

# 基于一致性理论的多区域电力系统分布式状态估计

夏世威<sup>1</sup>,张 茜<sup>1</sup>,余 璟<sup>2</sup>,李庚银<sup>1</sup>,陈 兵<sup>3</sup>,吴海伟<sup>2</sup>

(1. 华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室,北京 102206;

2. 国网江苏省电力有限公司,江苏 南京 210024;

3. 国网镇江供电公司,江苏 镇江 212000)

**摘要:**随着电网规模不断扩大,传统集中式状态估计方法的数据通信与存储任务重、计算量大,难以满足现代电力系统状态估计需求。在计及系统状态估计非线性的基础上,将电力系统划分为若干个不重叠的子区域,并利用拉格朗日乘法对状态估计方程进行解耦,建立电力系统多区域非线性状态估计模型。基于一致性理论建立全分布式状态估计方法对模型进行求解,该方法无需状态估计控制中心,只需各子区域交换一致性变量和边界节点的状态变量信息,各子区域便可平行独立地计算本地状态变量估计值,较集中式状态估计均衡了通信及计算负担。IEEE 14节点系统仿真结果验证了所提分布式状态估计方法的有效性。

**关键词:**电力系统;多区域;分布式状态估计;一致性理论

**中图分类号:**TM 73

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.201911014

## 0 引言

电力系统状态估计对电力系统安全评估、经济调度以及在线控制等有重要影响。目前工程上广泛采用集中式状态估计方法,需要控制中心基于数据采集和监控系统 SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) 提供的量测量信息<sup>[1]</sup>,对整个系统进行状态估计。随着电网规模的扩大以及互联电网的发展,控制中心需收集整个系统庞大的量测信息,集中式算法面临着通信负担重、计算量大的不足。另外国内电网调度多采用分层控制、分布处理的模式,各区域信息不能及时共享,集中式算法在电力系统状态估计中受到限制。将互联大电网按地理位置等因素分成若干子区域,研究并建立高效可靠的分布式状态估计模型及方法具有重要意义。

已有学者对分布式状态估计展开研究并取得了一定成果。早期分布式状态估计主要集中在分层估计上,第一层本地估计结果需在第二层进行全局协调<sup>[2]</sup>,这种分层估计方法的可靠性略差。文献[3]将异步迭代应用到分布式状态估计中,通过构建边界状态量的不动点迭代格式,实现分布式状态估计。文献[4]采用线性方程组的 Richardson 迭代法,推

导了基于加权最小二乘(WLS)法的分布式估计方法,其对于拓扑结构的改变具有较好的适应性,但收敛速度不够理想。文献[5]采用重叠子区域分区,基于边界虚拟量测和辅助问题原理,使用并行算法解决分布式状态估计问题。文献[6]提出一种多区域并行的分布式状态估计方法,各区域基于本地局部量测独立执行状态估计,但仍需要中央协调器接收边界状态估计值,并计算全局最优解。文献[7]研究复杂有源配电网分区模型,利用拉格朗日松弛技术将子区域约束条件引入目标函数中,有效提高了状态估计的计算速度。

近年来,以相量量测单元 PMU (Phasor Measurement Unit) 为基础的广域量测系统 WAMS (Wide Area Measurement System) 在电力系统中广泛应用<sup>[8]</sup>,极大地促进了分布式状态估计的发展。文献[9-10]在全网配置 PMU 的基础上,利用 WAMS 量测将电力系统状态估计转化为线性模型求解。文献[11]在每个子区域的参考母线配置 PMU,从而实现各区域参考母线到全网参考母线的转化。文献[12]在引入 WAMS / SCADA 混合量测数据的基础上,提出一种跟踪滤波动态的状态估计算法,提高了状态估计精度。文献[13]针对故障后网络拓扑结构改变,提出一种基于 PMU 量测的适用于动态过程的分布式状态估计,并引入断路器零阻抗虚拟量测建立估计模型。

基于 PMU 的状态估计方法一般具有较高的准确性和实时性。但由于 PMU 价格较高,当前电力系统中 PMU 的配置数量有限,状态估计模型不能完全转化为线性模型。因此本文在非线性状态估计模型的基础上,采用非重叠子区域法分区,提出一种无需中央协调控制器的全分布式状态估计算法。在该算

收稿日期:2019-01-03;修回日期:2019-09-19

基金项目:江苏省自然科学基金资助项目(BK20180284);国家电网有限公司科技项目(分布运行、集中分析的主配一体化系统关键技术研究及示范应用)

Project supported by the Natural Science Foundation of Jiangsu Province(BK20180284) and the Science and Technology Project of State Grid Corporation of China(Research and Demonstration Application of Key Technologies in Distributed Operation and Centralized Analysis of Transmission-distribution Integrated Network)

法中,各子区域根据局部量测信息独立计算本地状态估计;再基于一致性理论,只需相邻区域之间交互一致性变量和边界节点状态变量信息,通过有限次迭代即可获得全局最优解。最后通过算例仿真验证了本文提出的分布式状态估计方法的有效性。

## 1 状态估计的一般模型

设电力系统的量测向量为 $z$ ,量测量包括部分节点的电压幅值、节点注入功率以及支路功率;待求的系统状态向量为 $x$ ,包括所有节点的电压幅值与相角。在状态估计中,状态量需借助测量方程求得,考虑测量噪声后,有以下关系:

$$z = h(x) + v \quad (1)$$

其中, $h(x)$ 为测量函数向量; $v$ 为测量误差向量。测量误差的方差阵 $R$ 可写成每个测量误差方差的对角阵 $R = \text{diag}[\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2]$ ,其中 $\sigma_i^2$ 为量测误差 $v_i$ 的方差, $m$ 为量测量总数。由于最小二乘法的本质是在全部量测量下计算出一组使整体误差最小的状态变量,考虑到各个量测量的测量精度不同,为提高状态估计精度,应使精度高的量测量权值较大,而精度低的量测量权值较小。因此加权最小二乘法具有如下形式<sup>[14]</sup>:

$$\min J(x) = (z - h(x))^T R^{-1} (z - h(x)) \quad (2)$$

假定状态变量的初值为 $x^{(0)}$ ,使 $h(x)$ 在 $x^{(0)}$ 处线性化,并利用泰勒级数在 $x^{(0)}$ 附近展开得:

$$h(x) = h(x^{(0)}) + H(x^{(0)}) \Delta x + \dots \quad (3)$$

其中, $H(x^{(0)})$ 为函数向量 $h(x)$ 的雅可比矩阵。略去 $\Delta x$ 的高次项,则 $h(x) = h(x^{(0)}) + H(x^{(0)}) \Delta x$ ,将其代入加权最小二乘法准则中,得 $J(x) = (\Delta z - H(x^{(0)}) \Delta x)^T R^{-1} \times (\Delta z - H(x^{(0)}) \Delta x)$ ,其中 $\Delta z = z - h(x^{(0)})$ ,欲使 $J(x)$ 最小,则:

$$\Delta \hat{x} = G^{-1}(x^{(0)}) H^T(x^{(0)}) R^{-1} \Delta z \quad (4)$$

其中,“ $\hat{\cdot}$ ”表示相应变量的估计值; $G(x^{(0)}) = H^T(x^{(0)}) \times R^{-1} H(x^{(0)})$ 。由此得:

$$\hat{x} = x^{(0)} + \Delta \hat{x} = x^{(0)} + G^{-1}(x^{(0)}) H^T(x^{(0)}) R^{-1} (z - h(x^{(0)})) \quad (5)$$

若以 $k$ 表示状态变量迭代次数,则迭代公式可以写成:

$$\begin{cases} \Delta \hat{x}^k = (H^T(\hat{x}^k) R^{-1} H(\hat{x}^k))^{-1} H^T(\hat{x}^k) R^{-1} (z - h(\hat{x}^k)) \\ \hat{x}^{k+1} = \hat{x}^k + \Delta \hat{x}^k \end{cases} \quad (6)$$

## 2 多区域状态估计模型

假设电力系统有 $n$ 个节点,将其划分为 $r$ 个不重叠的子区域 $S_i (i = 1, 2, \dots, r)$ ,子区域 $S_i$ 节点数为 $n_i$ 。本文在对系统进行非重叠子区域划分时考虑以下原则<sup>[15]</sup>:①考虑地理区域位置因素划分;②尽量减少子

系统间的联络线数目,这样可减少数据交换量和通信负担,从而提高分布式状态估计的计算速度;③由于本文后续采用同步平行迭代算法,每次区域间协调交互一致性变量时,需等待所有子区域完成本次迭代计算,因此分区时尽量使各个区域的规模相对均衡,有利于减少区域间信息交互的等待时间。基于以上原则,对电力系统分区时还考虑配置量测量的位置,要保证<sup>[16]</sup>:①子区域内部网络基于子区域内部量测可观;②整个系统基于全部内部和边界量测可观。

图1给出了系统分区示意图,以3个分区为例,其中子区域内不与相邻区域相连接的节点称为内部节点,与相邻区域中节点连接的节点称为边界节点。量测量包括电压幅值量测、节点注入功率量测和线路输送功率量测;另外也相应分为内部量测和边界量测。

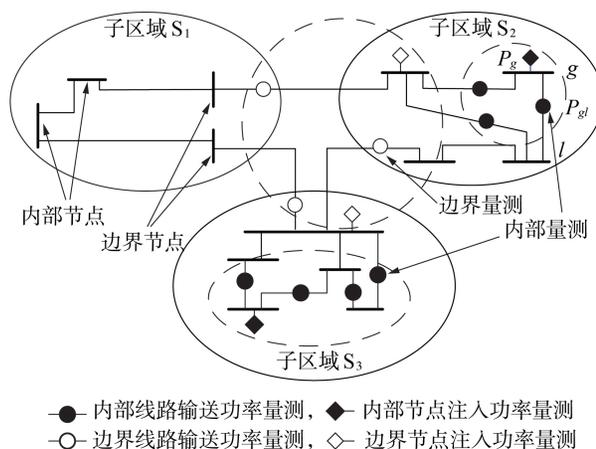


图1 电力系统不重叠分区示意图

Fig.1 Schematic diagram of non-overlapping partition of power system

为保证状态估计模型有解,假设全网的平衡节点包含于某子区域(本文为区域 $S_1$ )内,并且该节点的电压幅值可测;其他各子区域引入一个局部参考节点的电压和相角伪量测。

在不重叠分区模型下,系统的状态估计量测方程分为内部量测和边界量测两部分。

$$\begin{cases} z_i = h_i(x_i) + v_i & i = 1, 2, \dots, r \\ z_c = h_c(x) + v_c \end{cases} \quad (7)$$

其中, $z_i$ 为子区域 $S_i$ 内部量测,是 $m_i$ 维列向量, $m_i$ 为内部量测量个数; $x_i$ 为子区域 $S_i$ 内部节点的电压和相角,是 $2n_i$ 维列向量,整个系统的状态变量为 $x = [x_1, x_2, \dots, x_r]^T$ ;  $z_c$ 为整个系统的边界量测向量,是 $m_c$ 维列向量, $m_c$ 为整个系统的边界量测量个数; $v_i$ 和 $v_c$ 为相应的量测误差;内部量测函数 $h_i$ 和边界量测函数 $h_c$ 表示量测量和状态变量的关系。分区后的多区域状态估计模型如下<sup>[6]</sup>:

$$\begin{cases} \min J(\mathbf{x}) = \mathbf{r}_c^T \mathbf{R}_c^{-1} \mathbf{r}_c + \sum_{i=1}^r \mathbf{r}_i^T(\mathbf{x}_i) \mathbf{R}_i^{-1} \mathbf{r}_i(\mathbf{x}_i) \\ \mathbf{r}_c = \mathbf{z}_c - \mathbf{h}_c(\mathbf{x}) \end{cases} \quad (8)$$

其中,  $\mathbf{r}_i(\mathbf{x}_i) = \mathbf{z}_i - \mathbf{h}_i(\mathbf{x}_i)$ ;  $\mathbf{R}_i = \text{cov}(\mathbf{v}_i) = \text{diag}[\sigma_{1_i}^2, \sigma_{2_i}^2, \dots, \sigma_{m_i}^2]$ , 表示子区域  $S_i$  内部量测量所对应量测误差的方差对角阵;  $\mathbf{R}_c = \text{cov}(\mathbf{v}_c) = \text{diag}[\sigma_{1_c}^2, \sigma_{2_c}^2, \dots, \sigma_{m_c}^2]$ , 表示所有边界量测量所对应量测误差的方差对角阵。

当引入拉格朗日乘子法后, 含有分区约束的状态估计模型可转化为如式(9)所示的拉格朗日函数  $L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda})$ 。

$$L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}) = \frac{1}{2} \mathbf{r}_c^T \mathbf{R}_c^{-1} \mathbf{r}_c + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^r \mathbf{r}_i^T(\mathbf{x}_i) \mathbf{R}_i^{-1} \mathbf{r}_i(\mathbf{x}_i) + \sum_{i=1}^r \boldsymbol{\lambda}^T (\mathbf{r}_c - \mathbf{z}_c + \mathbf{h}_c(\mathbf{x})) \quad (9)$$

其中,  $\boldsymbol{\lambda}$  为  $m_c$  维的拉格朗日乘子列向量。拉格朗日乘子法获得最优解时应满足下列3个条件<sup>[6]</sup>:

$$\frac{\partial L}{\partial \mathbf{x}} = 0 \Rightarrow \begin{pmatrix} \mathbf{H}_1^T(\hat{\mathbf{x}}_1) \mathbf{R}_1^{-1} & & \\ & \ddots & \\ & & \mathbf{H}_r^T(\hat{\mathbf{x}}_r) \mathbf{R}_r^{-1} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \mathbf{z}_1 - \mathbf{h}_1(\hat{\mathbf{x}}_1) \\ \vdots \\ \mathbf{z}_r - \mathbf{h}_r(\hat{\mathbf{x}}_r) \end{pmatrix} + \mathbf{H}_c^T(\hat{\mathbf{x}}) \hat{\boldsymbol{\lambda}} = 0 \quad (10)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mathbf{r}_c} = 0 \Rightarrow \mathbf{R}_c^{-1} \mathbf{r}_c + \hat{\boldsymbol{\lambda}} = 0 \quad (11)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \boldsymbol{\lambda}} = 0 \Rightarrow \mathbf{r}_c - \mathbf{z}_c + \mathbf{h}_c(\hat{\mathbf{x}}) = 0 \quad (12)$$

由式(11)和式(12)可得:

$$\mathbf{h}_c(\hat{\mathbf{x}}) - \mathbf{z}_c - \mathbf{R}_c \hat{\boldsymbol{\lambda}} = 0 \quad (13)$$

对于转化后的非线性方程组式(10)和式(13)可用牛顿迭代法求解如下:

$$\begin{pmatrix} \mathbf{G}_1(\mathbf{x}_1^k) & & \\ & \ddots & \\ & & \mathbf{G}_r(\mathbf{x}_r^k) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \mathbf{x}_1^k \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{x}_r^k \end{pmatrix} + \mathbf{H}_c^T(\mathbf{x}^k) \boldsymbol{\lambda}^{k+1} = \begin{pmatrix} \mathbf{H}_1^T(\mathbf{x}_1^k) \mathbf{R}_1^{-1} \Delta \mathbf{z}_1^k \\ \vdots \\ \mathbf{H}_r^T(\mathbf{x}_r^k) \mathbf{R}_r^{-1} \Delta \mathbf{z}_r^k \end{pmatrix} \quad (14)$$

$$\mathbf{H}_c(\mathbf{x}^k) \Delta \mathbf{x}^k - \mathbf{R}_c \boldsymbol{\lambda}^{k+1} = \Delta \mathbf{z}_c^k \quad (15)$$

其中,  $\mathbf{G}_i(\mathbf{x}_i^k) = \mathbf{H}_i^T(\mathbf{x}_i^k) \mathbf{R}_i^{-1} \mathbf{H}_i(\mathbf{x}_i^k)$ ,  $\Delta \mathbf{z}_i^k = \mathbf{z}_i - \mathbf{h}_i(\mathbf{x}_i^k)$  ( $i=1, 2, \dots, r$ );  $\Delta \mathbf{z}_c^k = \mathbf{z}_c - \mathbf{h}_c(\mathbf{x}^k)$ ;  $\Delta \mathbf{x}^k = \mathbf{x}^{k+1} - \mathbf{x}^k = [\mathbf{x}_1^{k+1} - \mathbf{x}_1^k, \mathbf{x}_2^{k+1} - \mathbf{x}_2^k, \dots, \mathbf{x}_r^{k+1} - \mathbf{x}_r^k]^T$ ;  $\mathbf{H}_c(\mathbf{x}^k) = [\mathbf{H}_{c1}(\mathbf{x}_1^k), \mathbf{H}_{c2}(\mathbf{x}_2^k), \dots, \mathbf{H}_{cr}(\mathbf{x}_r^k)]$  为边界量测对各个子区域状态变量的雅可比矩阵, 是  $m_c \times 2n_i$  阶矩阵。

当矩阵  $\mathbf{H}_i$  和  $\mathbf{G}_i$  的秩为  $2n_i - 1$ , 即  $\mathbf{G}_i^{-1}$  存在时, 表明区域  $S_i$  具有可观测性。在此基础上通过引入中间变量  $\Delta \mathbf{y}_i^k$ , 可以得到式(14)和式(15)的迭代求解过程为<sup>[6]</sup>:

$$\Delta \mathbf{y}_i^k = \mathbf{G}_i^{-1}(\mathbf{x}_i^k) \mathbf{H}_i^T(\mathbf{x}_i^k) \mathbf{R}_i^{-1} \Delta \mathbf{z}_i^k \quad (16)$$

$$\boldsymbol{\lambda}^{k+1} = \mathbf{G}_c^{-1}(\mathbf{x}^k) \left( \Delta \mathbf{z}_c^k - \sum_{i=1}^r \mathbf{H}_{ci}(\mathbf{x}_i^k) \Delta \mathbf{y}_i^k \right) \quad (17)$$

$$\mathbf{u}_i^{k+1} = \mathbf{G}_i^{-1}(\mathbf{x}_i^k) \mathbf{H}_{ci}^T(\mathbf{x}_i^k) \boldsymbol{\lambda}^{k+1} \quad (18)$$

$$\Delta \mathbf{x}_i^k = \Delta \mathbf{y}_i^k + \mathbf{u}_i^{k+1} \quad (19)$$

其中,  $i=1, 2, \dots, r$ ;  $\mathbf{G}_c$  为  $m_c$  阶方阵, 其表达式如式(20)所示。

$$\mathbf{G}_c(\mathbf{x}^k) = \sum_{i=1}^r \left( \mathbf{R}_{ci} + \mathbf{H}_{ci}(\mathbf{x}_i^k) \mathbf{G}_i^{-1}(\mathbf{x}_i^k) \mathbf{H}_{ci}^T(\mathbf{x}_i^k) \right) \quad (20)$$

本文采用的非重叠子区域法, 边界节点不重叠。所有状态变量按区域划分, 位于子区域  $S_i$  内的边界节点和内部节点均包含在状态变量  $\mathbf{x}_i$  内。在迭代过程中, 先根据内部量测独立计算出状态变量增量的本地估计值  $\Delta \mathbf{y}_i^k$ , 再通过相邻区域协调交互一致性变量后得到修正值  $\mathbf{u}_i^{k+1}$ , 最终得到全局最优解  $\Delta \mathbf{x}_i^k$  以及  $\mathbf{x}_i^k$ 。

由式(16)–(19)可知, 对于任一区域  $S_i$ , 可独立求解式(16)和式(19), 而式(17)和式(18)中  $\mathbf{G}_c(\mathbf{x}^k)$ 、 $\mathbf{H}_{ci}(\mathbf{x}_i^k)$  和  $\Delta \mathbf{z}_c^k$  的计算依赖于边界量测量及边界节点状态变量值, 因此集中式方法一般需设置全网控制中心来收集各区域边界节点量测信息以及边界节点状态变量信息, 从而联合求解  $\boldsymbol{\lambda}^{k+1}$  和  $\mathbf{u}_i^{k+1}$ 。但电网规模不断扩大, 集中式状态估计中心需承担的通信负担和计算量越来越繁重, 且可靠性也受到较大影响。为均衡计算任务以及提高可靠性, 本文区别于一般集中式状态估计方法, 提出基于一致性理论的全分布式状态估计方法。

### 3 基于一致性理论的分布式状态估计方法

#### 3.1 图论与一致性算法

##### 3.1.1 图论

令  $G$  表示系统的网络拓扑结构图。图  $G$  是一个集合  $\{V, E\}$ , 其中  $V$  为包含图  $G$  所有顶点的顶点集,  $E$  为  $V$  中元素构成的无序二元数组集合, 称为边集。如果图  $G$  任意2个不同顶点之间存在一条路径, 那么该图是连通的。连通图结构可通过  $n \times n$  阶邻接矩阵  $\mathbf{A}$  来表示, 该矩阵的元素  $a_{ij}$  只能为1或0(如果顶点  $i$  和  $j$  之间有连接, 则  $a_{ij}=1$ ; 否则  $a_{ij}=0$ ), 并且对角线元素为0。基于邻接矩阵  $\mathbf{A}$ , 可以定义行随机矩阵  $\mathbf{D}=[d_{ij}]$  中的元素如下<sup>[17]</sup>:

$$d_{ij} = \begin{cases} \frac{1}{b_i + b_j + 2} & j \in N_i \\ 1 - \sum_{j \in N_i} \frac{1}{b_i + b_j + 2} & j \notin N_i \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (21)$$

其中,  $N_i$  为顶点  $i$  的相邻顶点的集合;  $b_i$  为与顶点  $i$  关

联的边数目之和,即  $b_i = \sum_{j=1}^n a_{ij}$ 。

### 3.1.2 一致性算法

令  $w_i$  表示顶点  $i$  的状态,一致性算法理论表明,当且仅当网络中所有顶点的状态值都相等,即  $w_1 = w_2 = \dots = w_n$  时,该网络的顶点才达到一致性,定义线性系统一致性算法<sup>[18]</sup>:

$$w'_i = -\sum_{j=1}^n a_{ij}(w_i - w_j) \quad i=1,2,\dots,n \quad (22)$$

当节点间信息共享需要一定时间时,需构建离散时间一致性模型,用行随机矩阵  $D=[d_{ij}]$  表示如式(23)所示<sup>[19]</sup>。

$$w_i[t+1] = \sum_{j=1}^n d_{ij}w_j[t] \quad i=1,2,\dots,n \quad (23)$$

$$\mathbf{w}[t+1] = D\mathbf{w}[t]$$

其中,  $t$  为离散时间系统中一致性变量迭代次数;  $\mathbf{w}[t]$  为第  $t$  次迭代状态量的值。

### 3.2 分布式状态估计方法

为了分布式求解式(17),可将式(17)改写为<sup>[10]</sup>:

$$\boldsymbol{\lambda}^{k+1} = \left( \frac{1}{r} \mathbf{G}_c(\mathbf{x}^k) \right)^{-1} \left[ \frac{1}{r} \left( \Delta \mathbf{z}_c^k - \sum_{i=1}^r \mathbf{H}_{ci}(\mathbf{x}_i^k) \Delta \mathbf{y}_i^k \right) \right] \quad (24)$$

其中,误差量  $\Delta \mathbf{z}_c^k = \mathbf{z}_c - \mathbf{h}_c(\mathbf{x}^k) = [z_{c1} - \mathbf{h}_{c1}(\mathbf{x}^k), z_{c2} - \mathbf{h}_{c2}(\mathbf{x}^k), \dots, z_{cr} - \mathbf{h}_{cr}(\mathbf{x}^k)]$ 。对于  $\mathbf{h}_{ci}(\mathbf{x}^k)$ ,与区域  $S_i$  相邻的节点会相互交换状态变量信息,与区域  $S_i$  不相邻的节点其  $\mathbf{h}_{ci}(\cdot)$  为 0,因此  $\Delta \mathbf{z}_c^k$  可转换成如下形式:

$$\Delta \mathbf{z}_c^k = \sum_{i=1}^r \Delta \mathbf{z}_{ci}^k \quad (25)$$

则式(24)相应可转换为:

$$\boldsymbol{\lambda}^{k+1} = \left( \frac{1}{r} \mathbf{G}_c(\mathbf{x}^k) \right)^{-1} \left[ \frac{1}{r} \sum_{i=1}^r (\Delta \mathbf{z}_{ci}^k - \mathbf{H}_{ci}(\mathbf{x}_i^k) \Delta \mathbf{y}_i^k) \right] \quad (26)$$

#### 3.2.1 分布式求解过程

由 3.1.2 节中一致性算法理论可知,经过若干次迭代,一致性变量将趋于变量的均值,因此可引入一致性算法实现分布式求解  $\boldsymbol{\lambda}$ 。将一致性算法应用于本文所提的多区域状态估计模型中求解式(26),则  $\frac{1}{r} \mathbf{G}_c(\mathbf{x}^k)$  的分布式计算过程如下:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{R}_{c1} + \mathbf{H}_{c1}(\mathbf{x}_1^k) \mathbf{G}_1^{-1}(\mathbf{x}_1^k) \mathbf{H}_{c1}^T(\mathbf{x}_1^k) \\ \mathbf{R}_{c2} + \mathbf{H}_{c2}(\mathbf{x}_2^k) \mathbf{G}_2^{-1}(\mathbf{x}_2^k) \mathbf{H}_{c2}^T(\mathbf{x}_2^k) \\ \vdots \\ \mathbf{R}_{cr} + \mathbf{H}_{cr}(\mathbf{x}_r^k) \mathbf{G}_r^{-1}(\mathbf{x}_r^k) \mathbf{H}_{cr}^T(\mathbf{x}_r^k) \end{bmatrix}^{[t+1]} = D \begin{bmatrix} \mathbf{R}_{c1} + \mathbf{H}_{c1}(\mathbf{x}_1^k) \mathbf{G}_1^{-1}(\mathbf{x}_1^k) \mathbf{H}_{c1}^T(\mathbf{x}_1^k) \\ \mathbf{R}_{c2} + \mathbf{H}_{c2}(\mathbf{x}_2^k) \mathbf{G}_2^{-1}(\mathbf{x}_2^k) \mathbf{H}_{c2}^T(\mathbf{x}_2^k) \\ \vdots \\ \mathbf{R}_{cr} + \mathbf{H}_{cr}(\mathbf{x}_r^k) \mathbf{G}_r^{-1}(\mathbf{x}_r^k) \mathbf{H}_{cr}^T(\mathbf{x}_r^k) \end{bmatrix}^{[t]} \quad (27)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{1}{r} \mathbf{G}_c(\mathbf{x}^k) \\ \frac{1}{r} \mathbf{G}_c(\mathbf{x}^k) \\ \vdots \\ \frac{1}{r} \mathbf{G}_c(\mathbf{x}^k) \end{bmatrix} = \lim_{t \rightarrow \infty} \begin{bmatrix} \mathbf{R}_{c1} + \mathbf{H}_{c1}(\mathbf{x}_1^k) \mathbf{G}_1^{-1}(\mathbf{x}_1^k) \mathbf{H}_{c1}^T(\mathbf{x}_1^k) \\ \mathbf{R}_{c2} + \mathbf{H}_{c2}(\mathbf{x}_2^k) \mathbf{G}_2^{-1}(\mathbf{x}_2^k) \mathbf{H}_{c2}^T(\mathbf{x}_2^k) \\ \vdots \\ \mathbf{R}_{cr} + \mathbf{H}_{cr}(\mathbf{x}_r^k) \mathbf{G}_r^{-1}(\mathbf{x}_r^k) \mathbf{H}_{cr}^T(\mathbf{x}_r^k) \end{bmatrix}^{[t+1]} = \lim_{t \rightarrow \infty} D^t \begin{bmatrix} \mathbf{R}_{c1} + \mathbf{H}_{c1}(\mathbf{x}_1^k) \mathbf{G}_1^{-1}(\mathbf{x}_1^k) \mathbf{H}_{c1}^T(\mathbf{x}_1^k) \\ \mathbf{R}_{c2} + \mathbf{H}_{c2}(\mathbf{x}_2^k) \mathbf{G}_2^{-1}(\mathbf{x}_2^k) \mathbf{H}_{c2}^T(\mathbf{x}_2^k) \\ \vdots \\ \mathbf{R}_{cr} + \mathbf{H}_{cr}(\mathbf{x}_r^k) \mathbf{G}_r^{-1}(\mathbf{x}_r^k) \mathbf{H}_{cr}^T(\mathbf{x}_r^k) \end{bmatrix}^{[0]} \quad (28)$$

根据式(27),理论上当  $t$  趋近于无穷大时,每个子区域可得到全网一致性变量均值,但实际使用时只需经过有限次迭代即可得到满足误差精度要求的近似估计平均值。

通过式(28),每个子区域  $S_i$  独立计算本地的一致性变量  $\mathbf{R}_{ci} + \mathbf{H}_{ci}(\mathbf{x}_i^k) \mathbf{G}_i^{-1}(\mathbf{x}_i^k) \mathbf{H}_{ci}^T(\mathbf{x}_i^k)$ ,并且经过行随机矩阵  $D$  与相邻子区域进行一致性变量信息交互,多次迭代之后即可以得到全网一致性变量均值。同理,  $\frac{1}{r} \sum_{i=1}^r (\Delta \mathbf{z}_{ci}^k - \mathbf{H}_{ci}(\mathbf{x}_i^k) \Delta \mathbf{y}_i^k)$  可分布式求解如下:

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{z}_{c1}^k - \mathbf{H}_{c1}(\mathbf{x}_1^k) \Delta \mathbf{y}_1^k \\ \Delta \mathbf{z}_{c2}^k - \mathbf{H}_{c2}(\mathbf{x}_2^k) \Delta \mathbf{y}_2^k \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{z}_{cr}^k - \mathbf{H}_{cr}(\mathbf{x}_r^k) \Delta \mathbf{y}_r^k \end{bmatrix}^{[t+1]} = D \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{z}_{c1}^k - \mathbf{H}_{c1}(\mathbf{x}_1^k) \Delta \mathbf{y}_1^k \\ \Delta \mathbf{z}_{c2}^k - \mathbf{H}_{c2}(\mathbf{x}_2^k) \Delta \mathbf{y}_2^k \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{z}_{cr}^k - \mathbf{H}_{cr}(\mathbf{x}_r^k) \Delta \mathbf{y}_r^k \end{bmatrix}^{[t]} \quad (29)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{1}{r} \sum_{i=1}^r (\Delta \mathbf{z}_{ci}^k - \mathbf{H}_{ci}(\mathbf{x}_i^k) \Delta \mathbf{y}_i^k) \\ \frac{1}{r} \sum_{i=1}^r (\Delta \mathbf{z}_{ci}^k - \mathbf{H}_{ci}(\mathbf{x}_i^k) \Delta \mathbf{y}_i^k) \\ \vdots \\ \frac{1}{r} \sum_{i=1}^r (\Delta \mathbf{z}_{ci}^k - \mathbf{H}_{ci}(\mathbf{x}_i^k) \Delta \mathbf{y}_i^k) \end{bmatrix} = \lim_{t \rightarrow \infty} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{z}_{c1}^k - \mathbf{H}_{c1}(\mathbf{x}_1^k) \Delta \mathbf{y}_1^k \\ \Delta \mathbf{z}_{c2}^k - \mathbf{H}_{c2}(\mathbf{x}_2^k) \Delta \mathbf{y}_2^k \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{z}_{cr}^k - \mathbf{H}_{cr}(\mathbf{x}_r^k) \Delta \mathbf{y}_r^k \end{bmatrix}^{[t+1]} =$$

$$\lim_{t \rightarrow \infty} D^t \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{z}_{c1}^k - \mathbf{H}_{c1}(\mathbf{x}_1^k) \Delta \mathbf{y}_1^k \\ \Delta \mathbf{z}_{c2}^k - \mathbf{H}_{c2}(\mathbf{x}_2^k) \Delta \mathbf{y}_2^k \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{z}_{cr}^k - \mathbf{H}_{cr}(\mathbf{x}_r^k) \Delta \mathbf{y}_r^k \end{bmatrix}^{[0]} \quad (30)$$

据式(28)和式(30),各子区域基于一致性理论计算  $\frac{1}{r} \mathbf{G}_c(\mathbf{x}^k)$  和  $\frac{1}{r} \sum_{i=1}^r (\Delta \mathbf{z}_{ci}^k - \mathbf{H}_{ci}(\mathbf{x}_i^k) \Delta \mathbf{y}_i^k)$  后可依据式(26)分别独立求解  $\boldsymbol{\lambda}$ ,进而实现分布式状态估计计算。

#### 3.2.2 算法流程

本文提出的基于一致性理论的多区域分布式状

态估计方法流程如下。

(1)初始化 $k=0$ ,状态变量赋初值。

(2)每个子区域 $S_i$ 内同时进行:

a. 读取网络结构参数,根据子区域之间的连接关系形成行随机矩阵 $D$ ;

b. 得到内部量测 $z_i$ 和边界量测 $z_{ci}$ ,以及误差矩阵 $R_i$ 和 $R_{ci}$ ;

c. 计算各子系统的内部量测函数 $h_i(x^k)$ 、内部节点雅可比矩阵 $H_i(x^k)$ 和 $G_i(x^k)=H_i^T(x^k)R_i^{-1}H_i(x^k)$ ;

d. 计算 $\Delta z_i^k$ ,根据式(16)计算 $\Delta y_i^k$ 。

(3)各子区域与相邻区域交互边界节点状态量信息,从而可得到 $h_{ci}(x^k)$ 和 $H_{ci}(x^k)$ ,计算出 $\Delta z_{ci}^k$ 。

(4)各子区域交互一致性变量信息,根据式(28)和式(30),各子区域独立迭代计算出 $\frac{1}{r}G_c(x^k)$ 和

$\frac{1}{r}\sum_{i=1}^r(\Delta z_{ci}^k - H_{ci}(x^k)\Delta y_i^k)$ ,进而据式(26)计算 $\lambda^{k+1}$ 。

(5)各子区域根据式(18)计算出 $u_i^{k+1}$ ,进而根据式(19)和式(6)计算 $\Delta x_i^k$ 和 $x_i^{k+1}$ 。

(6)检测各子系统的收敛情况,如果所有子系统满足收敛条件,则找到全局最优解;否则 $k=k+1$ ,进入步骤c。

## 4 仿真算例

本节基于IEEE 14节点系统,设置2个算例来验证所提分布式状态估计方法的有效性,系统的拓扑结构和节点编号可参见文献[20]。其中算例1采用均衡分区,分区后子区域节点数大致相当;算例2采用非均衡分区,分区后子区域节点数相差较大。

### 4.1 算例1:均衡分区

系统均衡分区情况见表1及附录中图A1,各个子区域之间的通信拓扑结构如图2所示。将节点1设为系统的参考节点,其相角为 $0^\circ$ ,并测量其电压幅值。除参考节点所在的子区域外,其他每个子区域

表1 IEEE 14节点系统均衡/非均衡分区情况

Table 1 Balanced/unbalanced partition conditions of IEEE 14-bus system

子区域	包含节点编号	
	均衡分区	非均衡分区
$S_1$	1,2,5	1,2
$S_2$	3,4,6,7	3,4
$S_3$	6,11-13	5,6
$S_4$	9,10,14	7-14

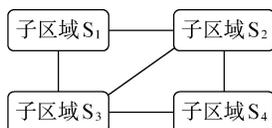


图2 IEEE 14节点系统分区通信拓扑

Fig.2 Communication topology of IEEE 14-bus system

设置1个节点的相角和电压伪量测(本算例中为 $[(\theta_3, V_3), (\theta_6, V_6), (\theta_9, V_9)]$ ),其相角伪量测设为 $0^\circ$ ,电压伪量测设置为1 p.u.。量测量还包括线路输送有功和无功功率以及节点注入有功和无功功率,整个系统总量测(包含伪量测)数为49,状态估计冗余度=量测数量/状态变量个数=49/28=1.75,冗余度设置合理<sup>[21]</sup>。

算例中测量值为潮流计算真值叠加标准差为 $\sigma$ 的高斯白噪声。其中,电压幅值量测误差 $\sigma_v=0.03$ ,节点注入功率量测误差 $\sigma_{pi}=0.01$ ,线路输送功率误差 $\sigma_{pi-j}=0.004$ 。边界量测根据其测量位置归属于相邻2个区域中的任何一个。系统量测信息见附录表A1,基于这些量测值,分别采用集中式加权最小二乘法和本文所提出的多区域分布式估计方法对系统进行状态估计,结果如表2所示(表中电压幅值均为标幺值)。

表2 IEEE 14节点系统分布式与集中式状态估计结果对比

Table 2 Comparison of distributed and centralized state estimation results for IEEE 14-bus system

状态量	集中式估计/(°)		分布式估计/(°)		状态量	集中式估计		分布式估计	
	估计/(°)	均衡	非均衡	均衡		非均衡	估计	均衡	非均衡
$\theta_1$	0	0	0		$V_1$	1.060	1.061	1.060	
$\theta_2$	-4.981	-4.974	-4.987		$V_2$	1.045	1.046	1.044	
$\theta_3$	-12.718	-12.761	-12.802		$V_3$	1.010	1.009	1.007	
$\theta_4$	-10.324	-10.226	-10.262		$V_4$	1.019	1.015	1.013	
$\theta_5$	-8.783	-8.751	-8.780		$V_5$	1.020	1.019	1.017	
$\theta_6$	-14.222	-14.381	-14.437		$V_6$	1.070	1.067	1.066	
$\theta_7$	-13.368	-13.237	-13.286		$V_7$	1.062	1.052	1.050	
$\theta_8$	-13.368	-13.237	-13.286		$V_8$	1.090	1.086	1.084	
$\theta_9$	-14.946	-14.811	-14.865		$V_9$	1.056	1.038	1.036	
$\theta_{10}$	-15.104	-15.041	-15.096		$V_{10}$	1.051	1.030	1.029	
$\theta_{11}$	-14.795	-14.759	-14.815		$V_{11}$	1.057	1.039	1.038	
$\theta_{12}$	-15.077	-15.234	-15.293		$V_{12}$	1.057	1.050	1.049	
$\theta_{13}$	-15.159	-15.278	-15.336		$V_{13}$	1.050	1.044	1.043	
$\theta_{14}$	-16.039	-16.059	-16.118		$V_{14}$	1.036	1.019	1.018	

根据表2中数据可以看出,在相同量测信息的条件下,所提的分布式状态估计方法得到的相角幅值和电压估计结果(第3、7列)与集中式方法的结果(第2、6列)相近,具有较高的准确性。

为了更清晰地验证所提方法的收敛情况,图3给出了在外层迭代过程中,分布式方法下各节点电压幅值和相角与集中式状态估计结果的误差曲线(图中电压幅值误差为标幺值,后同)。从图中可以看出,各节点电压幅值误差和相角误差随外层迭代次数增加迅速减小,经6~7次迭代后能够收敛到满意的精度,说明所提多区域分布式状态估计方法具有良好的收敛性能。

另需说明的是,各子区域通信网络拓扑结构的改变不影响分布式状态估计最终结果的误差,但会影响内层一致性变量收敛的迭代次数。根据分布式

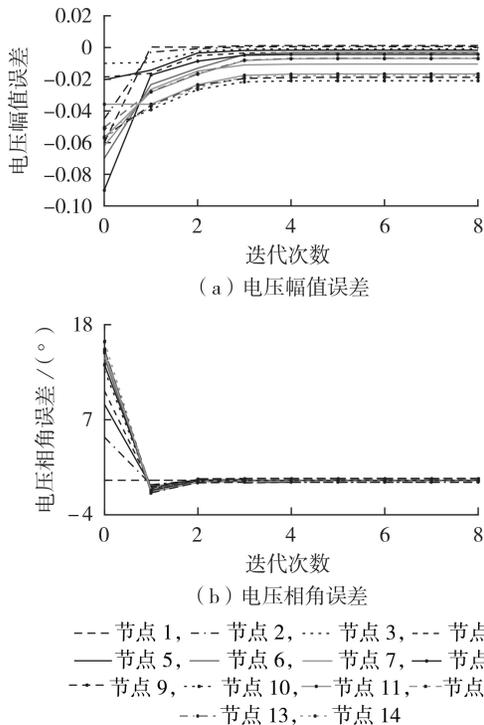


图3 IEEE 14节点系统均衡分区收敛结果

Fig.3 Convergence results of IEEE 14-bus system with balanced partition

理论和一致性算法,通信网络拓扑结构越复杂,各子区域之间连接越紧密,则信息交互速度越快,内层迭代次数越少,收敛速度越快;但通信结构越复杂,往往通信代价就会越高<sup>[19]</sup>。

#### 4.2 算例 2:非均衡分区

本算例中,保持算例 1 的分区数不变,仅改变区域划分方式,进而对比区域划分对分布式状态估计的影响。为了突出系统非均衡分区,子区域  $S_1$ — $S_3$  各含 2 个节点,子区域  $S_4$  含 8 个节点,分区情况见表 1 及附录中图 A1。其中节点 1 仍为系统的参考节点,其相角为  $0^\circ$ ,并测量其电压幅值,其他子区域设置的伪量测为  $[(\theta_3, V_3), (\theta_5, V_5), (\theta_7, V_7)]$ (相角伪量测设为  $0^\circ$ ,电压伪量测设为 1 p.u.)。通信网络拓扑仍采用图 2 所示结构。

基于以上区域划分和量测配置,采用本文提出的多区域分布式估计方法对系统进行状态估计,计算结果如表 2 中第 4 列和第 8 列所示。根据表 2 中数据可以看出,非均衡分区也可得到较为准确的状态估计结果,区域划分不影响分布式状态估计结果的准确性。非均衡分区情形下,各节点电压幅值和相角与集中式状态估计结果误差随外层迭代次数变化的曲线可见图 4。仿真结果表明,在非均衡分区下同样经 6~7 次迭代后,误差能够收敛到满意的精度,进一步说明了本文所提方法在非均衡分区下亦可得到较为准确的估计结果。

为研究系统不同分区对分布式状态估计计算时

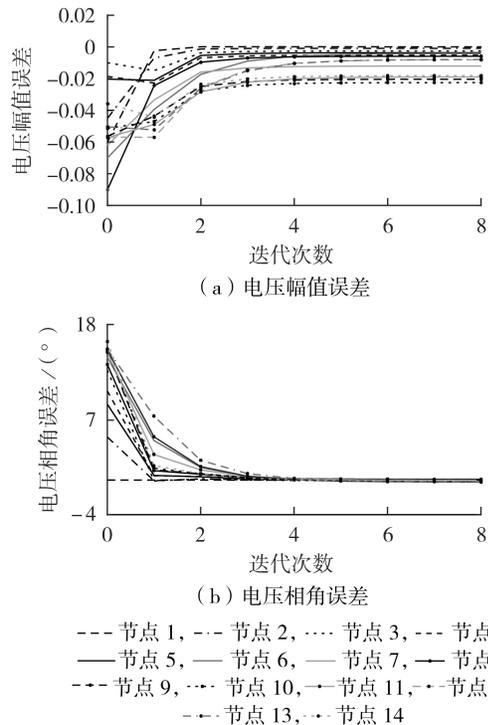


图4 IEEE 14节点系统非均衡分区收敛结果

Fig.4 Convergence results of IEEE 14-bus system with unbalanced partition

间的影响,本文在相同的硬件平台及仿真环境下,统计了分布式状态估计方法在均衡分区和非均衡分区 2 种情形下的状态估计耗时,得到算例 1 中均衡分区情形下的计算时间为 0.2407 s,算例 2 中非均衡分区情形下的计算时间为 0.3993 s。从时间对比可看出,非均衡分区情形下的状态估计耗时较长,这主要是由于非均衡分区下,各子区域独立计算式(16)中  $G_i^{-1}(x_i^k)$ 、 $H_i^T(x_i^k)$ 、 $R_i^{-1}$  和  $\Delta z_i^k$  所需时间相差较大,而本文的同步平行迭代法需等待所有子区域完成本地值计算后,再进行区域间协调交互一致性变量,因此子区域间规模相差较大时,子区域完成本地值计算的时间差异性较大,交互一致性变量时需等待最慢子区域完成本地计算,系统总的计算时间就较长。基于以上分析可知,区域划分时应尽量均衡,以提高分布式状态估计的速度。

## 5 结论

本文在传统加权最小二乘状态估计的基础上,提出一种电力系统多区域分布式状态估计模型。该模型计及电力系统的非线性状态估计特性,相比于以往的线性状态估计模型,其对电力系统具有更好的适应性和灵活性。本文进一步基于一致性理论设计实现了全分布式状态估计求解方法。该方法不需中央协调调度中心,各子区域独立迭代计算,只需边界节点与相邻子区域交互状态量和一致性变量信息。算例结果表明,与整体集中式方法相比,全分布

式状态估计方法可快速有效求解满足工程应用误差要求的状态估计结果,具有良好的收敛性能。本文所提方法采用的是同步平行迭代算法,为解决不平衡区域的迭代时间等待问题,笔者下一步将详细研究异步迭代方法。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

### 参考文献:

- [1] ABUR A, EXPOSITO A G. Power system state estimation: theory and implementation[M]. New York, USA: Marcel Dekker, 2004.
- [2] 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 and Systems, 1981, 100(8): 3722-3732.
- [3] 张海波, 易文飞. 基于异步迭代模式的电力系统分布式状态估计方法[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(9): 125-131. ZHANG Haibo, YI Wenfei. Distributed state estimation method for power system based on synchronous iteration mode[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(9): 125-131.
- [4] MARELLI D E, FU M. Distributed weighted least-square estimation with fast convergence for large-scale systems[J]. Automatica, 2015, 51(1): 27-39.
- [5] EBRAHIMIAN R, BALDICK R. State estimation distributed processing[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(4): 1240-1246.
- [6] KORRES G N. A distributed multiarea state estimation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(1): 73-84.
- [7] 刘科研, 盛万兴, 何开元, 等. 基于拉格朗日松弛技术的复杂有源配电网分布式状态估计[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(15): 125-132. LIU Keyan, SHENG Wanxing, HE Kaiyuan, et al. Distributed state estimation of complex active distribution network based on Lagrange relaxation technique[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(15): 125-132.
- [8] 白宏, 陈贺, 郭志忠. 基于灵敏度分析的线性混合量测状态估计[J]. 电力自动化设备, 2009, 29(12): 33-36. BAI Hong, CHEN He, GUO Zhizhong. Sensitivity-analysis linear state estimation with mixed measurements[J]. Electric Power Automation Equipment, 2009, 29(12): 33-36.
- [9] 李强, 周京阳, 于尔铿, 等. 基于相量量测的电力系统线性状态估计[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(18): 24-28. LI Qiang, ZHOU Jingyang, YU Erkeng, et al. Power system linear state estimation based on phasor measurement[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(18): 24-28.
- [10] 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.
- [11] 常鲜戎, 樊瑞. 计及零注入节点约束的混合量测分区状态估计方法[J]. 电网技术, 2015, 39(8): 2253-2257. CHANG Xianrong, FAN Rui. A mixed measurement partition state estimation method taking zero injection node constraint into account[J]. Power System Technology, 2015, 39(8): 2253-2257.
- [12] 李虹, 赵书强. 基于 WAMS/SCADA 混合量测的电力系统强跟踪滤波动态状态估计[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(9): 101-105. LI Hong, ZHAO Shuqiang. Power system dynamic state estimation of strong tracking filter based on hybrid WAMS/SCADA measurements[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(9): 101-105.
- [13] 陈亮, 毕天姝, 薛安成, 等. 基于断路器零阻抗特性的 PMU 量测状态估计方法[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(5): 105-110. CHEN Liang, BI Tianshu, XUE Ancheng, et al. State estimation based on PMU measurements considering zero-impedance characteristics of circuit breaker[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(5): 105-110.
- [14] 肖腾蛟, 黄元亮, 李冰. 基于最小二乘法的电力系统状态估计算法研究[J]. 世界科技研究与发展, 2009, 31(6): 1091-1094. XIAO Tengjiao, HUANG Yuanliang, LI Bing. Research on the algorithms of power system state estimation based on least square method[J]. World Sci-Tech R&D, 2009, 31(6): 1091-1094.
- [15] 郭金莲. 多区域电力系统分布式状态估计算法的研究[D]. 保定: 华北电力大学, 2009. GUO Jinlian. The study of distributed multi-area estimation algorithm of power systems[D]. Baoding: North China Electric Power University, 2009.
- [16] KORRES G N. A partitioned state estimator for external network modeling[J]. Power Engineering Review, IEEE, 2002, 22(7): 55-55.
- [17] XIA S, BU S, LUO X, et al. An autonomous real time charging strategy for plug-in electric vehicles to regulate frequency of distribution system with fluctuating wind generation[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(2): 511-524.
- [18] OLFATI-SABER R, MURRAY R M. Consensus problems in networks of agents with switching topology and time-delays[J]. IEEE Transactions on Automatic Control, 2004, 49(9): 1520-1533.
- [19] ZHANG Z, CHOW M Y. Convergence analysis of the incremental cost consensus algorithm under different communication network topologies in a smart grid[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(4): 1761-1768.
- [20] 成煜, 杭乃善. 基于电网中枢纽点识别的无功电压控制分区方法[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(8): 45-52. CHENG Yu, HANG Naishan. Reactive voltage control partitioning based on power network pilot node identification[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(8): 45-52.
- [21] 陈艳波, 马进. 一种双线性抗差状态估计方法[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(6): 41-47. CHEN Yanbo, MA Jin. A bilinear robust state estimation method for power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(6): 41-47.

### 作者简介:



夏世威

夏世威(1984—),男,北京人,讲师,博士,主要研究方向为新能源电力系统优化运行(E-mail:s.w.xia@ncepu.edu.cn);

张茜(1994—),女,河北张家口人,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统优化运行(E-mail:wsjzwxhnm@163.com);

李庚银(1960—),男,北京人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为新能源电力系统分析、运行与控制以及交直流混联电力系统优化运行(E-mail:lgy@ncepu.edu.cn)。

(编辑 王锦秀)

## Distributed state estimation of multi-area power systems based on consensus algorithm

XIA Shiwei<sup>1</sup>,ZHANG Qian<sup>1</sup>,YU Jing<sup>2</sup>,LI Gengyin<sup>1</sup>,CHEN Bing<sup>3</sup>,WU Haiwei<sup>2</sup>

- (1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;
2. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing 210024, China;
3. State Grid Zhenjiang Power Supply Company, Zhenjiang 212000, China)

**Abstract:** Along with the continuous increasing of power grid scale, the traditional centralized state estimation methods face heavy task of data communication and large computation amount, which is difficult to satisfy the requirements of current power system state estimation. Power system is divided into several non-overlapping subsystems considering the nonlinearity of power system state estimation, and Lagrange multiplier method is used for decoupling the state estimation equation into a multi-area nonlinear state estimation model of power system. A fully distributed state estimation method is proposed based on consensus theory. The method does not need state estimation control center but only needs each subsystem to exchange the consensus variables and the state variables of boundary nodes, and each subsystem can independently calculate the estimation values of local state variables in parallel, thus the communication and computational burden is balanced compared with the centralized state estimation. Simulative results of IEEE 14-bus system verify the effectiveness of the proposed method.

**Key words:** electric power systems; multi-area; distributed state estimation; consensus theory

(上接第 55 页 continued from page 55)

## Neutral grounding resistance selection and zero-sequence protection for grid connected photovoltaic power station

LI Zheng<sup>1</sup>, LU Jiping<sup>1</sup>, LIU Jialin<sup>1</sup>, HE Qian<sup>2</sup>

- (1. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, School of Electrical Engineering, Chongqing University, Chongqing 400044, China;
2. State Grid Chongqing Electric Power Company, Chongqing 401120, China)

**Abstract:** Under the premise of ensuring the safety of person and equipment, based on the analysis of the variation characteristics of zero-sequence current with neutral grounding resistance, and combining with the selectivity and sensitivity requirements of zero-sequence protection of all levels of lines in the station, a method for selecting neutral grounding resistance considering the nonlinear boosting of the photovoltaic source and the performance of protection action is proposed. For different configurations of protection, the proposed method can obtain the resistor value considering both primary system security and secondary protection performance. Through the actual engineering examples, the detailed resistor selection and protection setting schemes are given, and the correctness and feasibility of the proposed method are verified.

**Key words:** photovoltaic power station; neutral grounding resistance; zero-sequence current characteristics; non-linear boosting of photovoltaic source; relay protection; protection action performance

附录 A:

表 A1 IEEE 14 节点系统量测信息  
Table A1 Measurement information of IEEE 14-bus system

子系统内部量测							
	$z_1$		$z_2$		$z_3$		$z_4$
$\vartheta_1$	0	$\vartheta_3$	0	$\vartheta_6$	0	$\vartheta_9$	0
$P_{1-2}$	1.570 8	$P_{3-4}$	-0.251 0	$P_{11-6}$	-0.081 6	$P_{9-10}$	0.074 5
$P_{1-5}$	0.759 4	$P_{4-7}$	0.270 7	$P_{6-13}$	0.183 4	$P_{14-9}$	-0.105 1
$P_{5-2}$	-0.408 1	$P_8$	0	$P_{12-13}$	0.018 8	$V_9$	1.000 0
$V_1$	1.060 0	$V_3$	1.000 0	$P_{12}$	-0.061 0	$Q_{9-10}$	0.066 5
$Q_{1-2}$	-0.174 8	$Q_{3-4}$	0.047 3	$V_6$	1.000 0	$Q_{14-9}$	-0.036 6
$Q_{1-5}$	0.053 2	$Q_{4-7}$	-0.154 0	$Q_{11-6}$	-0.086 4		
$Q_{5-2}$	-0.019 3	$Q_8$	0.210 3	$Q_{6-13}$	0.099 8		
				$Q_{12-13}$	0.014 1		
				$Q_{12}$	-0.016 0		

子系统边界量测							
	$z_{c1}$		$z_{c2}$		$z_{c3}$		$z_{c4}$
$P_2$	0.180 3	$P_3$	-0.942 0	$P_{13}$	-0.134 9	$P_{14}$	-0.149 0
$P_{5-4}$	0.600 6	$P_{4-2}$	-0.542 7	$P_{5-6}$	0.458 9	$P_{10-11}$	-0.037 9
$Q_2$	0.352 3	$P_{7-9}$	0.270 7	$\vartheta_6$	0	$\vartheta_9$	0
$Q_{5-4}$	-0.100 6	$\vartheta_3$	0	$Q_{13}$	-0.058 1	$Q_{14}$	-0.050 0
		$Q_3$	0.087 6	$Q_{5-6}$	-0.208 4	$Q_{10-11}$	-0.016 2
		$Q_{4-2}$	0.021 3	$V_6$	1.000 0	$V_9$	1.000 0
		$Q_{7-9}$	0.148 0				
		$V_3$	1.000 0				

注：表中数据均为标么值。

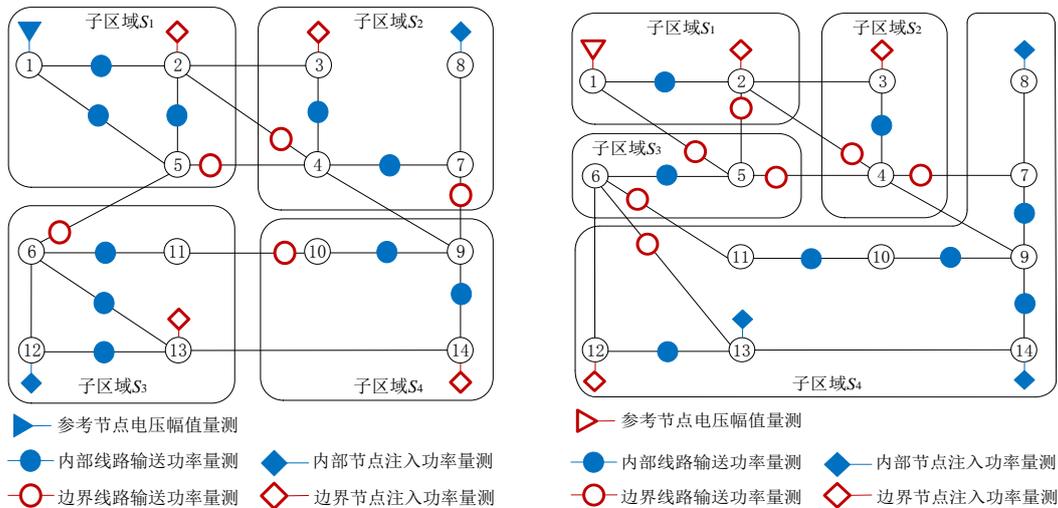


Fig.A1 Measurement configuration of IEEE 14-bus system with balanced and unbalanced partition