

电力系统多区域分布式状态估计方法

乐健, 李星锐, 周谦, 赵联港

(武汉大学 电气与自动化学院, 武汉 湖北 430072)

摘要:提出了一种电力系统多区域分布式状态估计方法,各区域估计器利用其数据采集与监视控制系统提供的量测数据进行本地状态估计,并通过平均一致性算法获取全局信息进行系统级状态估计。建立了基于拉格朗日乘子法的状态估计模型并设计了基于一致性的全局信息交换协议,给出了多区域分布式状态估计算法的实现流程。通过IEEE 14节点和118节点系统中的仿真算例验证了所提方法的正确性和有效性,并就估计精度和计算效率与现有状态估计方法进行了比较。仿真结果表明分布式状态估计方法可有效提高集中式状态估计系统的计算效率及可靠性,适用于结构更加复杂、量测数据体量更大电网的状态估计。

关键词:电力系统;多区域系统;分布式状态估计;拉格朗日乘子法;平均一致性;边界量测

中图分类号:TM 73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202004019

0 引言

随着电网互联规模的不断扩大和新能源渗透率的不断提高^[1-2],电力系统结构日趋复杂且量测数据体量更为庞大^[3-4],传统集中式状态估计方法需由集中估计器收集全部信息并进行状态估计计算,系统计算效率低且可靠性差,可实现并行估计的分层式或分布式状态估计方法成为当前研究的热点^[5-6]。

目前大多数分层式状态估计算法均采用“协调中心-子区域”的2层结构^[7-10],其中各区域估计器并行各自区域的状态估计,而协调中心根据各区域的状态估计结果进行整体估计。文献[7]提出了一种2层电力系统状态估计方法,第一层由传统集中式状态估计方法进行本地估计,第二层协调器利用第一层的边界节点状态估计结果及联络线潮流,对各子区域参考节点相角的状态估计结果进行修正,但该方法不能利用边界注入量测,降低了系统冗余度。文献[8]以降阶等效的方式,通过将各子区域等效为“超级节点”,相邻区域由等效联络线互联,协调中心计算各子区域相角修正值,但该方案仅在各子区域本地状态估计值的基础上叠加同一修正量,不能对本地状态估计结果进行改进。文献[9]将非线性状态估计过程分解为本地侧线性状态估计加协调器侧非线性状态估计的模式,有效减少了本地侧估计器与协调器间的数据传输量,提高了状态估计的计算速度。文献[10]利用一阶KKT条件将状态估计任务进行分解,再结合两步式拉格朗日函数梯度法和Newton-GMRES算法完成本地侧和协调器侧的状态估计计算。总体而言,分层式状态估计算法可有效实现多区域并行状态估计,计算效率相对集中式状态估计算法大为提高,但仍存在集中协调器失效时

无法进行状态估计的风险。

分布式状态估计系统通过多个子区域估计器协同配合实现整个系统的状态估计^[11-14]。文献[11]基于Richardson迭代法,推导出基于最小二乘法的分布式状态估计算法,但该算法应用于大规模电网中收敛速度较慢。文献[12]提出了一种基于交替方向乘子法的分布式鲁棒状态估计方法,在子区域不完全可观时获得与集中式状态估计方法相近的结果,但子区域估计器交换信息量大。文献[13]提出了一种基于有限时间一致性的分布式状态估计方法,该方法可在有限次迭代后收敛至以集中式状态估计结果为中心的某个区域内,但仅适用于具有树形拓扑的估计器间局部通信网络。文献[14]基于拉格朗日乘子法推导了适用于任意局部通信网络拓扑的分布式状态估计方法,但该方法仅利用相量测量装置(PMU)进行量测且要求所有节点均安装PMU,实用性受到限制。总体而言,分布式状态估计模式进一步提高了状态估计系统的可靠性,但尚未完全解决如何有效地以分布式状态估计方法获取各区域状态估计所需要的全局信息问题。

本文提出了一种电力系统多区域分布式状态估计算法。各区域估计器利用自身数据采集与监视控制(SCADA)系统提供的量测数据进行本地状态估计,并通过平均一致性算法获取全局信息进行系统级状态估计。建立了基于拉格朗日乘子法的状态估计模型并将整体状态估计优化目标进行有效分解,使得各区域估计器可借助少量全局信息进行独立的状态估计,设计了基于平均一致性的全局信息交换协议,给出了多区域分布式状态估计算法的实现流程。通过在IEEE 14节点和118节点系统中的算例验证了本文方法的正确性和有效性。

1 多区域分布式状态估计模型

1.1 状态估计模型架构

图1为含 n 个节点、 r 个不重叠区域 $S_i(i=1,2,\dots,r)$ 的电力系统的一般拓扑结构。2个区域通过联络线连接,联络线两端的节点为相应区域的边界节点,区域内除边界节点外的节点称为内部节点,区域内除联络线外的线路称为内部线路。区域 S_i 通过自身的SCADA系统获取节点电压幅值、节点注入功率和线路潮流等量测信息用于状态估计。区域内部节点电压幅值及其注入功率和内部线路功率量测称为该区域的内部量测,而边界节点电压幅值及其注入功率和联络线功率量测称为该区域的边界量测。

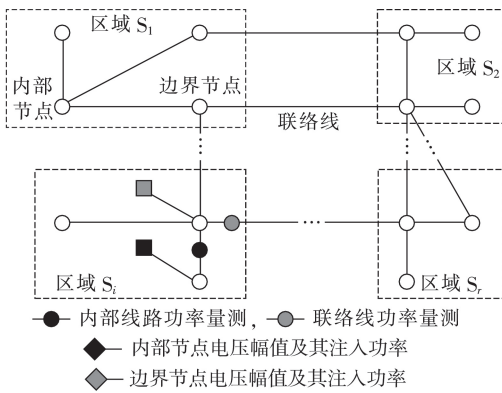


图1 含多个非重叠区域电力系统拓扑

Fig.1 Topology of power system with multiple non-overlapped areas

每个区域内配置一个集中式估计器,估计器一方面采用集中式状态估计方法,根据其内部量测进行本区域内状态估计,另一方面根据一致性协议,与其他区域估计器交换必要的信息,结合自身边界量测进行全局状态估计以获得区域边界状态估计值,根据区域内状态估计值与边界状态估计值得到状态估计修正量继续迭代计算,直至所有区域状态估计误差均小于设定阈值时停止迭代,得到最终状态估计结果。

所设计的状态估计方法在区域内部为集中式,而对于各个区域为完全分布式,因而无需配置额外的集中式估计器以协调区域间的状态估计过程。

1.2 基于内部量测的状态估计模型

该模型用于各区域根据其内部量测进行本地状态估计。区域 S_i 的本地状态估计模型为:

$$z_i = h_i(x_i) + e_i \quad (1)$$

其中, $z_i \in \mathbf{R}^{m_i \times 1}$ 为区域 S_i 内部量测向量, m_i 为区域 S_i 内部量测向量总数; $x_i = (\theta_i, U_i) \in \mathbf{R}^{2n_i \times 1}$ 为区域 S_i 的状态向量, $\theta_i \in \mathbf{R}^{n_i \times 1}$ 和 $U_i \in \mathbf{R}^{n_i \times 1}$ 分别为节点电压相角和幅值向量, n_i 为区域 S_i 状态向量总数; $h_i(x_i): \mathbf{R}^{2n_i \times 1} \rightarrow \mathbf{R}^{m_i \times 1}$ 为非线性函数; $e_i \in \mathbf{R}^{m_i \times 1}$ 为量测误差

向量,认为各量测误差向量为独立同分布的随机变量,且 $R_i = E(e_i e_i^T) = \text{diag}(\sigma_{i,1}^2, \sigma_{i,2}^2, \dots, \sigma_{i,m_i}^2)$ 为区域 S_i 量测误差向量的协方差矩阵, $\sigma_{i,j}(j=1,2,\dots,m_i)$ 为第 j 个量测向量的标准差。

区域 S_i 通过SCADA系统可获得如下量测量。

(1)电压幅值量测。

$$U_{l_i, \text{meas}} = U_{l_i} + e_{U_{l_i}} \quad (2)$$

其中, $l_i=1,2,\dots,m_{i,1}$; $m_{i,1}$ 为电压幅值量测总数; U_{l_i} 和 $U_{l_i, \text{meas}}$ 分别为节点 l_i 电压幅值的实际值和量测值; $e_{U_{l_i}}$ 为相应的量测误差。

(2)内部线路有功、无功潮流量测。

$$P_{l_2, \text{meas}} = P_{l_2} + e_{P_{l_2}} \quad (3)$$

$$Q_{l_2, \text{meas}} = Q_{l_2} + e_{Q_{l_2}} \quad (4)$$

其中, $l_2=1,2,\dots,m_{i,2}$; $2m_{i,2}$ 为内部线路有功、无功潮流量测总数; P_{l_2}, Q_{l_2} 和 $P_{l_2, \text{meas}}, Q_{l_2, \text{meas}}$ 分别为线路 l_2 有功、无功功率的实际值和量测值; $e_{P_{l_2}}$ 和 $e_{Q_{l_2}}$ 分别为有功和无功功率的量测误差。

设线路 l_2 两端节点分别为 α 和 β ,功率方向由节点 α 指向节点 β 。根据潮流计算,该线路有功、无功功率可表示为:

$$P_{l_2} = U_\alpha^2(g_{\alpha\beta} + g_{\alpha 0}) - U_\alpha U_\beta(g_{\alpha\beta} \cos \theta_{\alpha\beta} + b_{\alpha\beta} \sin \theta_{\alpha\beta}) \quad (5)$$

$$Q_{l_2} = -U_\alpha^2(b_{\alpha\beta} + b_{\alpha 0}) - U_\alpha U_\beta(g_{\alpha\beta} \sin \theta_{\alpha\beta} - b_{\alpha\beta} \cos \theta_{\alpha\beta}) \quad (6)$$

其中, U_α 和 U_β 分别为节点 α 和节点 β 电压幅值; $\theta_{\alpha\beta}$ 为节点 α 和节点 β 电压相角差; $g_{\alpha\beta}, g_{\alpha 0}$ 和 $b_{\alpha\beta}, b_{\alpha 0}$ 分别为线路 l_2 的串联、并联电导和电纳。

(3)内部节点有功、无功功率注入量测。

$$P_{l_3, \text{meas}} = P_{l_3} + e_{P_{l_3}} \quad (7)$$

$$Q_{l_3, \text{meas}} = Q_{l_3} + e_{Q_{l_3}} \quad (8)$$

其中, $l_3=1,2,\dots,m_{i,3}$; $2m_{i,3}$ 为内部节点注入功率的量测总数; P_{l_3}, Q_{l_3} 和 $P_{l_3, \text{meas}}, Q_{l_3, \text{meas}}$ 分别为节点 l_3 注入有功、无功功率的实际值和测量值; $e_{P_{l_3}}$ 和 $e_{Q_{l_3}}$ 分别为节点 l_3 注入有功和无功功率的测量误差。

设与节点 l_3 连接的节点 ξ 集合为 $\alpha(l_3)$,则式(7)和式(8)可改写为:

$$P_{l_3} = \sum_{\xi \in \alpha(l_3)} U_{l_3} U_\xi (G_{l_3\xi} \cos \theta_{l_3\xi} + B_{l_3\xi} \sin \theta_{l_3\xi}) \quad (9)$$

$$Q_{l_3} = \sum_{\xi \in \alpha(l_3)} U_{l_3} U_\xi (G_{l_3\xi} \sin \theta_{l_3\xi} - B_{l_3\xi} \cos \theta_{l_3\xi}) \quad (10)$$

其中, U_{l_3} 和 U_ξ 分别为节点 l_3 和节点 ξ 电压的幅值; $\theta_{l_3\xi}$ 为节点 l_3 和节点 ξ 电压相角差; $G_{l_3\xi}$ 和 $B_{l_3\xi}$ 分别为节点 l_3 与节点 ξ 间线路的电导和电纳。

上述3个部分量测量的总数为 m_i ,即 $m_{i,1}+2m_{i,2}+2m_{i,3}=m_i$ 。

1.3 基于边界量测的状态估计模型

该模型用于根据各区域边界量测进行系统整体

的状态估计,相应状态估计模型为:

$$\mathbf{z}_c = \mathbf{h}_c(\mathbf{x}) + \mathbf{e}_c \quad (11)$$

其中,向量 $\mathbf{z}_c = [\mathbf{z}_{c1}, \mathbf{z}_{c2}, \dots, \mathbf{z}_{cr}]^T \in \mathbf{R}^{m_c \times 1}$,且 $\mathbf{z}_{ci} \in \mathbf{R}^{m_{ci} \times 1}$ 为区域 S_i 边界量测向量, $m_c = \sum_{i=1}^r m_{ci}$, m_{ci} 为区域 S_i 边界量测向量总数; $\mathbf{x} = [\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_r]^T \in \mathbf{R}^{2n \times 1}$ 为整个系统状态估计向量,且 $n = \sum_{i=1}^r n_i$; $\mathbf{h}_c(\mathbf{x}): \mathbf{R}^{2n \times 1} \rightarrow \mathbf{R}^{m_c \times 1}$ 为非线性函数; $\mathbf{e}_c \in \mathbf{R}^{m_c \times 1}$ 为边界量测误差向量,定义 $\mathbf{R}_c = E(\mathbf{e}_c \mathbf{e}_c^T) = \text{diag}(\sigma_{c1,1}^2, \dots, \sigma_{c1,m_{c1}}^2, \dots, \sigma_{c2,1}^2, \dots, \sigma_{c2,m_{c2}}^2, \dots, \sigma_{cr,1}^2, \dots, \sigma_{cr,m_{cr}}^2)$ 为所有区域边界向量测量的协方差矩阵,其中 $\sigma_{ci,j}^2 (j=1,2,\dots,m_{ci})$ 为区域 S_i 第 j 个边界向量测量的标准差。

对于区域 S_i ,可通过SCADA系统获得 $m_{ci,1}$ 个电压幅值量测、 $2m_{ci,2}$ 个联络线功率量测以及 $2m_{ci,3}$ 个边界节点注入功率量测,3个部分量测量总数为 m_{ci} ,即 $m_{ci} = m_{ci,1} + 2m_{ci,2} + 2m_{ci,3}$ 。边界量测与系统状态之间的非线性映射关系 $\mathbf{h}_c(\mathbf{x})$ 可根据式(2)、式(5)和式(6)以及式(9)和式(10)得到,限于篇幅不再赘述。

2 状态估计模型求解

2.1 基于拉格朗日乘子法的求解

r 个区域本地状态估计模型(式(1))和1个系统整体状态估计模型(式(11))的求解可转换为对如下优化问题进行求解^[15]:

$$\begin{cases} \min J(\mathbf{x}) = \mathbf{r}_c^T(\mathbf{x}) \mathbf{R}_c^{-1} \mathbf{r}_c(\mathbf{x}) + \sum_{i=1}^r \mathbf{r}_i^T(\mathbf{x}_i) \mathbf{R}_i^{-1} \mathbf{r}_i(\mathbf{x}_i) \\ \text{s.t. } \mathbf{r}_c(\mathbf{x}) = \mathbf{z}_c - \mathbf{h}_c(\mathbf{x}) \end{cases} \quad (12)$$

其中, $\mathbf{r}_i(\mathbf{x}_i) = \mathbf{z}_i - \mathbf{h}_i(\mathbf{x}_i)$ 为区域 S_i 状态估计残差向量; $\mathbf{r}_c(\mathbf{x}) = \mathbf{z}_c - \mathbf{h}_c(\mathbf{x})$ 为整体边界状态估计残差向量。

由拉格朗日乘子法,优化模型式(12)可转换为如下问题求解:

$$L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}) = \frac{1}{2} \mathbf{r}_c^T(\mathbf{x}) \mathbf{R}_c^{-1} \mathbf{r}_c(\mathbf{x}) + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^r \mathbf{r}_i^T(\mathbf{x}_i) \mathbf{R}_i^{-1} \mathbf{r}_i(\mathbf{x}_i) + \boldsymbol{\lambda}^T (\mathbf{r}_c(\mathbf{x}) - \mathbf{z}_c + \mathbf{h}_c(\mathbf{x})) \quad (13)$$

其中, $\boldsymbol{\lambda} \in \mathbf{R}^{m_c \times 1}$ 为拉格朗日乘子向量。由拉格朗日乘子法可得最优解满足:

$$\frac{\partial L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial \mathbf{x}} = 0 \Rightarrow \begin{bmatrix} \mathbf{H}_1^T(\hat{\mathbf{x}}_1) \mathbf{R}_1^{-1} & & & \\ & \mathbf{H}_2^T(\hat{\mathbf{x}}_2) \mathbf{R}_2^{-1} & & \\ & & \ddots & \\ & & & \mathbf{H}_r^T(\hat{\mathbf{x}}_r) \mathbf{R}_r^{-1} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \mathbf{z}_1 - \mathbf{h}_1(\hat{\mathbf{x}}_1) \\ \mathbf{z}_2 - \mathbf{h}_2(\hat{\mathbf{x}}_2) \\ \vdots \\ \mathbf{z}_r - \mathbf{h}_r(\hat{\mathbf{x}}_r) \end{bmatrix} + \mathbf{H}_c^T(\hat{\mathbf{x}}) \hat{\boldsymbol{\lambda}} = 0 \quad (14)$$

$$\frac{\partial L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial \mathbf{r}_c} = 0 \Rightarrow \mathbf{R}_c^{-1} \hat{\mathbf{r}}_c + \hat{\boldsymbol{\lambda}} = 0 \quad (15)$$

$$\frac{\partial L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial \boldsymbol{\lambda}} = 0 \Rightarrow \hat{\mathbf{r}}_c - \mathbf{z}_c + \mathbf{h}_c(\hat{\mathbf{x}}) = 0 \quad (16)$$

其中, $\mathbf{H}_i(\mathbf{x}_i) = \partial \mathbf{h}_i(\mathbf{x}_i) / \partial \mathbf{x}_i \in \mathbf{R}^{m_i \times 2n_i}$ 为与区域 S_i 内部量测相关的雅可比矩阵; $\mathbf{H}_c(\mathbf{x}) = \partial \mathbf{h}_c(\mathbf{x}) / \partial \mathbf{x} \in \mathbf{R}^{m_c \times 2n}$ 为与所有边界量测相关的雅可比矩阵,并且 $\mathbf{H}_c(\mathbf{x}) = [\mathbf{H}_{c1}(\mathbf{x}_1), \mathbf{H}_{c2}(\mathbf{x}_2), \dots, \mathbf{H}_{cr}(\mathbf{x}_r)]$, $\mathbf{H}_{ci}(\mathbf{x}_i) \in \mathbf{R}^{m_{ci} \times 2n_i}$ 为与区域 S_i 边界量测量相关的雅可比矩阵;上标“ $\wedge$ ”表示最优解。

由式(15)和式(16)可得:

$$\mathbf{h}_c(\hat{\mathbf{x}}) - \mathbf{z}_c - \mathbf{R}_c \hat{\boldsymbol{\lambda}} = 0 \quad (17)$$

非线性方程组(14)和式(17)通过如下迭代过程求解:

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} \mathbf{H}_1^T(\mathbf{x}_1^k) \mathbf{R}_1^{-1} \mathbf{r}_1^k(\mathbf{x}_1^k) \\ \mathbf{H}_2^T(\mathbf{x}_2^k) \mathbf{R}_2^{-1} \mathbf{r}_2^k(\mathbf{x}_2^k) \\ \vdots \\ \mathbf{H}_r^T(\mathbf{x}_r^k) \mathbf{R}_r^{-1} \mathbf{r}_r^k(\mathbf{x}_r^k) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{G}_1(\mathbf{x}_1^k) & & & \\ & \mathbf{G}_2(\mathbf{x}_2^k) & & \\ & & \ddots & \\ & & & \mathbf{G}_r(\mathbf{x}_r^k) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x}_1^k \\ \Delta \mathbf{x}_2^k \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{x}_r^k \end{bmatrix} + \mathbf{H}_c^T(\mathbf{x}^k) \boldsymbol{\lambda}^k \\ \mathbf{H}_c(\mathbf{x}^k) \Delta \mathbf{x}^k - \mathbf{R}_c \boldsymbol{\lambda}^k = \mathbf{r}_c^k(\mathbf{x}^k) \\ \Delta \mathbf{x}^k = \mathbf{x}^{k+1} - \mathbf{x}^k = \begin{bmatrix} \mathbf{x}_1^{k+1} - \mathbf{x}_1^k \\ \vdots \\ \mathbf{x}_i^{k+1} - \mathbf{x}_i^k \\ \vdots \\ \mathbf{x}_r^{k+1} - \mathbf{x}_r^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x}_1^k \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{x}_i^k \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{x}_r^k \end{bmatrix} \\ \mathbf{r}_i^k(\mathbf{x}_i^k) = \mathbf{z}_i - \mathbf{h}_i(\mathbf{x}_i^k) \\ \mathbf{r}_c^k(\mathbf{x}^k) = \mathbf{z}_c - \mathbf{h}_c(\mathbf{x}^k) \end{cases} \quad (18)$$

其中, $\mathbf{G}_i(\mathbf{x}_i^k) = \mathbf{H}_i^T(\mathbf{x}_i^k) \mathbf{R}_i^{-1} \mathbf{H}_i(\mathbf{x}_i^k) \in \mathbf{R}^{2n_i \times 2n_i}$ 与区域 S_i 内部量测相关的信息矩阵; k 为迭代次数; $\Delta \mathbf{x} \in \mathbf{R}^{2n \times 1}$ 为系统状态估计结果修正向量; $\Delta \mathbf{x}_i \in \mathbf{R}^{2n_i \times 1}$ 为区域 S_i 状态估计结果修正向量。

式(18)可改写为:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{H}_1^T(\mathbf{x}_1^k) \mathbf{R}_1^{-1} \mathbf{r}_1^k(\mathbf{x}_1^k) \\ \mathbf{H}_2^T(\mathbf{x}_2^k) \mathbf{R}_2^{-1} \mathbf{r}_2^k(\mathbf{x}_2^k) \\ \vdots \\ \mathbf{H}_r^T(\mathbf{x}_r^k) \mathbf{R}_r^{-1} \mathbf{r}_r^k(\mathbf{x}_r^k) \\ \mathbf{r}_c^k(\mathbf{x}^k) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{G}_1(\mathbf{x}_1^k) & & & & \mathbf{H}_{c1}^T(\mathbf{x}_1^k) \\ & \mathbf{G}_2(\mathbf{x}_2^k) & & & \mathbf{H}_{c2}^T(\mathbf{x}_2^k) \\ & & \ddots & & \vdots \\ & & & \mathbf{G}_r(\mathbf{x}_r^k) & \mathbf{H}_{cr}^T(\mathbf{x}_r^k) \\ \mathbf{H}_{c1}^T(\mathbf{x}_1^k) & \mathbf{H}_{c2}^T(\mathbf{x}_2^k) & \cdots & \mathbf{H}_{cr}^T(\mathbf{x}_r^k) & -\mathbf{R}_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x}_1^k \\ \Delta \mathbf{x}_2^k \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{x}_r^k \\ \boldsymbol{\lambda}^k \end{bmatrix} \quad (19)$$

由式(19)得到迭代计算过程为:

$$\Delta \mathbf{y}_i^k = \mathbf{G}_i^{-1}(\mathbf{x}_i^k) \mathbf{H}_i^T(\mathbf{x}_i^k) \mathbf{R}_i^{-1} \mathbf{r}_i^k(\mathbf{x}_i^k) \quad (20)$$

$$\mathbf{w}_i^k = \mathbf{G}_i^{-1}(\mathbf{x}_i^k) \mathbf{H}_{ci}^T(\mathbf{x}_i^k) \boldsymbol{\lambda}^k \quad (21)$$

$$\Delta \mathbf{x}_i^{k+1} = \Delta \mathbf{y}_i^k + \mathbf{w}_i^k \quad (22)$$

$$\boldsymbol{\lambda}^k = \mathbf{G}_c^{-1}(\mathbf{x}^k) \boldsymbol{\rho}_c \quad (23)$$

$$\mathbf{G}_c(\mathbf{x}^k) = \sum_{i=1}^r \mathbf{G}_{ci}(\mathbf{x}_i^k) = \sum_{i=1}^r (\mathbf{R}_{ci} + \mathbf{H}_{ci}(\mathbf{x}_i^k) \mathbf{G}_i^{-1}(\mathbf{x}_i^k) \mathbf{H}_{ci}^T(\mathbf{x}_i^k)) \quad (24)$$

$$\boldsymbol{\rho}_c^k = \sum_{i=1}^r \boldsymbol{\rho}_{ci}^k = \sum_{i=1}^r (\mathbf{r}_{ci}^k(\mathbf{x}_i^k) - \mathbf{H}_{ci}(\mathbf{x}_i^k) \Delta \mathbf{y}_i^k) \quad (25)$$

其中, $\mathbf{G}_c(\mathbf{x}) \in \mathbf{R}^{m_c \times m_c}$ 为系统边界信息矩阵; $\mathbf{G}_{ci}(\mathbf{x}) \in \mathbf{R}^{m_c \times m_c}$ 为区域 S_i 边界信息矩阵; $\Delta \mathbf{y}_i \in \mathbf{R}^{2n_i \times 1}$ 为区域 S_i 内部结果修正向量; $\mathbf{w}_i \in \mathbf{R}^{2n_i \times 1}$ 为区域 S_i 边界结果修正向量; $\boldsymbol{\rho}_c \in \mathbf{R}^{m_c \times 1}$ 为系统边界中间向量; $\boldsymbol{\rho}_{ci} \in \mathbf{R}^{m_c \times 1}$ 为区域 S_i 边界中间向量。

分析迭代过程(式(20)~(22))可知,各个区域可并行进行状态估计的迭代计算,仅式(21)需要全局信息向量 $\boldsymbol{\lambda}^k$ 。而根据式(23)~(25)可知, $\boldsymbol{\lambda}^k$ 为各个区域相应信息向量的求和,本文基于平均一致性理论设计各区域估计器获取该全局信息的方法,从而实现完全分布式的多区域状态估计。

2.2 全局信息向量的分布式获取

将式(23)改写为:

$$\boldsymbol{\lambda}^k = \left(\frac{1}{r} \sum_{i=1}^r \mathbf{G}_{ci}(\mathbf{x}_i^k) \right)^{-1} \left(\frac{1}{r} \sum_{i=1}^r \boldsymbol{\rho}_{ci}^k \right) \quad (26)$$

可以看到,全局信息向量 $\boldsymbol{\lambda}^k$ 可通过求解2个平均值得到。将各个区域估计器视为节点,而估计器之间的局部通信链路视为边,则估计器之间通信网络可用无向图 $G = \{S, E\}$ 表示,其中 $S = \{S_1, S_2, \dots, S_r\}$ 为区域估计器集合, $E \subseteq S \times S$ 为区域估计器之间通信链路集合。以 N_i 表示与区域 S_i 相邻的区域估计器集合,即 $N_i = \{j \in S: (i, j) \in E\}$,则区域估计器之间通信网络相应无向图的拉普拉斯矩阵 $\mathbf{L}$ 的元素 l_{ij} 为:

$$l_{ij} = \begin{cases} |N_i| & i = j \\ -1 & j \in N_i \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (27)$$

其中, $|N_i|$ 为集合 N_i 内元素总数。

对于 r 节点系统且节点某个状态的初值向量为 $\mathbf{u}^0 = (u_1^0, u_2^0, \dots, u_r^0)^T$, 节点 i 采用如下一致性协议^[16-17]进行自身状态的更新:

$$\mathbf{u}^{d+1} = \mathbf{P} \mathbf{u}^d \quad (28)$$

其中, d 为迭代次数; $\mathbf{P} = \mathbf{I} - \varepsilon \mathbf{L}$, 迭代步长 ε 的取值范围为 $(0, 1/N_{\max})$, $N_{\max} = \max\{|N_1|, |N_2|, \dots, |N_r|\}$, $\mathbf{I}$ 为单位矩阵。平均一致性理论表明,采用一致性协议(式(28))时可得:

$$\lim_{d \rightarrow \infty} \mathbf{u}^d = \frac{1}{r} \mathbf{I}_r^T \mathbf{I}_r \mathbf{u}^0 \quad (29)$$

其中, $\mathbf{I}_r \in \mathbf{R}^{1 \times r}$ 为所有元素为1的行向量。

式(29)表明各节点状态最终收敛至相同值,且为各节点状态初值的平均值。因此,若分别以 $\boldsymbol{\rho}_{ci}$ 和 $\mathbf{G}_{ci}(\mathbf{x}_i^k)$ 作为各估计器状态初始值,采用式(28)经过迭代后即可求得式(26)中的2个平均值。需要说明的是,尽管式(28)是对各节点单一状态变量的迭代,但该协议也适用于多维状态变量,从而同样适用于向量 $\boldsymbol{\rho}_{ci}$ 和矩阵 $\mathbf{G}_{ci}(\mathbf{x}_i)$ 。此外,式(26)中2个平均值的求解是独立的,因而可以同时进行。

3 算法实现流程

图2为区域 S_i 估计器进行状态估计的实现流程。

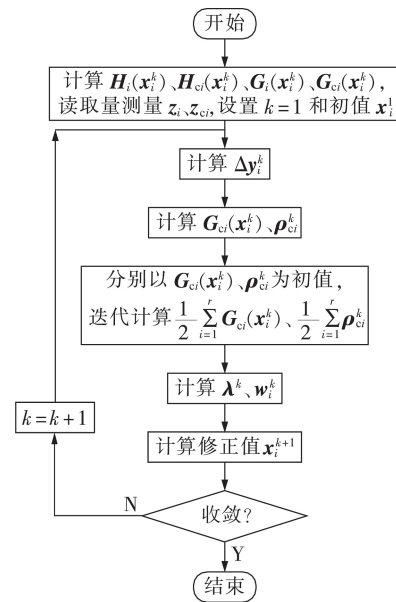


图2 分布式状态估计算法实现流程

Fig.2 Implementation flowchart of distributed state estimation algorithm

本文分布式状态估计算法分为初始化阶段和迭代计算阶段。各个区域的迭代过程为并行计算,每次状态估计迭代计算都需要通过平均一致性算法得到 $\boldsymbol{\lambda}^k$ 。整个系统状态估计的速度取决于最慢的区域估计器。

为了提升状态估计的效果,在进行区域划分时应充分考虑分区后各子区域的可观性、连通性、节点数目、量测冗余情况等情况。以提升估计速度和精度为例,本文提出的分布式估计器采用并行计算的架构,整体状态估计的计算时长取决于计算时间最长的子区域,因此分区后各区域节点、量测数量的均匀程度将影响状态估计的总时长,同时状态估计的协方差矩阵为 $\mathbf{G}_i^{-1}(\mathbf{x}_i)$ 和 $\mathbf{G}_{ci}^{-1}(\mathbf{x}_i)$, 可分别通过其对角线元素之和 $\text{tr}(\mathbf{G}_i^{-1}(\mathbf{x}_i))$ 与 $\text{tr}(\mathbf{G}_{ci}^{-1}(\mathbf{x}_i))$ 来衡量状态估

计结果的精度,其值越大则精度越低。将在下一阶段对状态估计器性能优化(包括最优拓扑分区等问题)进行研究。

4 状态估计模型求解

4.1 IEEE 14节点系统

首先通过IEEE 14节点系统中算例验证本文方法的可行性和有效性。将该系统划分为如图3所示的4个子区域,节点数分别为 $n_1=3$ 、 $n_2=4$ 、 $n_3=4$ 和 $n_4=3$ 。系统基准容量和基准电压分别为100 MV·A和23 kV,节点1为相角估计基准节点。节点1、3、6、9处装有电压幅值测量装置。

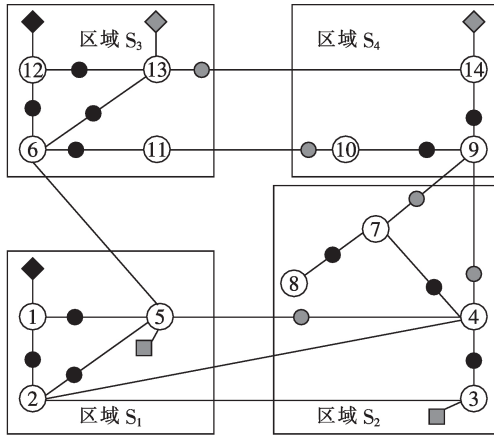


图3 IEEE 14节点系统及其量测配置

Fig.3 IEEE 14-bus system and measurement configuration

表1给出了各区域内部量测值和边界量测值。分别将线路潮流、节点注入功率和电压幅值量测量叠加后,得到均值为0且标准差分别为0.01、0.01和0.003的高斯随机噪声。

表1 各区域内部量测值和边界量测值

Table 1 Measurement values of interior and exterior in each region

区域	内部量测	边界量测
S_1	$U_{1, meas}, P_{1-2, meas}, P_{1-5, meas}, P_{2-5, meas}, P_{1, meas}, Q_{1-2, meas}, Q_{1-5, meas}, Q_{2-5, meas}, Q_{1, meas}$	$U_{1, meas}, P_{5, meas}, Q_{5, meas}$
S_2	$U_{3, meas}, P_{3-4, meas}, P_{4-7, meas}, P_{7-8, meas}, Q_{3-4, meas}, Q_{4-7, meas}, Q_{7-8, meas}$	$U_{3, meas}, P_{4-5, meas}, P_{4-9, meas}, P_{7-9, meas}, P_{3, meas}, Q_{4-5, meas}, Q_{4-9, meas}, Q_{7-9, meas}, Q_{3, meas}$
S_3	$U_{6, meas}, P_{6-11, meas}, P_{6-12, meas}, P_{6-13, meas}, P_{12-13, meas}, P_{12, meas}, Q_{6-11, meas}, Q_{6-12, meas}, Q_{6-13, meas}, Q_{12-13, meas}, Q_{12, meas}$	$U_{6, meas}, P_{13-14, meas}, P_{13, meas}, Q_{13-14, meas}, Q_{13, meas}$
S_4	$U_{9, meas}, P_{9-10, meas}, P_{9-14, meas}, Q_{9-10, meas}, Q_{9-14, meas}$	$U_{9, meas}, P_{10-11, meas}, P_{14, meas}, Q_{10-11, meas}, Q_{14, meas}$

4个区域估计器通信网络拓扑形成环网见图4。以状态估计第一次迭代时4个区域 ρ_{ci}^1 的第1、2列元

素以及 $G_{ci}(x_i^1)$ 的第1行第1列、第1行第4列元素的收敛过程为例进行分析,见附录中图A1。由图A1可知, ρ_{ci}^1 及 $G_{ci}(x_i^1)$ 中各元素至多经过6次迭代即可收敛至相同的平均值,即通过分布式状态估计方式可获取评估过程所需要的全局信息。其他元素及其他估计迭代过程中的收敛情况类似,故不再赘述。

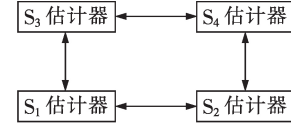


图4 区域状态估计器通信网络拓扑

Fig.4 Topology of communication network of region state estimator

利用最大绝对误差作为评估状态估计方法性能指标:

$$\begin{cases} |\Delta U_{\gamma}^k|_{\max} = \max(|U_{\gamma}^* - U_{\gamma}^k|) \\ |\Delta \delta_{\gamma}^k|_{\max} = \max(|\delta_{\gamma}^* - \delta_{\gamma}^k|) \end{cases} \quad \gamma = 1, 2, \dots, n \quad (30)$$

其中, U_{γ}^* 、 δ_{γ}^* 分别为节点 γ 电压幅值和相角的实际值; U_{γ}^k 、 δ_{γ}^k 分别为节点 γ 电压幅值和相角在第 k 次迭代时的状态估计值; $|\Delta U_{\gamma}^k|_{\max}$ 、 $|\Delta \delta_{\gamma}^k|_{\max}$ 分别为电压幅值和相角的最大绝对误差。最大绝对误差变化和最终状态估计结果分别如图5和图6所示。图中, U_{γ}^* 、 U_{γ}^k 、 $|\Delta U_{\gamma}^k|_{\max}$ 为标么值,后同。

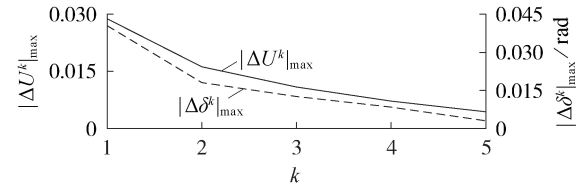


图5 节点电压幅值和相角最大绝对误差变化

Fig.5 Evolution of maximum absolute errors of voltage amplitude and phase angle

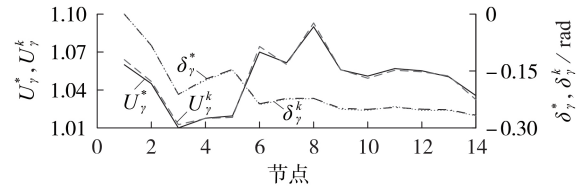


图6 最终状态估计结果

Fig.6 Final state estimation results

由图5可知,节点电压幅值和相角的最大绝对误差随迭代次数增加而迅速下降,分别为0.0046 p.u.和0.0035 rad。由图6可知,各个节点最终估计的电压幅值和相角与实际值非常接近,平均绝对误差分别为0.003 p.u.和0.0012 rad。仿真结果验证了本文所提出的多区域分布式状态估计方法的可行性和有效性。

4.2 IEEE 118节点系统

将118节点划分为3个区域,各区域边界节点和区域间联络线见图7,各区域内节点和支路数情况详见文献[15],量测冗余度信息见表2。

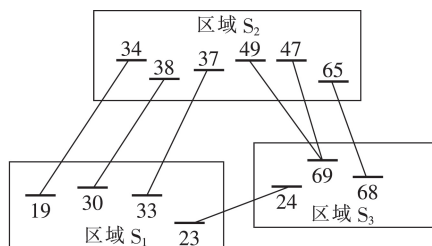


图7 IEEE 118节点系统分区

Fig.7 Area partitioning of IEEE 118-bus system

表2 量测冗余度

Table 2 Measurement redundancy

配置	区域	冗余度	系统冗余度
1	1	1.39	1.61
	2	1.68	
	3	1.56	
2	1	1.39	1.72
	2	1.68	
	3	1.56	
3	1	2.28	2.61
	2	2.50	
	3	2.50	

将本文算法(简称分布式)、文献[15]中有集中式协调中心的分层式状态估计算法(简称分层式)和文献[19]基于加权最小二乘法的集中式估计算法(简称集中式)进行对比。为了保证各子区域和系统整体的可观性,各区域量测量和系统整体量测量的数量应分别大于各区域状态量和系统状态量。

考虑3种不同的SCADA量测配置:测量所有线路潮流(配置1);测量所有线路潮流加边界节点注入功率(配置2);测量所有线路潮流和节点注入功率(配置3)。配置1与配置2内部量测量数目相同,但配置2的边界量测量更多;配置2与配置3有相同数目的边界量测量,但配置3内部量测量更多。

表3和表4分别给出了执行初始化和迭代计算部分的耗时对比,其中分层式耗时为最大的区域估计器耗时与协调器计算耗时之和,而分布式算法耗时为最大的区域估计器耗时,表中括号部分为相对于集中式算法计算耗时减少的比例。

由表3和表4可知,对于3种量测配置,3种状态估计算法的初始化和迭代部分计算耗时均随量测量数目的增加而增加,配置3由于量测量数目最多,因此相应的初始化阶段和迭代阶段耗时均最长。

由表3可以发现,无论何种量测配置,相对于其他2种算法,集中式估计算法由于需进行整个系统初始化计算而耗时均最长。而分层式和分布式算法

表3 初始化阶段计算耗时比较

Table 3 Comparison of time consumptions in initial computation

算法 / 区域	计算耗时 / s		
	配置1	配置2	配置3
集中式	0.015 02	0.023 56	0.034 38
分层式	0.008 36(44.34%)	0.009 67(58.95%)	0.011 39(66.87%)
区域1	0.005 21	0.006 73	0.007 97
区域2	0.005 87	0.006 17	0.006 06
区域3	0.008 40	0.009 64	0.011 47
分布式	0.008 40(44.07%)	0.009 64(59.08%)	0.011 47(66.64%)

表4 迭代计算部分耗时比较

Table 4 Comparison of time consumptions in iterative computation

算法 / 区域	计算耗时 / s		
	配置1	配置2	配置3
集中式	0.148 53	0.233 48	0.341 17
分层式	0.084 28(43.26%)	0.109 46(53.12%)	0.174 08(48.97%)
区域1	0.073 72	0.080 10	0.140 99
区域2	0.089 00	0.091 32	0.144 05
区域3	0.107 33	0.127 91	0.190 85
分布式	0.107 33(27.74%)	0.127 91(45.22%)	0.190 85(44.06%)

的初始化计算耗时基本相同,由于各分区独立进行计算而使得耗时大为缩短,3种配置情况下相对集中式估计算法耗时节省分别达到44.34%和44.07%、58.95%和59.08%、66.87%和66.64%,且量测量越多时初始化计算效率也越高。

由表4可知,无论何种量测配置,相对其他2种算法,集中式状态估计算法迭代计算由于涉及整个系统而耗时也均最长。而分层式和分布式算法的通过各区域并行计算降低了系统求解规模,迭代计算时间均大为缩短,但计算效率随着量测量数目增加不一定提高,例如配置2相较于配置3分层式和分布式算法耗时节省由53.12%和45.22%下降为48.97%和44.06%。对比分层式算法和分布式算法可知,分层式算法迭代计算部分耗时更少,这主要是由于本文分布式算法采用了平均一致性方法获取全局信息,而这一迭代过程增加了计算耗时。但本文算法无需集中式协调中心,避免了因协调中心发生故障导致全网状态估计无法进行的问题,以牺牲部分计算性能换取了系统可靠性。

表5给出了在配置3条件下,3种算法得到的节点电压幅值与相角估计的误差。由表5可知,3种算法的节点电压幅值和相角的估计误差非常接近,本文估计方法实质为集中式算法的分布式求解,因而具有与集中式和分层式算法相当的求解精度。当某区域发生通信干扰或遭受恶意攻击时,其与相邻区域估计器间的数据交换将受到影响。

考虑区域1在第2次状态估计迭代过程中发生通信故障或遭受恶意攻击,一致性迭代初值 $\mathbf{G}_{c1}(x_1^2)$

表5 估计误差比较

Table 5 Comparison of estimation errors

算法	最大误差		平均误差	
	电压幅值	相角 / rad	电压幅值	相角 / rad
集中式	1.53×10^{-3}	1.31×10^{-3}	7.02×10^{-4}	7.15×10^{-4}
分层式	1.48×10^{-3}	1.07×10^{-3}	6.66×10^{-4}	6.33×10^{-4}
分布式	1.61×10^{-3}	1.11×10^{-3}	6.70×10^{-4}	6.32×10^{-4}

和 ρ_{cl}^2 叠加后得到标准差为0.05的高斯噪声,收敛后仿真结果如图8所示。由图8可知,在通信受到干扰的情况下,本文提出的分布式状态估计算法得到的结果与实际值相近,能够抵御一定程度的通信干扰或恶意攻击,具有鲁棒性。

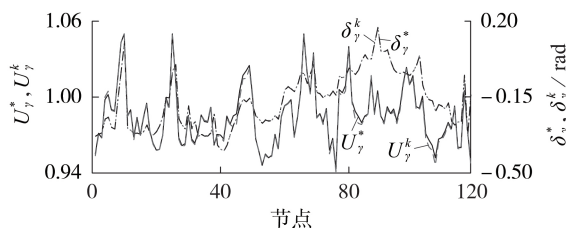


图8 通信干扰后状态估计结果

Fig.8 State estimation results after communication jamming

5 结论

本文提出了一种电力系统多区域分布式状态估计方法。区域估计器根据各自区域SCADA提供的量测信息独立进行本地状态估计,并通过平均一致性协议获取全局信息进行全局状态估计,实现了各区域并行分布式的状态估计。在IEEE 14节点和118节点系统中的算例结果表明,本文算法具有与集中式和分层式状态估计算法同样的精度。与集中式算法相比可实现估计模型的并行求解,有效缩短了状态估计时间,提高了状态估计效率。由于采用了一致性算法获取全局信息,状态估计耗时相对分层式算法有所增加,但本文算法无需集中式协调器,避免了分层算法可能出现的协调中心故障导致状态估计无法进行的问题,并且能够抵御一定程度的通信干扰或恶意攻击,提高了状态估计系统的可靠性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] 张国荣,陈夏冉. 能源互联网未来发展综述[J]. 电力自动化设备,2017,37(1):1-7.
ZHANG Guorong, CHEN Xiaran. Future development of energy internet[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(1): 1-7.

[2] 陈胜,卫志农,孙国强,等. 电-气互联综合能源系统安全分析与优化控制研究综述[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):3-11.
CHEN Sheng, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Review on security analysis and optimal control of electricity-gas integrated

energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8):3-11.

[3] 周佳伟,卫志农,孙国强,等. 基于复数域标幺化的配电网三相不对称快速分解状态估计算法[J]. 电力自动化设备,2017,37(3):13-18,25.
ZHOU Jiawei, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Fast decoupled state-estimation algorithm based on complex normalization for three-phase asymmetrical distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(3):13-18, 25.

[4] 肖润龙,王刚,李子梦,等. 中压直流输电直流区域配电综合电力系统静态状态估计方法研究[J]. 电工技术学报,2018,33(13):3023-3033.
XIAO Runlong, WANG Gang, LI Zimeng, et al. Static estimation of the integrated power system with medium voltage DC and DC zonal distribution system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(13):3023-3033.

[5] MURPHY L, WU F F. An open design approach for distributed energy management systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1993, 8(3):1172-1179.

[6] 赵俊博,张葛祥,黄彦全. 含新能源电力系统状态估计研究现状和展望[J]. 电力自动化设备,2014,34(5):7-20,34.
ZHAO Junbo, ZHANG Gexiang, HUANG Yanquan. Status and prospect of state estimation for power system containing renewable energy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(5):7-20, 34.

[7] CUTSEM T V, HORWARD J L, RIBBENS-PAVELLA M. A two-level static state estimator for electric power systems[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, 2010, PER-1(8):34-35.

[8] KORRES G N, CONTAXIS G C. Application of a reduced model to a distributed state estimator[C]// Power Engineering Society Winter Meeting. Singapore: IEEE, 2000:999-1004.

[9] GOMEZ-EXPOSITO A, JAEN A D L V. Two-level state estimation with local measurement pre-processing[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(2):676-684.

[10] 马平川,沈沉,陈颖,等. 基于伪量测型协调变量的分布式状态估计算法[J]. 中国电机工程学报,2014,34(19):3170-3177.
MA Pingchuan, SHEN Chen, CHEN Ying, et al. Distributed state estimation based on the pseudo-measurement coordination variables[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(19): 3170-3177.

[11] MARELLI D E, FU M. Distributed weighted least-squares estimation with fast convergence for large-scale systems[J]. Automatica, 2015, 51(1):27-39.

[12] KEKATOS V, GIANNAKIS G B. Distributed robust power system state estimation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2):1617-1626.

[13] TAI X, LIN Z, FU M, et al. A new distributed state estimation technique for power networks[C]// American Control Conference. Washington, USA: IEEE, 2013:3338-3343.

[14] 蔡永智,陈皓勇,郭曼兰. 采用有限时间平均一致性协议的电力系统分布式状态估计[J]. 控制理论与应用, 2016, 33(8):1007-1014.
CAI Yongzhi, CHEN Haoyong, GUO Manlan. Distributed power system state estimation using finite-time average consensus protocol[J]. Control Theory & Applications, 2016, 33(8):1007-1014.

[15] KORRES G N. A distributed multiarea state estimation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(1):73-84.

[16] KIBANGOU A Y. Graph Laplacian based matrix design for finite-time distributed average consensus[C]// American Control Conference. Montreal, Canada: IEEE, 2012:1901-1906.

- [17] 刘源,王仕成,闵海波,等. 无领航者的多Euler-Lagrange系统有限时间一致性算法[J]. 控制理论与应用, 2014, 31(1): 93-99.
LIU Yuan, WANG Shicheng, MIN Haibo, et al. Decentralized finite time leaderless consensus algorithm for networked Euler-Lagrange systems[J]. Control Theory & Applications, 2014, 31(1): 93-99.
- [18] 李滨,杜孟远,祝云,等. 基于准实时数据的智能配电网状态估计[J]. 电工技术学报, 2016, 31(1): 34-44.
LI Bin, DU Mengyuan, ZHU Yun, et al. A state estimator for smart distribution networks with quasi-real time data [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(1): 34-44.
- [19] TRIPATHI P, RAHUL J, et al. Considering weighted least square techniques on power system state estimation [C] // International Conference on Energy Economics and Environment. Noida, India: IEEE, 2015: 1-5.

作者简介:



乐健

乐健(1975—),男,湖北黄冈人,副教授,博士,主要研究方向为区域能源互联网设计、电力系统分布式状态估计、调度及控制(**E-mail**: lej01@tsinghua.org.cn);

李星锐(1995—),男,湖南长沙人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统分布式状态估计及其优化(**E-mail**: lixingrui@whu.edu.cn);

周谦(1996—),男,江西九江人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统分布式调度(**E-mail**: 1412208227@qq.com);

赵联港(1997—),男,山东滕州人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统分布式优化控制技术(**E-mail**: 2481664284@qq.com)。

(编辑 王欣竹)

Multi-area distributed state estimation method for power system

LE Jian, LI Xingrui, ZHOU Qian, ZHAO Liangang

(College of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: A multi-area distributed state estimation method for power systems is proposed. Each area estimator performs local state estimation using the data provided by its supervisory control and data acquisition system, and obtains the global information through average consensus algorithm for system-level state estimation. The state estimation model based on Lagrange multiplier method is established and a global information exchange protocol based on consensus is developed. The implementation flow of multi-area distributed state estimation algorithm is presented. The correctness and effectiveness of the proposed method are verified by simulation examples in IEEE 14-bus and 118-bus systems. The estimation accuracy and computational efficiency are compared with the existing estimation methods. The simulative results show that distributed state estimation method can effectively improve the low computational efficiency and poor reliability of centralized state estimation system, and is more suitable for the state estimation of power grids with more complex structures and larger quantity of measurement data.

Key words: electric power systems; multi-area system; distributed state estimation; Lagrange multiplier method; average consensus; boundary measurement

附录：

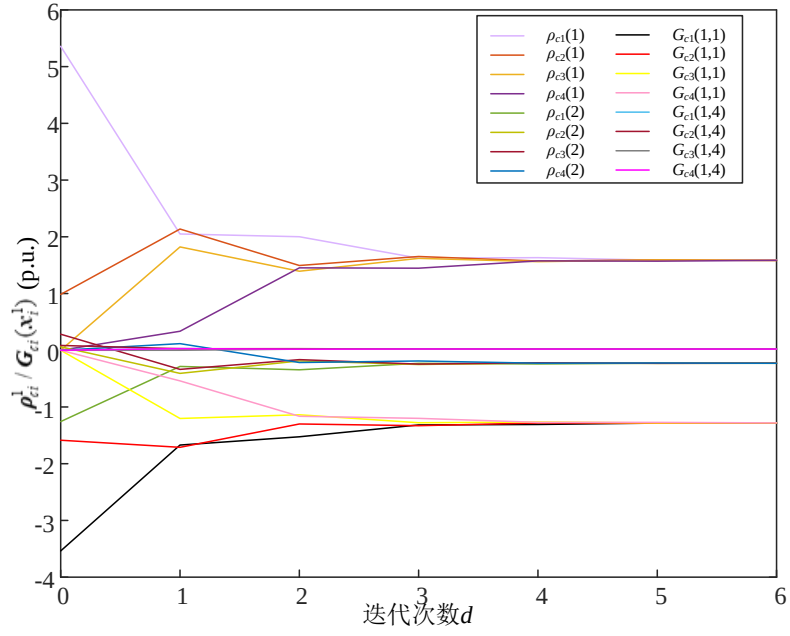


图 A1 ρ_{ci}^1 及 $G_{ci}(x_i^1)$ 部分元素收敛过程

Fig.A1 Convergence of part of the elements of ρ_{ci}^1 and $G_{ci}(x_i^1)$