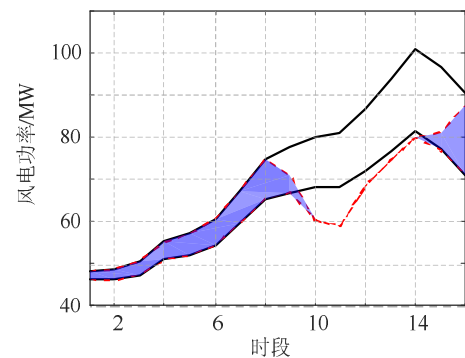
算例 1 由 2 个相同的 6 节点系统^[15-16](命名为区域 A、B)组成。区域 A 的节点 5 与区域 B 的节点 5 相连, 2 个风电场分别位于区域 A 的节点 2 和 3, 发电机成本系数及线路参数见文献[16], 系统负荷见文献[17]。假设区域 A 的 3 台常规发电机为 AGC 机组, 将区域 A、B 的机组耗量系数分别乘以 1.0、2.0, 负荷分别乘以 1.0、2.0, 风电可用区间上、下限由预测值 w^f 按 $w^f(1.02 + ((t-1)/15)0.1)$ 、 $w^f(0.98 - ((t-1)/15)0.1)$ 产生, 如图 2 所示。区域

A 内风电总出力与总负荷之比高达 90%, 联络线电抗标幺值为 0.15 pu, 传输上下限为 [0, 150] MW, $C^w = 10 \text{ USD/MW}^2$, $\varepsilon = 0.005 \text{ pu}$, $\mu = 1.1$, 偏差校正因子初值均为 150, 联络线节点及邻区域等效节点的电压相角参考值的初值均为 0。

区域 A 的 2 个风电场的预测区间及优化的跨区系统可消纳风电区间都示于图 2。阴影部分表示的风电出力范围即 2 区系统可消纳的风电区间。在初始时段, 风电波动较小, 表现为预测区间较窄, 系统可消纳风电区间接近预测区间; 而随时段后移, 风电不确定性逐渐增加, 即风电预测区间逐渐变宽, 且在第 8 个时段后, 风电呈现出较强的反调峰特性, 导致 AGC 机组无法调节来保证全额消纳预测区间内的风电。因此, 区域子优化模型给出的系统可消纳风电区间与预测区间的差距体现出来, 如图 2 中的第 8—14 时段, 这时系统需要一定的弃风以保证稳定运行。通过协调优化得到的系统间联络线传输功率如图 3 所示, 可以发现, 在送端区域电网 A 风电大发的时段, 区域间的联络线传输功率相应的增加, 即大量风电接入电网时, 区域间的联络线潮流出现了“随风而动”的现象, 体现了风电的跨区消纳作用。



(a) 1号风电场



(b) 2号风电场

图 2 2 区 12 节点系统风电场鲁棒出力计划
Fig. 2 Robust scheduling for wind farms of two-area 12-bus system

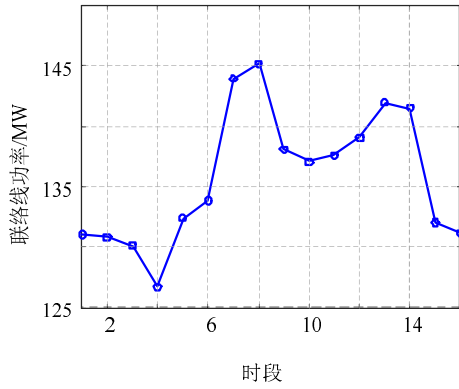


图3 2区12节点系统的联络线潮流

Fig. 3 Tie-line's power flow of two-area 12-bus system

为体现分散协调算法的收敛性能, 将其与集中式调度方法计算的系统运行成本进行对比, 分散协调调度计算的区域A与区域B和互联区域总运行成本的收敛性如图4所示, 虚线表示集中式调度模型计算的系统运行成本为 182.9×10^3 USD, 可视为全局最优解。当收敛系数 $\varepsilon=0.005$ 时, 分散协调算法在迭代20次后, 运行成本收敛到 185.8×10^3 USD, 说明分散协调算法可快速收敛至全局最优解。图5描述了第7、12时段区域联络线边界节点及邻区域等效节点电压相角的收敛曲线, 均在迭代20次后收敛达到一致, 再次说明分散协调算法可快速收敛到最优解。

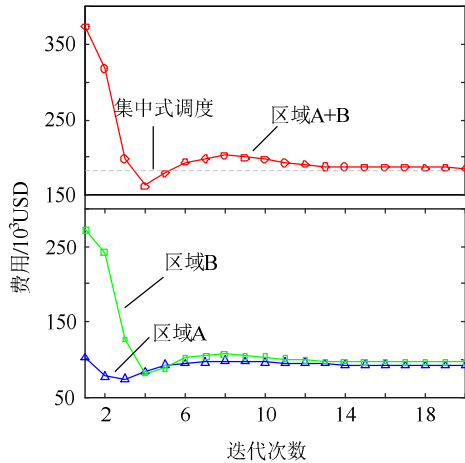
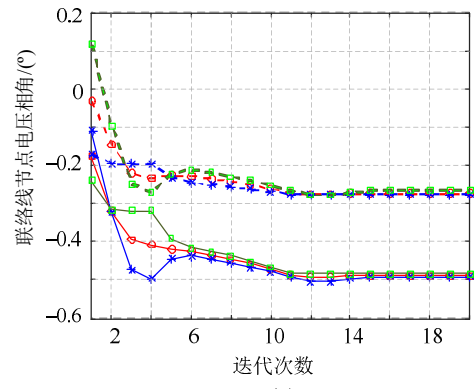


图4 2区12节点系统运行成本收敛曲线

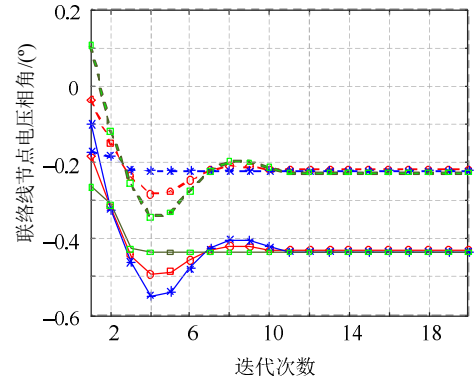
Fig. 4 Operation cost's convergence curve of two-area 12-bus system

4.2 3区354节点系统

算例2由3个IEEE-118节点系统^[18](命名为区域A、B、C)组成, 区域A的节点25和65分别与区域B的节点25和区域C的节点65相连, 6个风电场分别位于区域A的节点38、63、68、77、89、100。系统负荷、发电机成本系数及线路参数由文献[18]获得, 并假设区域A内的24-26、42-70节点集中的常规机组为AGC机组, 其他节点的常规机组为非AGC机组。将区域A、B、C的机组耗量系



(a) 时段7



(b) 时段12

—主问题中区域B节点5 —主问题中区域A节点5
—区域子问题B中节点5 —区域子问题A中等效节点5
—区域子问题A中节点5 —区域子问题B中等效节点5

图5 2区12节点系统联络线电压相角的收敛曲线
Fig. 5 Tie-line voltage angle's convergence curve of two-area 12-bus system

数分别乘以1.0、2.0、2.0, 负荷分别乘以1.0、1.2、1.5, 风电区间产生方式与算例1相同, 如图6所示。区域A内风电总出力与总负荷之比达到67%, 区域A、B间与B、C间的联络线电抗标幺值均为0.1 pu, 传输上下限分别为[0, 1500]MW、[0, 2000]MW, 其他参数与算例1相同。

区域A的6个风电场的预测区间及优化得到的3区系统可消纳风电区间如图6所示。类似于算例1, 在初始时段系统可消纳的风电区间接近于预测区间, 随着风电预测不确定性的逐渐增大, 出现系统无法消纳全部风电情况, 系统采取了弃风措施以保证安全稳定运行。图7描述了集中式调度模型计算的运行成本与分散协调调度模型优化的运行成本收敛曲线, 虚线表示集中式调度模型的全局最优解为 $23\,996.8 \times 10^3$ USD, 分散协调模型在迭代22次之后, 总运行成本收敛到 $24\,062.3 \times 10^3$ USD, 成本误差仅为0.3%, 近乎全局最优解。图8描述了该3区系统中的区域A、B间的联络线节点及邻区域等效节点在第2、10时段的电压相角收敛曲线, 均在迭代22次后收敛到一致。

为比较本文所采取的同时优化系统可消纳风

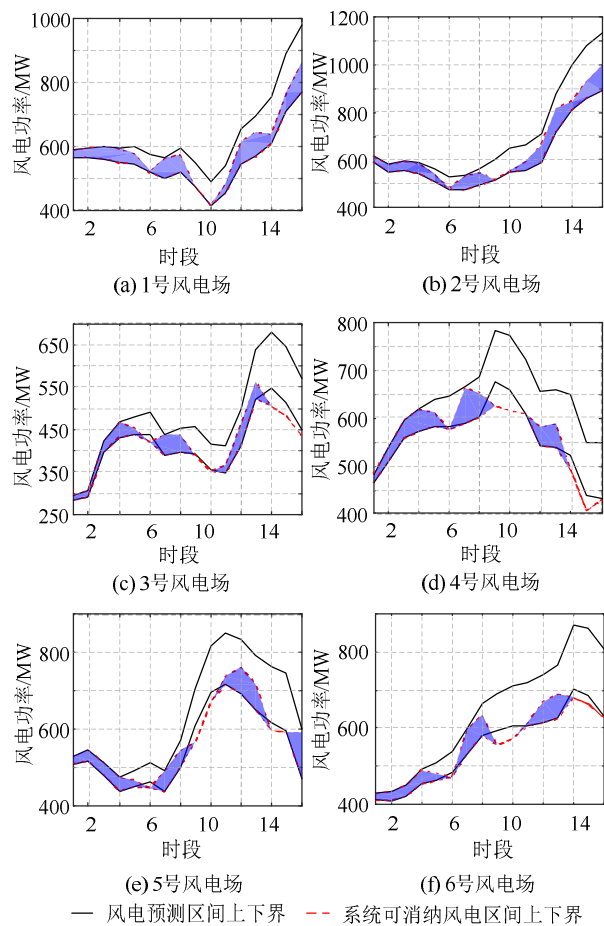


图6 3区354节点系统风电场鲁棒出力计划
Fig. 6 Robust scheduling for wind farms of three-area 354-bus system

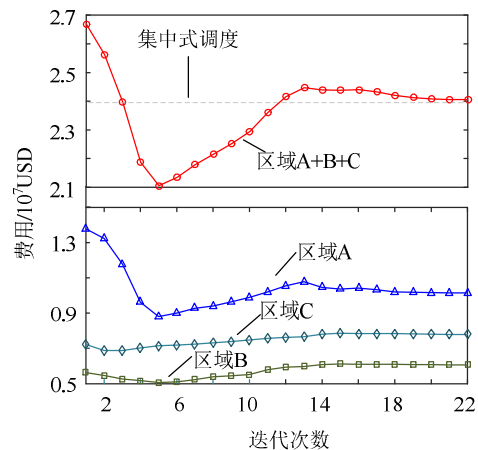


图7 3区354节点系统运行成本的收敛曲线
Fig. 7 Operational cost's convergence curve of three-area 354-bus system

电区间和 AGC 参与因子的优势, 将本文方法称为方法 1; 方法 2 中只优化系统可消纳的风电区间, 而每台 AGC 机组的参与因子按文献[19]的方法设置为正比于机组容量; 方法 3 同样只优化系统可消纳的风电区间, 而每台 AGC 机组的参与因子按文献[20]的方法设置为相等; 方法 4 只优化 AGC 参与因子, 而系统可消纳的风电区间设置为预测区间。

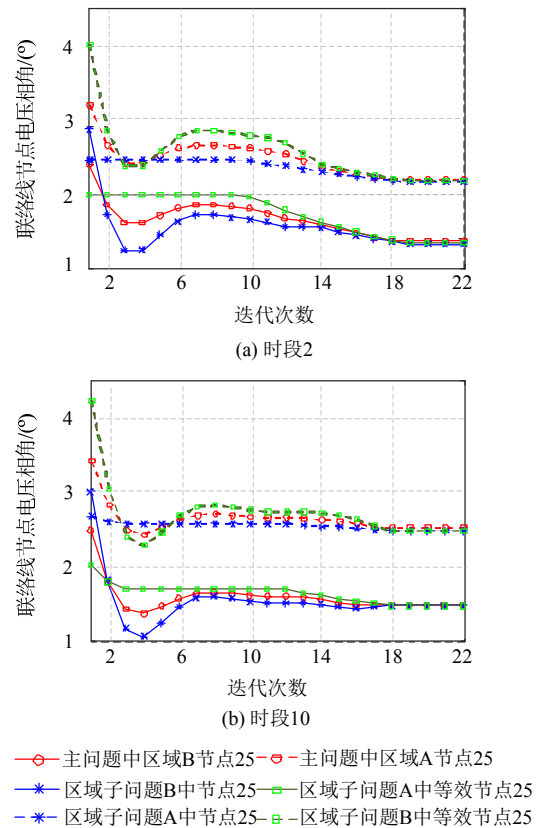


图8 3区354节点系统区域 AB 联络线电压相角收敛曲线
Fig. 8 Tie-line voltage angle's convergence curve of area A and B in 3-area 354-bus system

4种方法优化得到的2区系统的常规机组燃料费用、弃风惩罚费用及总运行费用对比如表1所示。

由表1可知, 由于受端电网的风电并网比例很高, 因此不优化系统可消纳风电区间的方法4无解。而相比于方法2和方法3, 方法1中的常规机组燃料费用、弃风惩罚费用及总运行费用均为最小, 说明方法1通过同时优化系统可消纳的风电区间和AGC参与因子, 提高了风电的消纳能力, 实现了多区电力系统可消纳风电的最大化及机组运行费用的最小化, 即在保证系统安全稳定运行的前提下, 提高了整个电力系统的运行经济性。

表1 4种方法的优化结果对比 Tab. 1 Comparisons of optimization results for four methods			
方法	机组燃料费用/ (10 ³ USD)	弃风惩罚费用/ (10 ³ USD)	运行费用/ (10 ³ USD)
1	16 157.6	7 904.7	24 062.3
2	16 705.8	8 115.6	24 821.4
3	16 981.4	8 201.2	25 182.6
4	无解	无解	无解

5 结论

为更好地解决高比例风电跨区消纳和系统经济可靠运行问题, 针对多区电力系统日内有功调度问题, 所采用的计及 AGC 校正控制的仿射可调节

鲁棒优化方法能够更好地适应风电出力的不确定性, 通过同时优化多区电力系统可接纳的风电出力区间和 AGC 参与因子, 保证了调度方案的可行性。基于目标级联分析技术给出的多区电力系统动态经济调度的分散协调调度架构, 便于实现模型的并行求解。算例结果验证了所提多区电力系统鲁棒调度模型能够有效应对风电出力的不确定性, 给出保证系统安全可靠运行的调度方案, 且实现了系统整体运行的经济性和风电消纳的最大化。

附录见本刊网络版(<http://www.dwjs.com.cn/CN/volumn/current.shtml>)。

参考文献

- [1] 国家发改委能源研究所. 中国 2050 高比例可再生能源发展情景暨途径研究[R]. 2015.
- [2] 王秀丽, 李骏, 黄斌, 等. 促进风电消纳的区省两级电力系统调度模型[J]. 电网技术, 2015, 39(7): 1833-1838.
Wang Xiuli, Li Jun, Huang Bin, et al. A two-stage optimal dispatching model for provincial and regional power grids connected with wind farms to promote accommodation of wind power[J]. Power System Technology, 2015, 39(7): 1833-1838(in Chinese).
- [3] 康重庆, 姚良忠. 高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 2-11.
Kang Chongqing, Yao Liangzhong. Key scientific issues and theoretical research framework for power systems with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 2-11(in Chinese).
- [4] 刘小聪, 王蓓蓓, 李扬, 等. 计及需求侧资源的大规模风电消纳随机机组组合模型[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3714-3723.
Liu Xiaocong, Wang Beibei, Li Yang, et al. Stochastic unit commitment model for high wind power integration considering demand side resources[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3714-3723(in Chinese).
- [5] 丁明, 解蛟龙, 刘新宇, 等. 面向风电接纳能力评价的风资源/负荷典型场景集生成方法与应用[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(15): 4064-4071.
Ding Ming, Xie Jiaolong, Liu Xinyu, et al. The generation method and application of wind resources/load typical scenario set for evaluation of wind power grid integration[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(15): 4064-4071(in Chinese).
- [6] 周任军, 闵雄帮, 童小娇, 等. 电力环保经济调度矩不确定分布鲁棒优化方法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(13): 3248-3256.
Zhou Renjun, Min Xiongbang, Tong Xiaojiao, et al. Distributional robust optimization under moment uncertainty of environmental and economic dispatch for power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(13): 3248-3256(in Chinese).
- [7] Ding T, Li C, Yang Y, et al. A two-stage robust optimization for centralized-optimal dispatch of photovoltaic inverters in active distribution networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(2): 744-754.
- [8] Lorca A, Sun X. Adaptive robust optimization with dynamic uncertainty sets for multi-period economic dispatch under significant wind[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(4): 1702-1713.
- [9] Jabr R A, Karaki S, Korbane J A. Robust multi-period OPF with storage and renewables[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(5): 2790-2799.
- [10] Lorca A, Sun X A, Litvinov E, et al. Multistage adaptive robust optimization for the unit commitment problem[J]. Operations Research, 2016, 64(1): 32-51.
- [11] 赵文猛, 刘明波, 朱建全. 考虑风电随机性的电力系统厂/网双层分解协调经济调度方法[J]. 电网技术, 2015, 39(7): 1847-1854.
Zhao Wenmeng, Liu Mingbo, Zhu Jianquan. A bi-level decomposition and coordination economic dispatch method for power plants/network considering stochastic wind generation[J]. Power System Technology, 2015, 39(7): 1847-1854(in Chinese).
- [12] Liu C, Wang J, Fu Y, et al. Multi-area optimal power flow with changeable transmission topology[J]. IET Generation Transmission and Distribution, 2014, 8(6): 1082-1089.
- [13] Kargarian A, Yong F, Li Z. Distributed security-constrained unit commitment for large-scale power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(4): 1925-1936.
- [14] Dormohammadi S, Rais-Rohani M. Exponential penalty function formulation for multilevel optimization using the analytical target cascading framework[J]. Structural and Multidisciplinary Optimization, 2013, 47(4): 599-612.
- [15] Tossarams S, Etman L F P, Papalambros P Y, et al. An augmented lagrangian relaxation for analytical target cascading using the alternating direction method of multipliers[J]. Structural and Multidisciplinary Optimization, 2006, 31(3): 176-189.
- [16] Yong F, Shahidehpour M, Li Z. AC contingency dispatch based on security-constrained unit commitment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(2): 897-908.
- [17] 周明, 翟俊义, 任建文, 等. 含风电并网的直流互联电网分散协调调度方法[J]. 电网技术, 2017, 41(5): 1428-1434.
Zhou Ming, Zhai Junyi, Ren Jianwen, et al. A decentralized coordinated dispatch approach for interconnected power grid[J]. Power System Technology, 2017, 41(5): 1428-1434(in Chinese).
- [18] IIT. Index of data illinois institute of technology[EB/OL]. [2017-08-30]. <http://motor.ece.iit.edu/data/>.
- [19] Li Z, Wu W, Zhang B, et al. Adjustable robust real-time power dispatch with large-scale wind power integration[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(2): 357-368.
- [20] 张倩文, 王秀丽, 杨廷天, 等. 含风电场电力系统的鲁棒优化调度[J]. 电网技术, 2017, 41(5): 1451-1463.
Zhang Qianwen, Wang Xiuli, Yang Tingtian, et al. A robust dispatch method for power grid with wind farms[J]. Power System Technology, 2017, 41(5): 1451-1463(in Chinese).



翟俊义

收稿日期: 2017-09-28.

作者简介:

翟俊义(1990), 男, 博士研究生, 主要研究方向为交直流输电技术、电力系统优化运行, E-mail: zhaijunyi@ncepu.edu.cn;

周明(1967), 女, 通信作者, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为电力系统优化运行、需求响应、电力市场等, E-mail: zhouting@ncepu.edu.cn;

李庚银(1964), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为新能源电力系统、电能质量、新型输配电技术等;

吴巍(1990), 男, 博士, 主要研究方向为电力系统鲁棒优化;

任建文(1961), 男, 博士, 教授, 主要研究方向为调度自动化。

(责任编辑 马晓华)

附录 A

将区域 A 需满足的节点功率平衡以紧凑的向量形式可表示为式(A1):

$$\hat{p}_t^G + p_t^{NG} + w_t - B\hat{\theta}_t^A = p_t^D, \quad \hat{\theta}_{lt}^A = 0 \quad (A1)$$

式中, $\hat{p}_t^G$ 、 p_t^{NG} 、 w_t 、 $\hat{\theta}_t^A$ 、 p_t^D 均为 $(N+N') \times 1$ 维列向量。 B 为区域 A 的节点导纳矩阵, N 为区域 A 内部节点数, N' 为区域 A 内邻区域等效的节点数。

由式(A1)可得:

$$\hat{\theta}_t^A = \tilde{B}(\hat{p}_t^G + p_t^{NG} + w_t - p_t^D) \quad (A2)$$

其中, $\tilde{B} = \begin{bmatrix} 0 & 0_{1 \times (N+N'-1)} \\ 0_{(N+N'-1) \times 1} & \hat{B}^{-1} \end{bmatrix}$, 这里 $\hat{B}$ 为除去 B 中的首行和首列形成的节点导纳矩阵。下文中的 $\tilde{b}$ 为 $\tilde{B}$ 中的元素, b 为 B 中的元素。

将 AGC 机组出力表示为紧凑的向量形式:

$$\hat{p}_t^G = p_t^G - (I^T \varepsilon_t) \gamma_t \quad (A3)$$

将式(1a)和(A3)代入式(A2)得:

$$\hat{\theta}_t^A = \tilde{B}(p_t^G + p_t^{NG} + w_t^{UB} - p_t^D) + \tilde{B}(\lambda_t \varepsilon_t - (I^T \varepsilon_t) \gamma_t) = \theta_t^A + \Delta \theta_t^A \quad (A4)$$

由式(A4)可以发现, 节点电压相角可以表示为 2 部分: 基准运行场景下的节点电压相角 θ_t^A 和风电不确定性导致的节点电压相角调整量 $\Delta \theta_t^A$ 。

显然, 在基准运行场景下区域 A 的节点功率平衡约束, 即式(3)的鲁棒对等约束可表示为:

$$\begin{cases} \sum_{g \in G_n^A} p_{gt}^G + \sum_{k \in NG_n^A} p_{kt}^{NG} - \sum_{m \in N_n^A} \frac{1}{x_{nm}} (\theta_{nt}^A - \theta_{mt}^A) - \sum_{s' \in A_n^A} \frac{1}{x_{ns'}} (\theta_{nt}^A - \theta_{s't}^A) + \sum_{w \in W_n^A} w_{wt}^{UB} = p_{nt}^D \\ \theta_{lt}^A = 0 \end{cases} \quad (A5)$$

由式(A4)可知, 由于风电不确定性导致的节点 i 的电压相角调整量可表示为:

$$\Delta \theta_{it}^A = \sum_{w \in \Omega_W^A} \tilde{b}_{iw} \varepsilon_{wt} \lambda_t - \left(\sum_{w \in \Omega_W^A} \varepsilon_{wt} \right) \sum_{g \in \Omega_G^A} \tilde{b}_{ig} \gamma_{gt} = \sum_{w \in \Omega_W^A} (\tilde{b}_{iw} \lambda_t - \sum_{g \in \Omega_G^A} \tilde{b}_{ig} \gamma_{gt}) \varepsilon_{wt} \quad (A6)$$

因此, 式(8)所示的区域内部线路潮流限制约束的左端不等式可表示为

$$\begin{aligned} -\frac{1}{x_{nm}} (\hat{\theta}_{nt}^A - \hat{\theta}_{mt}^A) &= -\frac{1}{x_{nm}} (\theta_{nt}^A - \theta_{mt}^A + \Delta \theta_{nt}^A - \Delta \theta_{mt}^A) = \\ &= -\frac{1}{x_{nm}} (\theta_{nt}^A - \theta_{mt}^A) - \frac{1}{x_{nm}} \sum_{w \in \Omega_W^A} (\tilde{b}_{nw} \lambda_t - \sum_{g \in \Omega_G^A} \tilde{b}_{ng} \gamma_{gt} + \\ &\quad \sum_{g \in \Omega_G^A} \tilde{b}_{mg} \gamma_{gt} - \tilde{b}_{mw} \lambda_t) \varepsilon_{wt} \leq \bar{L}_{nm} \end{aligned} \quad (A7)$$

引入辅助变量 z_{nmwt}^- 、 z_{nmwt}^+ , 则式(8)的左端和右端不等式的鲁棒对等约束分别如式(A8)和(A9)所示:

$$\begin{cases} -\frac{1}{x_{nm}} \sum_{w \in \Omega_W^A} [z_{nmwt}^- (\bar{w}_{wt} - \underline{w}_{wt})] - \frac{1}{x_{nm}} (\theta_{nt}^A - \theta_{mt}^A) \leq \bar{L}_{nm} \\ z_{nmwt}^- \leq \tilde{b}_{nw} \lambda_t - \tilde{b}_{mw} \lambda_t - \sum_{g \in \Omega_G^A} \tilde{b}_{ng} \gamma_{gt} + \sum_{g \in \Omega_G^A} \tilde{b}_{mg} \gamma_{gt} \\ z_{nmwt}^- \leq 0 \end{cases} \quad (A8)$$

$$\begin{cases} \frac{1}{x_{nm}} (\theta_{nt}^A - \theta_{mt}^A) - \frac{1}{x_{nm}} \sum_{w \in \Omega_W^A} [z_{nmwt}^+ (\bar{w}_{wt} - \underline{w}_{wt})] \leq \bar{L}_{nm} \\ z_{nmwt}^+ \geq \tilde{b}_{nw} \lambda_t - \tilde{b}_{mw} \lambda_t - \sum_{g \in \Omega_G^A} \tilde{b}_{ng} \gamma_{gt} + \sum_{g \in \Omega_G^A} \tilde{b}_{mg} \gamma_{gt} \\ z_{nmwt}^+ \geq 0 \end{cases} \quad (A9)$$

类似地, 引入辅助变量 $z_{ss'wt}$, 式(9)的鲁棒对等约束如式(A10)所示:

$$\begin{cases} \frac{1}{x_{ss'}} (\theta_{st}^A - \theta_{s't}^A) - \frac{1}{x_{ss'}} \sum_{w \in \Omega_W^A} [z_{ss'wt} (\bar{w}_{wt} - \underline{w}_{wt})] \leq \bar{L}_{ss'} \\ z_{ss'wt} \geq \tilde{b}_{sw} \lambda_t - \tilde{b}_{s'w} \lambda_t - \sum_{g \in \Omega_G^A} \tilde{b}_{sg} \gamma_{gt} + \sum_{g \in \Omega_G^A} \tilde{b}_{s'g} \gamma_{gt} \\ z_{ss'wt} \geq 0 \end{cases}$$