

DOI: 10.7667/PSPC161167

## 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

刘科研<sup>1</sup>, 盛万兴<sup>1</sup>, 何开元<sup>1</sup>, 孟晓丽<sup>1</sup>, 唐巍<sup>2</sup>, 马健<sup>2</sup>

(1. 中国电力科学研究院, 北京 100192; 2. 中国农业大学, 北京 100083)

**摘要:** 为了提高复杂有源配电网状态估计问题的计算速度, 提出了一种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方法。建立了复杂有源配电网分区模型, 该模型从复杂有源配电网的量测配置情况和分布式并行计算效率角度出发, 综合考虑了分区后各子区域的计算速度与精度, 利用拉格朗日松弛技术将分区问题中的约束条件吸收到目标函数中, 降低了分区模型的求解难度。通过网络解耦技术使各子区域相对独立, 可在分布式并行环境下求解该网络的状态估计问题。各子区域选取指数型目标函数状态估计模型, 该模型能够自动排除不良数据影响, 在保证结果精度的同时有效减小了所求问题的系统规模和雅可比矩阵阶数, 提高了状态估计算法效率。仿真算例结果表明, 所提方法可实现对复杂有源配电网的合理分区, 有效提高了状态估计的计算速度。

**关键词:** 复杂有源配电网; 状态估计; 拉格朗日松弛技术; 分布式并行计算

### Distributed state estimation of complex active distribution network based on Lagrange relaxation technique

LIU Keyan<sup>1</sup>, SHENG Wanxing<sup>1</sup>, HE Kaiyuan<sup>1</sup>, MENG Xiaoli<sup>1</sup>, TANG Wei<sup>2</sup>, MA Jian<sup>2</sup>

(1. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China;

2. China Agricultural University, Beijing 100083, China)

**Abstract:** Due to the slow calculation speed of state estimation in complex active distribution network, a distributed state estimation of complex active distribution network based on Lagrange relaxation technique is proposed. A partition model of complex active distribution network is established, in which the measurement configuration of complex active distribution network and distributed parallel computing efficiency are analyzed. The calculation speed and accuracy of each sub-region after partition are also considered. By using the Lagrange relaxation technique, the constraint conditions are absorbed into the objective function, which can reduce the difficulty of solving the partition model. The state estimation problem of the network can be solved in a distributed parallel environment by using the network decoupling method. The state estimation of each sub-region is carried out by using the state estimation method with exponential objective function which can automatically exclude bad data effects, which effectively reduces the system size and Jacobi matrix order of the problem, and improves the efficiency of the state estimation algorithm while ensuring the accuracy of the results. Simulation results show that the proposed method can achieve reasonable partition in a complex active distribution network, and the calculation speed of the state estimation is largely improved.

This work is supported by Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. PD71-14-032).

**Key words:** complex active distribution network; state estimation; Lagrange relaxation technique; distributed parallel computation

## 0 引言

配电网状态估计(Distribution State Estimation, DSE)是一种利用测量数据的相关性和冗余度, 应用计算机技术, 采用数学处理的方法来对运行参数进行预测、拟合、纠错处理, 以提高数据的可靠性与

完整性, 有效获得配电网实时状态信息的方法<sup>[1-2]</sup>。近年来, 随着能源危机的加重和环境问题的日益严峻, 分布式发电(Distributed Generation, DG)因其清洁、低碳和成本低廉等优点得到了越来越多的关注<sup>[3-5]</sup>。大量 DG 接入和配电网规模的不断扩大使传统的配电网逐步发展成为复杂有源配电网<sup>[6-7]</sup>, 状态估计网络规模与量测量数目也随之增大, 在现有的计算水平下, 传统状态估计算法容易陷入“维数灾

难”的困境，难以满足实时性的要求，而实时状态估计是配电网实时调度和控制的基础<sup>[8]</sup>，因此，复杂有源配电网对状态估计的在线计算速度提出了更高的要求。

自 20 世纪 80 年代配电网状态估计提上议程以来，各国学者的大量研究表明，网络分区是减小计算规模和提高计算速度的有效方法。文献[9]以实时电流量测为边界，把配电网划分成若干个量测区域，针对每个量测区域进行电流匹配状态估计。文献[10]以全量测配置为边界对配电网馈线进行解耦分区，把分区作为独立的分析单元对状态估计进行分块处理，并采用基于支路电流的量测变换技术对配电网的单分区进行状态估计。文献[11]针对配电系统量测的特点，提出一种配电系统状态估计的区域解耦算法，将配电网中各馈线分解成多个量测区域，使得分解后的各个区域之间解耦，即可以对各个区域单独进行状态估计。文献[12]在主动配电网背景下，根据地理位置或拓扑准则对网络进行分解，提出一种扩展分区、将外网边界状态量估计值作为本区域伪量测的分布式状态估计方法。文献[13]提出一种配电系统量测区域分解方法，将配电网中各馈线分解成多个量测区域，使得分解后各个区域之间解耦，并且对系统中数量庞大的负荷进行分组合并，进一步降低问题求解难度。文献[14]针对高级量测体系 AMI 带来的新的实时量测数据，以 AMI 量测节点作为边界节点对配电网进行分层，将系统解耦为若干子区域实现状态估计并行计算。已有分区方法大都集中在理论分析层面，考虑的指标也都是单一的，不能全面系统地考虑大量 DG 加入后复杂有源配电网的整体量测配置情况以及分布式并行计算的计算效率与精度，没有形成统一有效的复杂有源配电网状态估计区域划分方法。复杂有源配电网状态估计与现有计算水平之间的矛盾没有得到根本的解决。

针对现有方法的不足，本文提出一种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方法。该方法综合考虑计算速度与精度，建立复杂有源配电网分区模型，利用拉格朗日松弛技术降低模型的求解难度，通过网络解耦技术实现分布式状态估计，各子区域选取能够自动排除不良数据影响的指数型目标函数状态估计模型，通过仿真算例验证了本文方法的有效性。

## 1 基于拉格朗日松弛技术的网络分区

### 1.1 复杂有源配电网量测配置分析

复杂有源配电网主要是指 10 kV 配网中节点支

路数多，连接方式复杂，分布式电源(风、光、储能、电动汽车、生物质发电等)高度渗透，功率双向流动，自动化、智能化水平较高的配电网。其量测配置可按照量测数据来源不同分为实时量测、伪量测和虚拟量测三类。实时量测数据主要来自 SCADA 系统和高级量测体系 AMI<sup>[15]</sup>，其量测量主要包括节点电压、支路电流以及支路有功功率和无功功率等。随着智能配电网建设的逐步推进，DG 并网点处的电压、电流、有功功率和无功功率量测有效扩充了实时量测的量测范围。虚拟量测<sup>[16]</sup>是一种不通过直接测量，而是利用与待测量相关的量测量经计算而得出待测量的方法，由于虚拟量测精度较高，本文在状态估计过程中，将虚拟量测当作实时量测进行处理。复杂有源配电网中伪量测主要分为负荷预测伪量测和 DG 出力预测伪量测两类，添加伪量测可以提高系统量测冗余度从而增强系统可观性。

### 1.2 复杂有源配电网分区模型

综合考虑分区后各子区域的计算速度与精度及分区问题中的约束条件，本文建立了复杂有源配电网分区模型。

$$\begin{cases} \min & \omega_1 F_1 + \omega_2 F_2 \\ \text{s.t.} & h(x) = 0 \\ & \underline{g} \leq g(x) \leq \bar{g} \end{cases} \quad (1)$$

式中： $F_1$ 、 $F_2$  为目标函数； $\omega_1$ 、 $\omega_2$  分别为两个目标函数的权重，本文采取层次分析法<sup>[17]</sup>(Analytic Hierarchy Process, AHP)确定多准则分区优化模型目标函数中各指标权重值分别为  $\omega_1 = 0.6$ ， $\omega_2 = 0.4$ ； $h(x)$  为可观性等式约束，电力系统的可观性是可以进行状态估计计算的前提条件，当各子区域量测量数目均大于状态量数目时，可观性等式约束得到满足，此时  $h(x)=0$ ； $g(x)$  为网络总分区数不等式约束，分区数目过少，则各子区域仍会存在计算量过大的问题，分区优势难以体现，分区数目过多，则会影响各子区域的可观性以及系统收敛性； $\underline{g}$ 、 $\bar{g}$  分别为不等式约束的下限和上限。

复杂有源配电网分区模型中  $F_1$  为子区域规模不平衡度指标。

$$\min F_1 = \frac{\max(n_1, n_2, \dots, n_{N-1}, n_N)}{\min(n_1, n_2, \dots, n_{N-1}, n_N)} \quad (2)$$

式中： $N$  为网络总分区数； $n_i$  为子区域  $i$  的内部节点数。在分布式并行状态估计算法中，各子区域计算时间取决于子区域规模大小。指标数值越小表示各子区域规模不平衡度越低，并行计算数据交互时各子区域相互等待时间越短，分区之后的整体计算效率越高。

复杂有源配电网分区模型中  $F_2$  为子区域量测冗余度不平衡度指标。

$$\min F_2 = \frac{\max(\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_{N-1}, \xi_N)}{\min(\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_{N-1}, \xi_N)} \quad (3)$$

式中:  $\xi_i = m_i / s_i$ , 为子区域  $i$  的量测冗余度;  $m_i$  为子区域  $i$  的量测量个数;  $s_i$  为子区域  $i$  的状态量个数。冗余测量的存在是状态估计可以提高数据精度的基础。复杂有源配电网中, 部分 DG 在并网点装有实时量测设备, 提高了系统冗余度, 对状态估计结果精度的提高有显著影响。指标数值越小表示子区域量测冗余度不平衡度越低, 各子区域估计精度越相近。

复杂有源配电网分区模型中  $\underline{g}$ 、 $\bar{g}$  分别为  $\max(N_{\min}, N_F - 2)$ ,  $\min(N_{\max}, N_F)$ 。其中:  $N_{\min}$  为网络总分区数最小值, 因为配电网为辐射型网络, 所以当网络只有一个分区点时, 网络总分区数取得最小值 2;  $N_{\max}$  为网络总分区数最大值, 为候选分区点数目加 1;  $N_F$  为理论最大分区数, 分区数过少则各子区域计算量过大、分区优势难以体现, 分区数过多则分区之间数据通信量增大、系统收敛速度变慢, 本文  $N_F$  取值为  $\sqrt[3]{n}$ ,  $n$  为网络节点数目<sup>[18]</sup>。

### 1.3 基于拉格朗日松弛技术的模型求解方法

为使各目标函数值数量级相同, 对  $F_1$ ,  $F_2$  分别进行标准化处理。

$$F'_y = \begin{cases} 1 & F_y > F_{y\max} \\ \frac{F_y - F_{y\min}}{F_{y\max} - F_{y\min}} & F_{y\min} \leq F_y < F_{y\max} \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $y=1, 2$ ;  $F_{y\min}$  为目标函数最小值;  $F_{y\max}$  为目标函数最大值。

首先, 引入非负的松弛变量  $l$  和  $u$ , 将数学模型式(1)中的不等式约束条件转化为等式约束条件及变量不等式约束, 其结果如下:

$$\begin{cases} g(x) - l - \underline{g} = 0 \\ g(x) + u - \bar{g} = 0 \\ l > 0, u > 0 \end{cases} \quad (5)$$

然后, 引入障碍常数  $\mu > 0$ , 使原目标函数变为障碍函数, 结果如式(6)所示。

$$f'(x) = \omega_1 F'_1 + \omega_2 F'_2 - \mu \left( \sum_{i=1}^r \ln l_i + \sum_{i=1}^r \ln u_i \right) \quad (6)$$

式中:  $r$  为不等式约束个数; 当  $l_i$  或  $u_i$  ( $i=1, \dots, r$ ) 靠近边界(接近于 0)时, 由对数函数的性质可知, 上述障碍目标函数趋于无穷大, 使其极小解不可能在边界上找到。

最后, 引入拉格朗日乘子向量  $\mathbf{y}$ 、 $\mathbf{z}$  及  $\mathbf{w}$  ( $\mathbf{y} \in R^m$ 、 $\mathbf{z} \in R^r$ 、 $\mathbf{w} \in R^r$ ),  $m$  为等式约束个数, 将式(1)中的等式约束条件引入到目标函数中, 可得出由以上各式定义的拉格朗日函数如式(7)所示。

$$F(\mathbf{x}, \mathbf{y}, l, \mathbf{u}, \mathbf{z}, \mathbf{w}) = \omega_1 F'_1 + \omega_2 F'_2 + \mathbf{y}^T h(\mathbf{x}) - \mu \left( \sum_{i=1}^r \ln l_i + \sum_{i=1}^r \ln u_i \right) + \mathbf{z}^T (g(\mathbf{x}) - l - \underline{g}) + \mathbf{w}^T (g(\mathbf{x}) + u - \bar{g}) \quad (7)$$

式中:  $\mathbf{x}$ 、 $l$  和  $\mathbf{u}$  称为原始变量向量;  $\mathbf{y}$ 、 $\mathbf{z}$  和  $\mathbf{w}$  为对偶变量向量。

经过拉格朗日松弛技术处理, 将不等式约束和等式约束结合到分区的目标函数中, 从而可以使用无约束优化求解方法进行求解, 大大简化了该优化问题的求解难度。对于经过拉格朗日松弛技术处理后的目标函数, 本文采用遗传算法(GA)进行求解。

### 1.4 复杂有源配电网分区实现过程

本文通过改变分区数目得出多组分区方案, 在多组分区方案中, 选出目标函数最小的一组作为最优分区方案, 具体实现过程如图 1 所示。

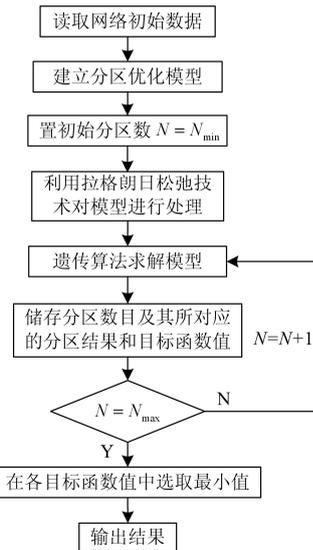


图 1 复杂有源配电网分区流程图

Fig. 1 Partition flow chart of complex active distribution network

## 2 复杂有源配电网分布式状态估计

### 2.1 各子区域解耦方法

通过遗传算法求解复杂有源配电网分区优化模型实现网络分解后, 利用网络解耦技术使各子区域相对独立, 各子区域只需要交换少量边界信息, 可在分布式并行环境下对网络进行状态估计。

以图 2 中的 5 节点系统为例, 假设节点 3 处为选中的分区点, 网络分割后分区点上接支路划入子区域 1, 并添加虚拟发电机节点 3(a)以等效子区域 2

在该虚拟节点处的注入功率，虚拟发电机 G1 的电压为节点 3(a)处节点电压。在子区域 2 中，添加虚拟发电机节点 3(b)以等效子区域 2 的平衡节点，同时添加一条零阻抗虚拟支路 3(b)-3，使平衡节点处节点度为 1，增加分区点的可选位置，虚拟发电机 G2 注入功率为支路 3(b)-3 首端功率。

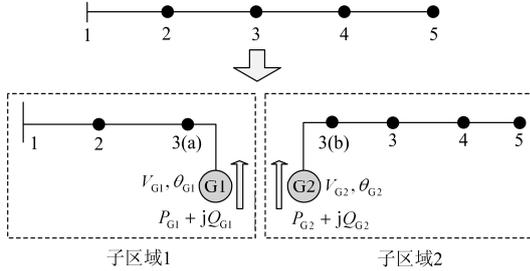


图 2 5 节点系统  
Fig. 2 5-bus system

本文选取两台虚拟发电机的注入功率和电压作为边界条件，并上传信息协调交互中心进行处理。信息协调交互中心对不满足边界收敛条件的子区域进行边界条件协调交互。子区域 1 和子区域 2 各自完成状态估计后，若不满足边界条件，则将虚拟发电机 G1 的电压幅值及相角赋给虚拟发电机 G2，将虚拟发电机 G2 的注入功率赋给虚拟发电机 G1，并提高交互数据在并行状态估计计算过程中的权重。

### 2.2 三相不对称线路、负荷及分布式电源建模

对三相不对称线路而言，线路结构可以是单相、两相或三相结构，电气参数可以是平衡或不平衡参数。三相不对称线路的数学模型可参考文献[19]。三相不对称负荷包括恒功率负荷、恒电流负荷和恒阻抗负荷，联接方式可以是星型接地型或三角型，详细数学模型如文献[20]所示。分布式电源主要是指风电和光伏，其中风电采用三相模型，光伏采用单相模型，具体数学模型参见文献[21]。

### 2.3 MES 状态估计模型

本文采用文献[22]中所提出的指数型目标函数(Maximum Exponential Square, MES)电力系统抗差状态估计模型对解耦后的各子区域进行状态估计。该模型能够在状态估计过程中自动排除不良数据影响，具有较强的抗差性，其数学描述如式(8)所示。

$$\begin{cases} \max_x J(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^m w_i \exp\left\{-\frac{[z_i - h_i(\mathbf{x})]^2}{2\sigma^2}\right\} \\ \text{s.t. } c(\mathbf{x})=0 \end{cases} \quad (8)$$

式中： $\mathbf{x}$  为状态向量，包括三相电压幅值  $U^{abc}$ 、相角  $\delta^{abc}$ ； $m$  为量测量个数； $w_i$  为第  $i$  个量测量的权重； $z_i$  为第  $i$  个量测量，包括三相负荷功率量测、

支路电流幅值量测、支路功率量测、节点电压幅值量测； $h_i(\mathbf{x})$  为相应的量测函数； $\sigma$  为 Parzen 窗宽度； $c(\mathbf{x})=0$  为零注入等式约束方程。

如定义相对窗口残差  $r_{wi} = [z_i - h_i(\mathbf{x})] / (\sqrt{2}\sigma)$ ，则式(8)可写成：

$$\begin{cases} \max_x J(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^m w_i \exp(-r_{wi}^2) \\ \text{s.t. } c(\mathbf{x})=0 \end{cases} \quad (9)$$

与其他抗差估计的目标函数相比，式(9)的目标函数连续可微，可使用传统的优化算法方便地进行求解，具体求解过程详见文献[23]。

### 2.4 复杂有源配电网分布式状态估计实现过程

本文所提出的复杂有源配电网分布式状态估计实现过程如图 3 所示。

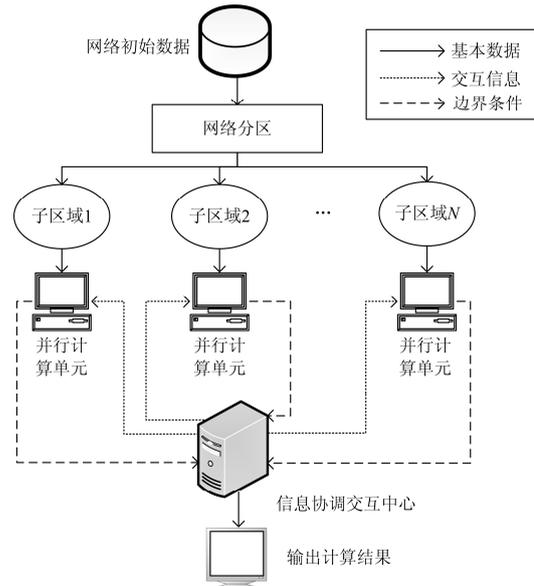


图 3 分布式状态估计实现过程  
Fig. 3 Process of distributed state estimation

## 3 算例分析

### 3.1 算例描述及参数设置

本文选取改进的 IEEE 123-bus 配电系统进行具体仿真。编程语言为 Matlab，运行环境为 Intel i3-M370 2.4 GHz 处理器，4 GB RAM。

改进后的 IEEE 123-bus 网络接线如图 4 所示，标称电压为 4.16 kV，它是一个包含单相、两相和三相的混合网络，该系统共有 12 个 DG，假设其中 8 个 DG 的出力为实时量测值，4 个 DG 的出力为根据预测生成的伪量测值。本文将分布式电源接入点视为 PQ 节点进行处理。部分 DG 在并网点装有实时量测设备，提高了系统冗余度，对状态估计结果

精度的提高有显著影响。同时, 系统还配置有一般实时量测装置, 其中支路功率量测可测得支路有功

功率和无功功率, 支路电流量测可测得支路电流幅值, 具体位置已在系统图中标出。

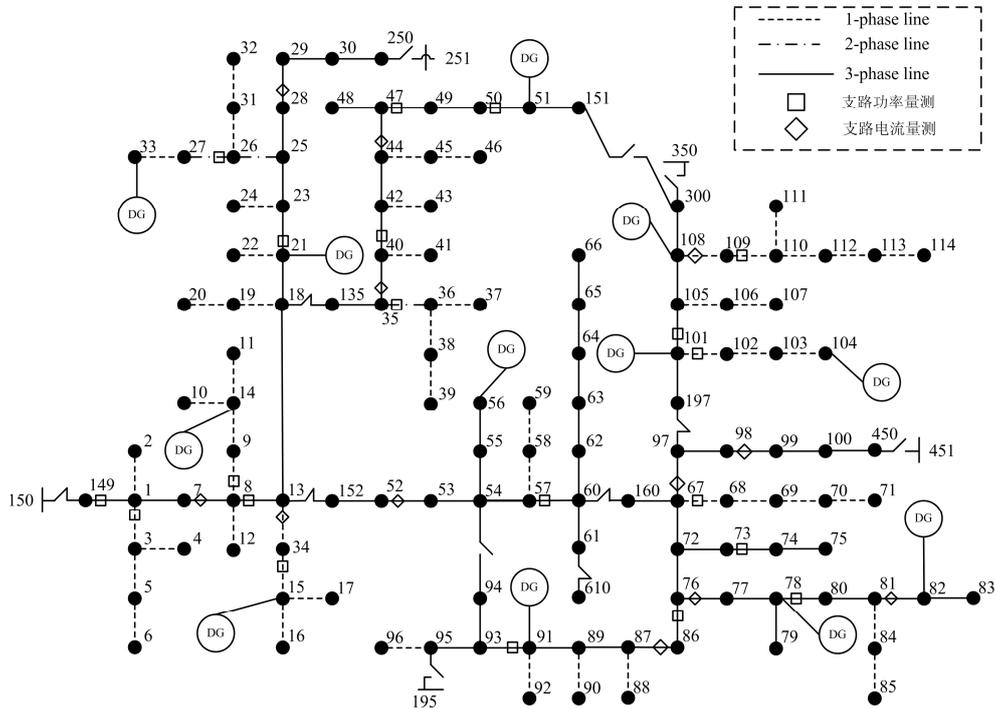


图 4 IEEE 123-bus 配电网连线图

Fig. 4 Schematic of the IEEE 123-bus distribution feeder

分布式电源的位置、功率和偏差如表 1 所示。其中, 安装有实时量测装置的分布式电源的量测偏差取 0.5%, 没有安装实时量测装置的分布式电源的量测偏差取 15%, 分布式电源功率因数均为 0.9。

表 1 DG 配置信息

Table 1 Specifications of DG units

节点	类型	有功功率实际值/kW			量测偏差/%
		A 相	B 相	C 相	
14	光伏	30	0	0	0.5
15	光伏	0	0	50	0.5
21	风电	40	50	60	0.5
33	光伏	20	0	0	15
51	风电	30	30	30	0.5
56	光伏	20	0	0	15
78	风电	35	35	35	15
82	风电	50	50	50	0.5
91	风电	15	15	15	0.5
101	光伏	0	20	0	0.5
104	光伏	0	0	15	0.5
108	光伏	25	0	0	15

为保证系统的可观性, 需要添加一定数量的伪量测量来提高系统冗余度。首先, 用前推回代潮流计算程序计算整个系统的潮流分布作为系统真值, 以比较估计精度。量测系统的配置通过在潮流

计算真值基础上叠加高斯噪声的方法模拟形成。其中一般实时量测叠加 0.5% 的高斯噪声, 负荷伪量测为节点注入功率叠加 2% 的高斯噪声。

### 3.2 算例仿真结果与分析

#### 3.2.1 分区结果分析

根据本文的分区方法, 改进后的 IEEE 123-bus 系统的分区方案及其对应的目标函数值如表 2 所示。选取分区数目为 3~5 进行分析说明。

表 2 分区方案

Table 2 Partition scheme

分区个数	分区方案	目标函数值
3	断开支路 {13-18,57-60}	0.3239
4	断开支路 {13-18,57-60,67-72}	0.1534
5	断开支路 {13-18,53-54,67-72, 67-97}	0.4208

由表 2 可以看出, 当分区个数由 3 到 4 增加的过程中, 目标函数值随着分区个数的增加而减小, 在分区个数为 4 时达到最小值 0.1534, 在分区个数由 4 到 5 的增加过程中, 目标函数值随着分区个数的增加而增加。所以, 改进后的 IEEE 123-bus 系统在分区个数为 4 时, 目标函数最小, 此时的分区方案为最优分区方案。

在此分区方案中, 各子区域在满足可观性约

束前提下,将原网络分解为 4 个相互解耦的子区域,从而有效减小系统规模和雅可比矩阵阶数。各子区域规模大小相似,进行状态估计时的计算量相近,从而最大限度提高并行计算效率;各子区域量测冗余度均衡度较高,使各子区域最终估计结果精度大致相当。

### 3.2.2 分布式状态估计结果分析

#### (1) 计算速度分析

本文选取抗差性较强的 MES 模型求解复杂有源配电网的状态估计问题,分区前后的计算时间对比如图 5 所示。

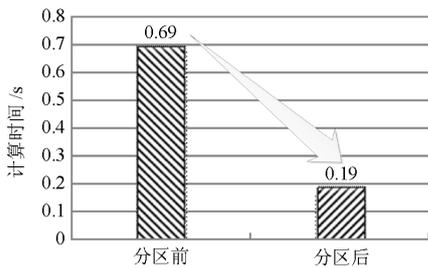


图 5 计算速度对比图

Fig. 5 Calculation speed comparison chart

本文方法在各子区域状态估计过程中采用分布式并行计算技术,所以计算时间取各子区域计算结果中的最大值。从图 5 中可以看出,分区前的计算时间为 0.69 s,分区后所用时间为 0.19 s,较分区前有大幅提高,说明了本文所提出的网络分解方法可以有效提高复杂有源配电网状态估计的计算效率。

#### (2) 计算精度分析

以子区域 4 为例进行算法计算精度分析,为方便表述,将该子区域的联络节点去掉后对该子区域各节点进行重新编号,其网络接线图如图 6 所示。

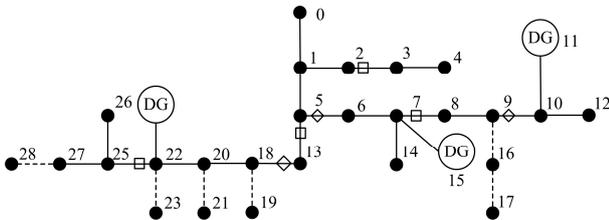


图 6 子区域 4 网络接线图

Fig. 6 Schematic of sub-region 4

以该子区域中 B 相非零注入节点的有功功率估计结果误差为例进行算法计算精度分析,具体数据如表 3 所示。

对分区前与分区后的估计误差进行对比,对比结果如图 7 所示。

表 3 B 相有功功率估计结果

Table 3 Estimation result of B-phase active power

量测节点	真值	量测值	量测误差	分区前		分区后	
				估计值	估计误差	估计值	估计误差
5	70	68.34	1.66	70.61	0.61	70.59	0.59
6	40	40.66	0.66	39.92	0.08	39.9	0.1
8	40	40.11	0.11	40.08	0.08	40.08	0.08
11	-50	-49.75	0.25	-49.98	0.02	-49.98	0.02
13	20	19.95	0.05	19.97	0.03	19.97	0.03
15	-35	-40.25	5.25	-35.26	0.26	-35.27	0.27
18	40	38.79	1.21	40.13	0.13	40.12	0.12
21	40	41.62	1.62	39.75	0.25	39.74	0.26
24	-15	-15.08	0.08	-15.02	0.02	-15.02	0.02
27	20	20.13	0.13	19.92	0.08	19.91	0.09
28	20	19.22	0.78	20.41	0.41	20.41	0.41

注:表中有功率、量测误差和估计误差的单位均为 kW,误差均为绝对误差。

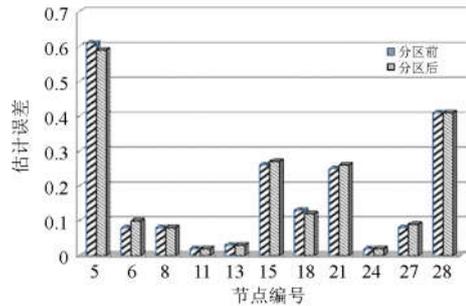


图 7 估计误差对比图

Fig. 7 Estimation error comparison chart

由表 3 及图 7 可见,本文提出的分布式状态估计方法的计算结果与分区前计算结果相比,各量测节点估计误差均在合理范围内,估计结果精度大致相同,证明了本文方法在计算精度方面有较好的表现。进而说明了本文所提网络分解方法可以在保证计算精度的同时大幅提高计算速度,有较高的计算效率。

## 4 结论

本文提出一种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方法。该方法从状态估计计算效率和精度两方面出发,建立复杂有源配电网分区优化模型,通过拉格朗日松弛技术对模型中约束条件进行处理,降低模型求解难度,通过对分解后的网络进行解耦,实现分布式状态估计,各子区域状态估计采用具有较好抗差效果的 MES 模型。仿真结果表明,本文所提方法可实现对复杂有源配

电网的合理分区, 在保证状态估计精度的同时对计算速度有明显提高, 有较高的计算效率, 具有一定的工程实用价值。

### 参考文献

- [1] 刘科研, 何开元, 盛万兴. 基于协同粒子群优化算法的配电网三相不平衡状态估计[J]. 电网技术, 2014, 38(4): 1026-1031.  
LIU Keyan, HE Kaiyuan, SHENG Wanxing. A cooperative particle swarm optimization based state estimation of unbalanced three-phase distribution network[J]. Power System Technology, 2014, 38(4): 1026-1031.
- [2] 巨云涛, 林毅, 王晶, 等. 考虑分布式电源详细模型的配电网多相状态估计[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(23): 147-152.  
JU Yuntao, LIN Yi, WANG Jing, et al. Multi-phase distribution state estimation considering detailed models of distributed generators[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(23): 147-152.
- [3] 曾博, 杨煦, 张建华. 考虑可再生能源跨区域消纳的主动配电网多目标优化调度[J]. 电工技术学报, 2016, 31(22): 148-158.  
ZENG Bo, YANG Xu, ZHANG Jianhua. Multi-objective optimization for active distribution network scheduling considering renewable energy harvesting across regions[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(22): 148-158.
- [4] 徐创学, 刘鲁清, 谢云明, 等. 基于实时数据的风力发电机组性能在线评价[J]. 热力发电, 2015, 44(4): 88-91.  
XU Chuangxue, LIU Luqing, XIE Yunming, et al. Real-time data based online evaluation of output performance for wind turbine units[J]. Thermal Power Generation, 2015, 44(4): 88-91.
- [5] 胡玥, 徐钢, 段栋伟, 等. 碳减排技术发展现状[J]. 热力发电, 2017, 46(2): 1-6.  
HU Yue, XU Gang, DUAN Dongwei, et al. Current situation and performance comparison of carbon capture technologies[J]. Thermal Power Generation, 2017, 46(2): 1-6.
- [6] 张跃, 杨汾艳, 曾杰, 等. 主动配电网的分布式电源优化规划方案研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(15): 67-72.  
ZHANG Yue, YANG Fenyan, ZENG Jie, et al. Research of distributed generation optimization planning for active distributed network[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(15): 67-72.
- [7] 范士雄, 蒲天骄, 刘广一, 等. 主动配电网中分布式发电系统接入技术及其进展[J]. 电工技术学报, 2016, 31(增刊 2): 92-101.  
FAN Shixiong, PU Tianjiao, LIU Guangyi, et al. Technologies and its trends of grid integration of distributed generation in active distribution network[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(S2): 92-101.
- [8] 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.
- [9] 巨云涛, 吴文传, 程学启, 等. 基于多源信息的配电网电流匹配状态估计[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(16): 53-57.  
JU Yuntao, WU Wenchuan, CHENG Xueqi, et al. Multi-source information based on current matching state estimation for distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(16): 53-57.
- [10] 黄伟, 庞琳, 曹彬, 等. 基于分区解耦的配电网状态估计的分布式并行计算[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(15): 45-51.  
HUANG Wei, PANG Lin, CAO Bin, et al. Parallel and distributed computing for an area-decoupled state estimation method for distribution systems[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(15): 45-51.
- [11] 刘明, 周双喜, 邓佑满, 等. 配电系统状态估计区域解耦算法[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(6): 79-83.  
LIU Ming, ZHOU Shuangxi, DENG Youman, et al. An area-decoupled state estimation method for distribution systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(6): 79-83.
- [12] 卫志农, 陈胜, 孙国强, 等. 含多类型分布式电源的主动配电网分布式三相状态估计[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(9): 68-74.  
WEI Zhinong, CHEN Sheng, SUN Guoqiang, et al. Distributed three-phase state estimation for active distribution network integrated with different types of distributed generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(9): 68-74.

[13] 高明, 徐青山, 齐锐, 等. 一种配电网状态估计实用快速算法[J]. 广东电力, 2015, 28(2): 101-106.  
GAO Ming, XU Qingshan, QI Rui, et al. Practical fast algorithm for state estimation on power distribution network[J]. Guangdong Electric Power, 2015, 28(2): 101-106.

[14] 侯雨伸, 白雪峰, 郭志忠. 计及 AMI 的配网分层状态估计及伪量测计算[J]. 电力系统及其自动化学报, 2014, 26(8): 71-76.  
HOU Yushen, BAI Xuefeng, GUO Zhizhong. Layered method for distribution system state estimation and pseudo measurement calculation considering AMI[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2014, 26(8): 71-76.

[15] 栾文鹏. 高级量测体系[J]. 南方电网技术, 2009, 3(2): 6-10.  
LUAN Wenpeng. Advanced metering infrastructure[J]. Southern Power System Technology, 2009, 3(2): 6-10.

[16] 黄知超, 谢霞, 王斌. 结合模糊综合评判与决策的电力系统状态估计[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(7): 65-69.  
HUANG Zhichao, XIE Xia, WANG Bin. Power system state estimation combined with fuzzy comprehensive evaluation and decision-making[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(7): 65-69.

[17] 吕涛, 唐巍, 丛鹏伟, 等. 分布式电源与配电网架多目标协调规划[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(21): 139-145.  
LÜ Tao, TANG Wei, CONG Pengwei, et al. Multi-objective coordinated planning of distribution network incorporating distributed generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(21): 139-145.

[18] 刘科研, 盛万兴, 刘永梅. 一种基于层次化聚类自动分区的分布式并行潮流计算方法, 中国: CN103326351A [P]. 2013-09-25.

[19] VAN DEN BERGH F, ENGELBRECHT A P. A cooperative approach to particle swarm optimization[J]. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, 2004, 8(3): 1-15.

[20] 赵洪三, 田甜. 基于自适应无迹卡尔曼滤波的电力系统动态状态估计[J]. 电网技术, 2014, 38(1): 3790-3794.  
ZHAO Hongsan, TIAN Tian. Dynamic state estimation for power system based on an adaptive unscented Kalman filter[J]. Power System Technology, 2014, 38(1): 3790-3794.

[21] KENNEDY J, EBERHART R. Particle swarm optimization[C] // IEEE International Conference on Proceedings. Perth, WA: IEEE, 1995: 1942-1948.

[22] 吴文传, 郭焯, 张伯明. 指数型目标函数电力系统抗差状态估计[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(4): 67-71.  
WU Wenchuan, GUO Ye, ZHANG Boming. A robust state estimation method with exponential objective function[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(4): 67-71.

[23] 郭焯, 张伯明, 吴文传. 指数型目标函数电力系统抗差状态估计的解法与性能分析[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(7): 89-95.  
GUO Ye, ZHANG Boming, WU Wenchuan. Solution and performance analysis to a robust state estimation method with exponential objective function[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(7): 89-95.

收稿日期: 2016-07-29; 修回日期: 2016-11-17

作者简介:

刘科研(1978—), 男, 通信作者, 博士, 高工, 研究方向为配电网建模仿真与智能分析; E-mail: liukeyan@epri.sgcc.com.cn

盛万兴(1965—), 男, 博士, 教授级高工, 研究方向为电力系统及其自动化; E-mail: wxsheng@epri.sgcc.com.cn

何开元(1987—), 男, 硕士, 高工, 研究方向为配电网智能分析. E-mail: hekaiyuan@epri.sgcc.com

(编辑 张爱琴)