

融入多源量测数据的配电网分布式区间状态估计

徐俊俊¹, 吴在军^{2*}, 张腾飞¹, 茅明明³, 胡秦然²

(1. 南京邮电大学自动化学院/人工智能学院, 江苏省南京市 210023; 2. 东南大学电气工程学院, 江苏省南京市 210096; 3. 国网上海浦东供电公司, 上海市浦东新区 200120)

A Distributed Interval State Estimation Framework of Distribution Networks Based on Multi-source Measurements

XU Junjun¹, WU Zaijun^{2*}, ZHANG Tengfei¹, MAO Mingming³, HU Qinran²

(1. College of Automation & College of Artificial Intelligence, Nanjing University of Posts and Telecommunications, Nanjing 210023, Jiangsu Province, China; 2. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, Jiangsu Province, China; 3. State Grid Shanghai Pudong Electric Power Supply Company, Pudong New Area, Shanghai 200120, China)

ABSTRACT: Due to stochastic power injections of the renewable energy, the processing of state estimation in the large-scale distribution network needs to consider more uncertainties and complexities, and the compatibility of multiple types of measurements would also affect the state estimation results. The equivalent electrical distance was firstly defined and the unbalanced distribution network was divided into several subareas based on the community discovery algorithm. Then, the interval number of local multi-source measurements consisting of pseudo-measurements and real-time measurements were obtained. A local interval state estimation model for the local distribution network considering the bi-level uncertainty of measurements and line parameters was established, by using interval measurement transformation technology to uniformly convert multi-source interval measurements into system injection current data. Finally, a modified interval optimization method was used to effectively solve the local interval linear state estimation model, and the interaction of boundary state between adjacent sub-areas was completed to output the global interval state results of the distribution network. Case simulations and comparisons have illustrated that the proposed method possesses better performance in estimation accuracy and computational efficiency than these traditional ones, and it can track the influence of the multiple uncertain variables on the state

estimation results.

KEY WORDS: distribution network; state estimation; distributed optimization; distributed generation; multi-source data fusion; uncertainty

摘要: 新能源出力间歇性使得大规模配电网状态估计需要同时考虑不确定因素与模型计算复杂度,且多类型量测数据的兼容性问题也会影响状态估计结果。首先,定义适用于三相不平衡配电网的等效电气距离概念,结合社区发现算法将配电网合理划分为若干子区域;其次,根据子区域内光伏发电系统伪量测与实时量测数据构成本地多源量测数据的区间表达形式,利用区间量测变换技术将电压、功率等多源量测数据统一转换为系统注入电流数据,并建立考虑量测数据与线路参数双重不确定性的配电子区域区间状态估计模型;最后,采用改进区间优化方法对本地区间状态估计模型进行求解,并完成相邻子区域间边界状态信息的交互,从而输出配电网全局区间状态结果。通过算例仿真与结果对比分析,结果验证所提配电网分布式区间状态估计方法在估计结果精度与效率方面相比现有方法而言都具备一定的优势,且能够有效跟踪系统多重不确定变量对状态估计结果的影响。

关键词: 配电网; 状态估计; 分布式优化; 分布式电源; 多源数据融合; 不确定性

0 引言

状态估计作为配电网态势感知理论体系的关键技术,旨在精确快速地把握配电网的运行状态,是配电网运维调控决策的前提,也是保障配电网安全、可靠与稳定运行的基础环节^[1-3]。然而,配电网馈线分支多、负荷节点密集,且随着新型电力系统工程建设地不断推进,会进一步提高分布式电源

基金项目: 国家自然科学基金项目(52107101); 江苏省自然科学基金项目(BK20200761); 江苏省“双创博士”人才计划项目(JSSCBS20210537)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (52107101); Natural Science Foundation of Jiangsu Province (BK20200761); Foundation of Jiangsu Provincial Double-Innovation Doctor Program(JSSCBS20210537).

(distributed generation, DG)并网渗透率, DG 并网的不平衡性、出力的随机性会加剧配电网出现功率双向流动、节点电压波动等现象^[4], 同时复杂多变的外部环境也容易改变配电线路参数数值, 这些因素使得对配电网状态估计模型的分析与计算方面存在计算效率低且估计结果可信度低等问题。此外, 现阶段配电网内高性能智能量测设备与传统终端设备普遍共存, 这导致上传至调度中心的量测数据类型不单一^[5], 进而给调度员精准感知配电网运行状态带来挑战。如何提高大规模配电网状态估计计算效率, 同时考虑多源量测数据及线路参数的不确定性, 确保配电网状态结果的可信度, 是当前构建配电网态势感知体系亟需解决的关键难点之一。

为提高配电网状态估计算法性能, 将分布式并行计算方式引入状态估计问题的求解中, 可以在保证状态估计结果精度的同时提高算法的整体计算效率^[6]。文献[7]提出了光伏、风电等多类型 DG 接入的主动配电网分布式状态估计方法, 该方法根据地理位置对大规模主动配电网进行分区, 并将 DG 和相邻子区域边界状态量均添加为系统伪量测; 文献[8]提出了 1 种基于拉格朗日松弛技术(Lagrange relaxation technique, LRT)的复杂主动配电网分布式状态估计方法, 该方法是通过解耦实现配电网各子区域相对独立, 从而在分布式并行环境下对状态估计问题进行加速求解。上述配电网分布式状态估计均能取得较为满意的结果, 但其涉及的配电网分区架构大多依赖于地理位置或关键量测分布情况, 这类分区方法具有较强的主观性, 且忽略了 DG 出力等强不确定性因素对系统状态估计结果的影响, 因此也难以实现新环境下对大规模配电网运行状态的精准感知。

另一方面, 针对量测数据不确定性的配电网状态估计相关问题也已开展较多研究, 大致可分为基于概率密度函数分析的配电网状态估计^[9]、基于模糊隶属度函数分析的配电网状态估计^[10]以及基于区间算术的配电网状态估计^[4,11-14]这 3 类。相较于前两者研究而言, 用区间方法来描述配电网状态估计模型中不确定性变量, 可不必通过大量历史数据收集不确定变量的详细概率密度函数或模糊函数分布, 只需获取各变量的上下界信息即可, 故其具备更高的工程应用价值。文献[4]利用区间数对 DG 出力的随机性进行了定量描述, 建立了主动配电网

区间状态估计模型, 并提出了线性规划方法对该模型进行求解, 从而获取系统运行状态的区间估计结果; 文献[11]在对系统量测不确定性进行区间建模基础上, 还初步探索了线路参数不确定性对状态估计结果的影响; 文献[12]考虑了不确定变量之间的相关性对区间结果的影响, 提出了 1 种基于区间约束传播算法与传统 Krawczyk-Moore 检验相结合的配电网改进区间状态估计方法; 文献[13]提出了 1 种三阶段式区间状态估计方法来过滤含高渗透 DG 配电网中的量测生数据, 并采用混合整数非线性规划方法求解该三阶段区间优化问题; 随后文献[14]针对区域交直流配电网中实时量测误差分布具有不确定性等问题, 提出了基于深度学习(deep learning, DL)神经网络伪量测建模的交直流配电网区间状态估计方法, 以期获取交直流配电网状态变量的精确区间信息。尽管国内外学者对考虑不确定性的配电网区间状态估计已开展了一系列研究工作, 但仍有部分问题有待完善: ①所提区间状态估计方法均为集中式的解决思路, 估计模型计算复杂度高、效率低, 不利于算法的在线应用; ②忽略了实际配电网内多类型量测数据存在的数据类型不兼容对状态估计结果精确性带来的负面影响^[15-16], 且绝大多数区间模型中也并未考虑复杂环境下线路参数具备的波动特性, 导致所提方法难以落地应用。

综上问题与分析, 本文侧重于考虑多类型量测数据的兼容性、不确定性以及线路参数的波动性对不平衡配电网分布式状态估计的影响, 提出融入多源量测数据的配电网分布式区间状态估计框架。通过社区发现算法将配电网合理划分为若干子区域, 并构建子区域系统区间量测数据集; 利用区间量测变换技术将电压、功率等多源区间量测数据统一转换为系统注入电流数据, 并建立配电网子区域区间状态估计模型; 采用改进区间优化方法对子区域区间状态估计模型进行求解, 并完成相邻子区域状态量信息的交互, 从而确保配电网全局区间状态估计结果精度要求, 并尽可能提升算法计算效率。

1 融入多源量测数据的配电网分布式区间状态估计框架

本文所提融入多源量测数据的配电网分布式区间状态估计整体框架如图 1 所示。

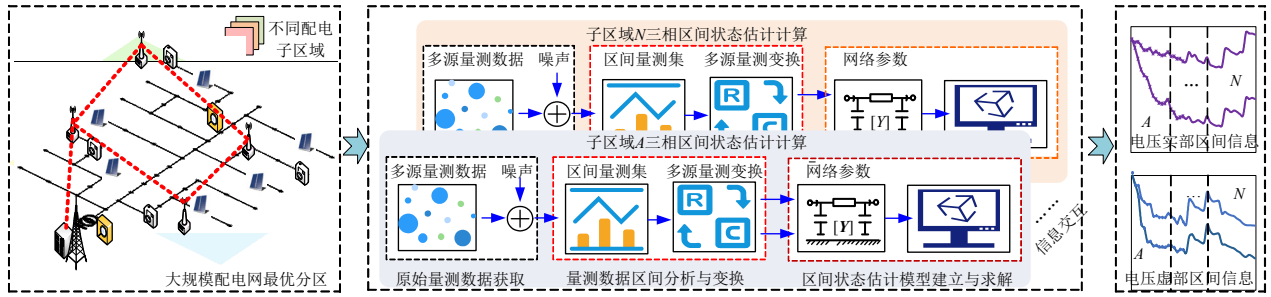


图1 多源量测数据融合的配电网分布式区间状态估计框架

Fig. 1 Framework of the proposed distributed interval state estimation of distribution networks

大规模配电网优化分区部分是借鉴输电网已有分区方法，通过定义等效电气距离，并将配电网负荷节点、配电线路、分布式电源等抽象到图论中的节点、边界、权重，在此基础上采用边划分与社区发现算法定义拓展模块度值，明确网络分区数目，从而实现将大规模配电网解耦为若干“高内聚、低耦合”的配电子区域。

原始量测数据获取部分主要包括配电子区域内伪量测数据，以及馈线终端单元(feeder terminal units, FTU)、微型同步相量测量单元(micro-phasor measurement units, μ PMU)与智能电表(smart meters, SM)等装置采集的实时量测数据，由此组成多源量测数据集并作为区间状态估计的输入。

量测数据区间分析与变换部分是针对配电子区域而言，主要包含不同子区域内量测数据的区间建模与多源量测数据的变换，其中区间建模重点关注光伏发电系统(photovoltaic, PV)出力不确定性的区间预测；区间量测变换则是在系统伪量测以及多类型实时量测数据的区间建模基础上利用区间量测变换技术将电压、功率等多源区间量测数据统一转换为系统注入电流区间数据。

区间状态估计模型建立与求解部分则是在不同子区域多源量测数据区间建模与分析基础之上，结合以区间数形式表示的线路阻抗参数，建立计及多类型实时量测数据，同时兼顾PV出力、负荷等伪量测数据的配电网本地区区间状态估计数学模型。为提高整体状态估计模型求解效率，降低区间结果的保守性，将各子区域作为基本分析单元形成配电网区间状态估计求解子任务，采用改进区间优化方法对所提区间状态估计模型进行求解，并完成相邻子区域区间信息的有效交互，从而输出多重不确定因素干扰下的配电网全局区间状态信息。

下文将针对配电网分布式区间状态估计框架中涉及的模块给予详细描述与分析。

2 三相不平衡配电网优化分区方法

2.1 不平衡配电网等效电气距离

配电网拓扑结构和系统空间分布具有高度相似性^[17]，借鉴输电网最优分区理论，对不同网络节点之间电气联系的强弱用“电气距离”来描述。但由于实际配电网中线路/节点相与相之间高度不对称且耦合紧密，因此，本文基于导纳矩阵和灵敏度法^[6]推导出适用于三相不平衡配电网分区的“等效电气距离”。对于网络中直接相连或存在耦合关系的*i*节点 φ 相($\varphi=\{a,b,c\}$)和*k*节点 ϕ 相($\phi=\{a,b,c\}$)，定义*i*、*k*这2点之间的电压灵敏度为

$$\begin{cases} \Psi_{ik}^{\varphi\phi} = \frac{|\Delta \dot{U}_i^\varphi|}{|\Delta \dot{U}_k^\phi|} = \frac{|\partial \dot{U}_i^\varphi|}{|\partial \dot{I}_k^\phi|} / \frac{|\partial \dot{U}_k^\phi|}{|\partial \dot{I}_k^\phi|} \\ \Psi_{ki}^{\phi\varphi} = \frac{|\Delta \dot{U}_k^\phi|}{|\Delta \dot{U}_i^\varphi|} = \frac{|\partial \dot{U}_k^\phi|}{|\partial \dot{I}_i^\varphi|} / \frac{|\partial \dot{U}_i^\varphi|}{|\partial \dot{I}_i^\varphi|} \end{cases} \quad (1)$$

式中： $\Psi_{ik}^{\varphi\phi}$ 为*i*节点 φ 相和*k*节点 ϕ 相之间的灵敏度关系；*i*、*k*分别为线路首、末节点； $\Psi_{ki}^{\phi\varphi}$ 为*k*节点 ϕ 相和*i*节点 φ 相之间的灵敏度关系； $|\dot{U}_i^\varphi|$ 、 $|\dot{U}_k^\phi|$ 分别为*i*节点 φ 相和*k*节点 ϕ 相的电压相量幅值； $|\dot{I}_i^\varphi|$ 、 $|\dot{I}_k^\phi|$ 则分别为对应节点注入电流相量的幅值； $\{i,k\} \in \Omega^N$ ， Ω^N 为网络所有节点集合。此外，节点注入电流相量和节点电压相量还存在如下关系式：

$$\dot{I}_i^\varphi = \sum_{k \in \Omega^i} \sum_{\phi=\{a,b,c\}} Y_{ik}^{\varphi\phi} \dot{U}_k^\phi \quad (2)$$

式中： $Y_{ik}^{\varphi\phi}$ 为导纳矩阵中以复数形式表示的*i*节点 φ 相和*k*节点 ϕ 相对应元素； Ω^i 为网络中与节点*i*直接相连的其他节点集合。

为确保配电网中一个节点的所有相属于同一个子区域，本文最终定义*i*节点 φ 相和*k*节点 ϕ 相之间的“等效电气距离”矩阵 ω_{ik} 为

$$\omega_{ik} = \sum_{\varphi=\{a,b,c\}, \phi=\{a,b,c\}} \left(\frac{1}{\Psi_{ik}^{\varphi\phi}} + \frac{1}{\Psi_{ki}^{\phi\varphi}} \right) \quad (3)$$

2.2 基于社区发现边划分的配电网分区方法

通过定义不平衡配电网“等效电气距离”，再结合社区发现理论中的边划分方法以及模块度概念，可实现对大规模配电网的优化分区，具体如下：

对于有 N 个节点、 L 条馈线的配电网拓扑结构，假设第 τ 条馈线以节点 i 和 k 为 2 个端点，则可构建 $N \times L$ 维的关联权重矩阵 B ：

$$B_{i\tau} = B_{\tau k} = \omega_{ik} \quad (4)$$

式中： $\tau \in \Omega^L$ ； Ω^L 为网络所有馈线的集合。此外，定义节点 i 的度 κ_i 、节点 k 的度 κ_k 可分别表示为

$$\begin{cases} \kappa_i = \sum_{\tau \in \Omega^L} B_{i\tau} \\ \kappa_k = \sum_{\tau \in \Omega^L} B_{k\tau} \end{cases} \quad (5)$$

由式(5)也可看出某一节点的度实际为与该节点相连的所有边的权重之和。紧接着，若第 ν 条馈线也以节点 i 和 k 为 2 个端点，则构建基于边的 $L \times L$ 维邻接矩阵 C ：

$$C_{\nu\omega} = \sum_{\{i,k\} \in \Omega^N} \frac{B_{i\nu} \omega_{ik} B_{k\omega}}{\kappa_i \kappa_k} \quad (6)$$

矩阵 C 可以认作是具有 L 个顶点的加权无向网络，也可称之为社区^[18]。文献[18]借助复杂网络理论推导并验证，倘若以 C 为邻接矩阵寻找基于模块度值大小的网络最优边划分方案，能够大体实现各子区域规模的均衡化处理。基于此考虑，定义加权无向网络的模块度值 Q 为

$$Q = \frac{1}{2m} \sum_{C \in \Omega^p} \sum_{\{i,k\} \in C} (A_{ik} - \frac{\kappa_i \kappa_k}{2m}) \quad (7)$$

式中： Ω^p 为网络中所有社区的集合； m 为网络中所有边的权重之和。 Q 越大，代表不同社区之间连结越紧密。

对于有 N 个顶点的配电网，将所有顶点初始化为相互独立的 N 个社区。对于顶点 i (隶属于 C_1 社区) 及其相邻顶点 k (隶属于 C_2 社区)，可将顶点 i 从 C_1 移动至 C_2 形成新的社区 C_1^* 和 C_2^* ，移动过程如图 2 所示，并计算此时网络模块度增量变化 ΔQ ，倘若 ΔQ 小于 0，则顶点 i 仍停留在原社区 C_1 中^[6]。此移动过程按顶点编号由小到大应用于所有的顶点且不停迭代，直到任一顶点的移动都不会增大模块度 Q ，也即模块度已达到最大值，即可输出网络分区结果。通过该网络分区方法可将配电网分割为

多个重叠/非重叠子区域，为下一步实现配电网状态估计的加速求解提供分布式计算框架。

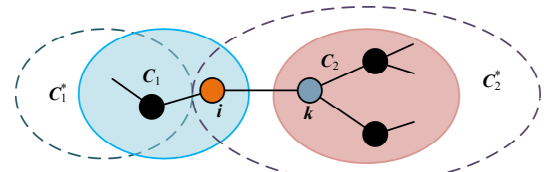


图 2 顶点 i 移动至相邻顶点 k 所在社区的过程示意
Fig. 2 Trajectory of bus i moving to the community of adjacent bus k

3 融入多源量测的区域配电网本地区间状态估计模型

3.1 区域光伏发电系统出力区间预测方法

受外界环境等因素影响，PV 电站输出功率具有较强的随机性和不确定性，这使得传统点预测方法变得难以为继。而伴随整县光伏政策的进一步落实，大规模 PV 出力的不确定性则会使得区域配电网优化运行与高效控制面临严峻挑战。

本文基于文献[19]所述区间预测理论构建如图 3 所示的 PV 出力区间预测结构，该区间预测方法的核心思想是首先通过 PV 历史出力数据及其相对应的光照辐射度、环境温度等气象统计数据作为训练数据集，建立双输出单隐层神经网络(neural network, NN)模型获取 PV 出力的初始区间；其次，利用区间宽度、区间覆盖率 2 个指标分析 PV 出力区间的分布特性并提出综合区间评价指标，结合人工智能算法对该综合指标进行优化求解，得到双输出单隐层 NN 模型的最优输出权重，最终实现对大规模 PV 电站出力的精准区间预测。

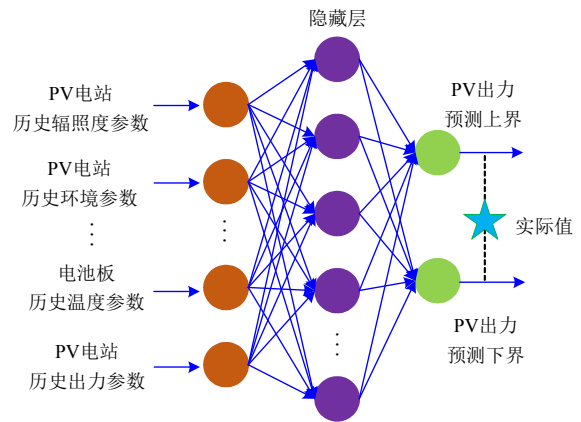


图 3 光伏发电系统出力区间预测模型结构示意图
Fig. 3 A structure of the proposed interval forecasting model for PV outputs

3.2 多源量测数据融合的区间状态估计模型

如图 4 所示的某一区域简单三相配电网，其

中, A 、 B 点所示均为节点 μ PMU 量测, C — F 点所示均为支路 FTU 量测, G 、 H 点所示均为节点 SM 量测, I — P 所示均为节点注入功率伪量测。

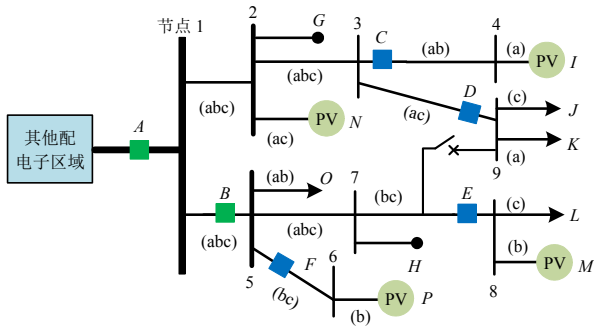


图4 某一区域配电网络及其量测系统

Fig. 4 A simple three-phase power distribution network with its monitoring system

定义区间数 $[a]$ 为一个非空实数集, 满足 $[a] = \{a | \underline{a} \leq a \leq \bar{a}\}$, 其中 \bar{a} 、 \underline{a} 分别为区间数 $[a]$ 的上、下边界信息。假设如图4所示配电子区域包含 M 个节点、 B 条支路, 同时将 μ PMU、FTU 等实时量测装置存在的量测误差也考虑为区间数, 则计及不确定性的系统量测矢量可表示为 $[z] = [[z_1], [z_2]]^T$, 其中, $[z_1]$ 为以区间数形式表示的系统伪量测矢量, 包括节点注入有功功率区间 $[P_i^o]$ 和无功功率区间 $[Q_i^o]$, $i \in \Omega^{M_p}$, Ω^{M_p} 为网络中的伪量测节点集合; $[z_2]$ 为以区间数形式表示的系统实时量测矢量, $[z_2]$ 的构成元素具体包括: μ PMU 安装处采集的节点三相电压幅值区间信息 $[U_i^o]$ 和相角区间信息 $[\theta_i^o]$, 以及与该安装点所有相连支路三相电流幅值区间信息 $[I_{ik}^o]$ 和相角区间信息 $[\theta_{ik}^o]$, $i \in \Omega^{M_\mu}$, $l \in \Omega^i$, Ω^{M_μ} 为所有安装 μ PMU 的节点集合, 而 Ω^i 为与 i 节点相连的所有节点集合; FTU 安装处采集的三相有功功率区间信息 $[P_{ik}^o]$ 、无功功率区间信息 $[Q_{ik}^o]$ 以及电流幅值区间信息 $[I_{ik}^o]$, $(i, k) \in \Omega^{M_f}$, Ω^{M_f} 为安装 FTU 的支路集合; SM 安装处采集的节点三相有功功率区间信息 $[P_i^o]$ 和无功功率区间信息 $[Q_i^o]$, $i \in \Omega^{M_s}$, Ω^{M_s} 为安装 SM 的节点集合。

注意到上述量测数据中包含 μ PMU 采集的相量数据, 以及 FTU、SM 采集的标量数据, 倘若不经过处理直接用于建立状态估计模型, 极易降低最终状态估计结果的可靠性。因此, 需要借助量测变换技术^[16]将不同类型实时量测数据统一转换为相应的等效支路电流实部和虚部量测, 以及节点注入电流实部和虚部, 从而避免量测数据的不兼容问题给状态估计精度带来的影响。

在直角坐标系下, 将 μ PMU 采集到的节点电压幅值、相角的区间信息分别用节点电压实部和虚部表示, 如式(8)所示:

$$\begin{cases} [e_i^o] := [U_i^o] \cos([\theta_i^o]) \\ [f_i^o] := [U_i^o] \sin([\theta_i^o]) \end{cases} \quad (8)$$

式中: $[e_i^o]$ 、 $[f_i^o]$ 分别为以区间数形式表示的三相节点电压实部、虚部。同理, 与安装点相连的所有支路电流幅值、相角的区间信息分别用电流实部和虚部表示, 如式(9)所示:

$$\begin{cases} [I_{ik, \text{re}}^o] := [I_{ik}^o] \cos([\theta_{ik}^o]) \\ [I_{ik, \text{im}}^o] := [I_{ik}^o] \sin([\theta_{ik}^o]) \end{cases} \quad (9)$$

式中: $[I_{ik, \text{re}}^o]$ 、 $[I_{ik, \text{im}}^o]$ 分别为以区间数形式表示的三相支路电流实部、虚部。

利用量测变换技术可将 FTU 采集到的支路功率区间信息转换为直角坐标系下的支路电流实部和虚部区间信息, 如式(10)所示:

$$\begin{cases} [I_{ik, \text{re}}^o] := \frac{[P_{ik}^o][e_i^o] + [Q_{ik}^o][f_i^o]}{([e_i^o])^2 + ([f_i^o])^2} \\ [I_{ik, \text{im}}^o] := \frac{[P_{ik}^o][f_i^o] - [Q_{ik}^o][e_i^o]}{([e_i^o])^2 + ([f_i^o])^2} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $[I_{ik, \text{re}}^o]$ 、 $[I_{ik, \text{im}}^o]$ 分别为以区间数形式表示的支路电流实部、虚部。与此同时, SM 安装处采集的节点功率区间信息也可通过量测变换技术转换为直角坐标系下的节点注入电流实部和虚部区间信息, 如式(11)所示:

$$\begin{cases} [I_{i, \text{re}}^o] := \frac{[P_i^o][e_i^o] + [Q_i^o][f_i^o]}{([e_i^o])^2 + ([f_i^o])^2} \\ [I_{i, \text{im}}^o] := \frac{[P_i^o][f_i^o] - [Q_i^o][e_i^o]}{([e_i^o])^2 + ([f_i^o])^2} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $[I_{i, \text{re}}^o]$ 、 $[I_{i, \text{im}}^o]$ 分别为以区间数形式表示的节点注入电流实部、虚部。同样的, 节点注入功率伪量测也可通过量测变换技术转换为形如上述式(11)所示的节点注入电流实部和虚部。

关于区间四则运算可参见文献[20]。不失一般性, 本文选以区间数形式表示的三相节点电压实部和虚部作为待求的状态变量, 也即 $[x] = [[e_i^o], [f_i^o]]^T$, 忽略支路对地的电导和电纳, 则考量量测数据与线路参数双重不确定性的等效支路电流量测函数可表示为

$$\begin{cases} [I_{ik,rc}^\phi] := \sum_{\phi=a}^c \{ [G_{ik}^{\phi\phi}]([e_i^\phi] - [e_k^\phi]) - \\ [B_{ik}^{\phi\phi}]([f_i^\phi] - [f_k^\phi]) \} \\ [I_{ik,im}^\phi] := \sum_{\phi=a}^c \{ [B_{ik}^{\phi\phi}]([e_i^\phi] - [e_k^\phi]) + \\ [G_{ik}^{\phi\phi}]([f_i^\phi] - [f_k^\phi]) \} \end{cases} \quad (12)$$

式中： $[G_{ik}^{\phi\phi}]$ 、 $[B_{ik}^{\phi\phi}]$ 分别为以区间数形式表示的支路 ik 三相电导值、电纳值。同理可得等效节点注入电流量测函数可表示为

$$\begin{cases} [I_{i,rc}^\phi] := \sum_{k \in \Omega^N} \sum_{\phi=a}^c \{ [G_{ik}^{\phi\phi}] [e_k^\phi] - [B_{ik}^{\phi\phi}] [f_k^\phi] \} \\ [I_{i,im}^\phi] := \sum_{k \in \Omega^N} \sum_{\phi=a}^c \{ [B_{ik}^{\phi\phi}] [e_k^\phi] - [G_{ik}^{\phi\phi}] [f_k^\phi] \} \end{cases} \quad (13)$$

式中： Ω^N 为网络中所有节点集合。由此，基于电力系统状态估计定义^[21]，给出本文所提融入多源量测数据的配电网区域区间状态估计数学模型为

$$[H]^T W [H] [x] = [H]^T W [z] \quad (14)$$

式中： $[H]$ 为以区间数形式表示的量测函数雅可比矩阵； W 为量测权重矩阵。此外，为避免多次计算 $[H]^T W [H]$ 而导致区间扩张，通过引入过渡区间向量 $[v]$ 可将式(14)进一步等效转化为

$$\begin{bmatrix} [H] & -I \\ \mathbf{0} & [H]^T W \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [x] \\ [v] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [z] \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (15)$$

式中 I 为单位阵。

4 配电网全局区间状态估计模型的分布式求解方法

4.1 面向本地区区间估计结果精确性提升的 Krawczyk-Moore 算子改进方法

为便于分析，将式(15)所示子区域区间状态估计模型简写为如式(16)所示区间方程组：

$$[A][X] = [B] \quad (16)$$

其中：

$$\begin{cases} [A] := \begin{bmatrix} [H] & -I \\ \mathbf{0} & [H]^T W \end{bmatrix} \\ [X] := \begin{bmatrix} [x] \\ [y] \end{bmatrix} \\ [B] := \begin{bmatrix} [z] \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \end{cases} \quad (17)$$

对于式(16)所示区间问题，已知其区间形式的解集为 $[X] = \{ \tilde{X} : a\tilde{X} = b, \forall a \in [A], \forall b \in [B] \}$ ，其中

\tilde{X} 、 a 、 b 均为确定的向量或矩阵。当前求解该区间方程组普遍采用基于传统 Krawczyk-Moore 算子的求解算法^[22]，其核心思想是首先选定包含解区间的子区间作为算法初始值 $[X]^0$ ，然后不断利用 Krawczyk-Moore 算子进行迭代，最终逼近能够包含解集的最小区间向量。设 $[A]$ 、 $[B]$ 均为非奇异区间矩阵，则对 $\forall a \in [A], \forall b \in [B]$ ，任意给定一个非奇异确定性矩阵 C ，存在如下关系式：

$$a^{-1}b = Cb - (Ca - I)a^{-1}b \quad (18)$$

并且有

$$a^{-1}b \in C[B] - (C[A] - I)[X] \quad (19)$$

从而可利用如式(20)所示的 Krawczyk-Moore 算子进行迭代求解，最终获得能够包含解集的最小区间向量：

$$[X]^{\rho+1} := \{ C[B] - (C[A] - I)[X]^\rho \} \cap [X]^\rho \quad (20)$$

式中： ρ 为迭代次数。当且仅当相邻 2 次迭代区间解向量的区间宽度差值满足一定收敛判据时该迭代过程终止，输出最终解集。

通过上述分析不难发现，合理设定初始迭代区间向量是提高最终区间估计结果精度的先决条件，设定的初始区间向量需要覆盖整个解区间，然而设定过宽则会加剧迭代过程中的区间扩张效应，从而增大区间解向量的保守性，这也是导致基于传统 Krawczyk-Moore 算子的求解方法难以工程应用的关键问题之一。文献[23]尝试利用区间高斯迭代法计算方程组得到的区间解向量作为初始值，再次代入方程组进行迭代求解，而由区间运算性质可知通过多次迭代计算获取初始区间向量的处理方式，往往也难以降低区间结果的保守性。

为进一步提高区间状态估计结果精度，文献[11]在借鉴 Neumaier A. 区间理论^[24]基础上通过引入如下定理来确定该类区间优化问题的初始迭代区间向量 $[X]^0$ 。

引理：给定非奇异矩阵 C ，倘若存在关系 $\|Ca - I\| = \beta < 1$ ， $\tilde{X} = a^{-1}b$ ，其中 $\|\cdot\|$ 表示任一范数计算形式，若 $\|\cdot\|_\infty$ 表示无穷范数计算形式，则有：

$$\|\tilde{X}\| \leq \frac{\|Cb\|}{1 - \beta}, \quad \beta = \|C[A] - I\|_\infty \quad (21)$$

关于该引理详细的推导与证明可参见文献[11, 24]。

由范数不等式性质可以给出迭代初始区间值如下：

$$[X]^0 = \left(\left[\frac{\|Cb\|}{\beta-1}, \frac{\|Cb\|}{1-\beta} \right], \dots, \left[\frac{\|Cb\|}{\beta-1}, \frac{\|Cb\|}{1-\beta} \right] \right)^T \quad (22)$$

显然，通过式(22)求出的迭代初始区间值相比传统 Krawczyk-Moore 算子或其他方法而言，具备更合理、更紧凑的区间宽度。

4.2 配电网全局区间状态估计的分布式求解过程

为提高配电网全局区间状态估计模型的求解效率，基于前述优化分区架构可将配电网划分为多个子区域，考虑到相邻子区域重叠部分的边界节点是关键量测点，因此设定所有边界节点都予以部署 μ PMU 量测装置，且重叠区域的量测信息被相邻子区域共享，进而可用相邻子区域输入的支路电流区间信息来修正边界节点的注入功率量测区间信息。

以子区域 I 为例，当运行本地三相区间状态估计程序时，边界节点 i 修正后的注入有功功率区间信息 $[\hat{P}_i^p]$ 、无功功率区间 $[\hat{Q}_i^p]$ 分别为

$$[\hat{P}_i^p] = [P_i^p] + ([U_i^p] \sum_{k \in \Omega_{out}^{(I)}} [I_{ik}^p]_{re}) \quad (23)$$

$$[\hat{Q}_i^p] = [Q_i^p] + ([U_i^p] \sum_{k \in \Omega_{out}^{(I)}} [I_{ik}^p]_{im}) \quad (24)$$

式中： $\Omega_{out}^{(I)}$ 为与节点 i 相连且不属于子区域 I 的所有节点集合；下标 $(\cdot)_{re}$ 、 $(\cdot)_{im}$ 分别表述向量实部、虚部。再根据式(11)将修正后的节点注入功率转换为直角坐标系下的等效注入电流，并作为量测信息加入区间状态估计模型中。

此外，相邻子区域间的数据交互也是分布式求解过程需要关注的重点，这对保证分布式状态估计的局部收敛和全局收敛一致性至关重要，且为了提高数据交互的效率，交互数据的规模不宜过大^[6]。基于此考虑，以子区域 I 与子区域 II 为例，假定 2 个区域重叠的边界节点为 d ，交互数据包括边界节点的状态变量信息及收敛标志 F_{lag} 信息。描述相邻区域间数据交互的具体过程如下所述。

1) 初始化设置。子区域的收敛标志 F_{lag} 初始值设为 0，当 $F_{lag}=1$ 时表示子区域区间状态估计模型的计算过程已收敛。

2) 数据交换。子区域 I 收到相邻子区域 II 传来的重叠边界节点状态变量信息及收敛标志 F_{lag}^{II} 信息；与此同时，子区域 I 向子区域 II 传送重叠节点在本区域内的状态变量信息及收敛标志 F_{lag}^I 信息。

3) 数据处理。若 $F_{lag}^{II}=1$ ，则依据交互数据更新本区域状态变量信息；否则，不予更新。

4) 子区域收敛判定。若本区域经过状态估计

迭代修正后达到收敛精度，则将本区域收敛标志置为 1；否则返回流程 2) 继续数据交互直至所有子区域全部收敛且达到全局一致。

综上所述，本文所提考虑多源量测数据和线路参数不确定性的配电网分布式区间状态估计方法完整实施步骤如下所述。

步骤 1: 获取并输入全网拓扑结构、支路与节点数目、支路阻抗参数、系统量测等原始数据。基于第 2 章节所述配电网优化分区方法进行网络分区。

步骤 2: 将各子区域收敛标志 F_{lag} 信息初始化为 0，各子区域的区间状态变量初始化，相邻子区域间交互次数 ν 置为 0。

步骤 3: 将各子区域内获取的网络原始参数、量测数据区间化处理，并根据量测变换技术生成以区间形式表述的子区域系统量测矢量 $[z^1]$ (以子区域 I 为例)，即

$$[z^1] = \{[e_i^{\phi,1}], [f_i^{\phi,1}], [I_{ik, re}^{\phi,1}], [I_{ik, im}^{\phi,1}], [I_{i, re}^{\phi,1}], [I_{i, im}^{\phi,1}]\}^T \quad (25)$$

及以区间数形式表示的三相节点导纳矩阵 $[Y_B^1]$:

$$[Y_B^1] = \begin{cases} \begin{bmatrix} [Y_{11}^1] & [Y_{12}^1] & \dots & [Y_{1N}^1] \\ [Y_{21}^1] & [Y_{22}^1] & \dots & [Y_{2N}^1] \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ [Y_{N1}^1] & [Y_{N2}^1] & \dots & [Y_{NN}^1] \end{bmatrix} \\ [Y_{ik}^1] = \begin{bmatrix} [y_{ik}^{aa,1}] & [y_{ik}^{ab,1}] & [y_{ik}^{ac,1}] \\ [y_{ik}^{ba,1}] & [y_{ik}^{bb,1}] & [y_{ik}^{bc,1}] \\ [y_{ik}^{ca,1}] & [y_{ik}^{cb,1}] & [y_{ik}^{cc,1}] \end{bmatrix} \end{cases} \quad (26)$$

式中： $[y_{ik}^{\phi\phi,1}]$ 为三相区间导纳矩阵中相应元素。设定子区域 I 待求状态变量 $[x^1]$ ，并给定矩阵 C^1 ，通过式(22)确定子区域 I 的状态变量初始区间 $[X^1]^0$ 。

步骤 4: 给定子区域 I 区间状态估计算法的迭代次数 ρ^1 以及收敛判据 σ^1 ，并基于改进 Krawczyk-Moore 算子迭代求解子区域 I 的三相区间状态估计问题。迭代过程如式(27)所示：

$$\begin{cases} [X^1]^{\rho+1} := K([X^1]^\rho) \cap [X^1]^\rho \\ K([X^1]^\rho) := C^1 \begin{bmatrix} [z^1] \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} - \\ \left(C^1 \begin{bmatrix} [H^1] & -I \\ \mathbf{0} & [H^1]^T W^1 \end{bmatrix} - I \right) [X^1]^\rho \end{cases} \quad (27)$$

步骤 5: 根据式(28)判断子区域状态估计程序迭代是否已收敛：

$$\|W_{id}([X^1]^\rho)\|_\infty - \|W_{id}([X^1]^{\rho+1})\|_\infty \leq \sigma^1 \quad (28)$$

式中 $\|W_{id}(\cdot)\|_{\infty}$ 为区间宽度计算形式。

步骤 6: 如不收敛, 将 $[X^1]^1$ 代替 $[X^1]^0$ 作为新的方程初始近似解自步骤 4 开始进入下一次迭代, 直至达到收敛判据, 获取子区域 I 的三相区间状态估计结果, 并设置子区域收敛标志 $F_{lag}=1$ 。

步骤 7: 采用上述提及的子区域间数据交互方法对相邻子区域边界节点的状态变量进行信息修正, 当且仅当边界节点在相邻子区域内的状态估计值趋近于一致时, 则算法达到全局收敛。也即, 当所有子区域收敛标志 $F_{lag}=1$, 且公式(29)所示收敛判定条件满足时, 则算法停止迭代并输出全网区间状态估计结果; 否则, 返回步骤 2 继续迭代直至满足式(29)所示的收敛条件。

$$\max(|\dot{x}_{d,v}^I - \dot{x}_{d,v}^{II}|) < \mathcal{G} \quad (29)$$

式中: $\dot{x}_{d,v}^I$ 、 $\dot{x}_{d,v}^{II}$ 分别为子区域 I 和子区域 II 的边界节点 d 在第 v 次交互过程中的区间状态变量平均值; \mathcal{G} 为相邻子区域信息交互达到收敛的判据。

5 算例测试与分析

5.1 算例介绍与分区结果

选取 IEEE 123 节点算例对所提配电网分布式区间状态估计方法进行验证分析。该测试系统额定电压为 4.16kV, 三相常规负荷的总容量分别为 1420+j775kVA(A 相)、915+j515kVA(B 相)以及 1155+j635kVA(C 相), 单个负荷每一相的额定功率以及网络支路额定参数详见文献[19]。该测试网络包含 123 个节点、122 条馈线支路(除去联络线), 基于所提配电网优化分区方法计算出该网络的“等效电气距离” ω 以及模块度值 Q , 通过边划分方法可将 IEEE 123 节点配电网划分为如图 5 所示的 4 个子区域, 其中, 子区域 I 和 II 的边界节点为节点 18, 子区域 I 和 IV 的边界节点为节点 67, 子区域 III 和 IV 的边界节点为节点 76。将这些边界节点均安装高精度 μ PMU 装置, 再结合文献[25]给出的配电网实时量测优化配置方法在网络其他支路与节点均安装一定数量的 FTU 装置与 SM 装置, 如图 5 所示。此外, 在节点 9 的 C 相、节点 33 的 A 相、节点 46 的 B 相、节点 85 的 C 相以及节点 104 的 C 相均接入额定容量为 250kW 的光伏电站, 假设所接入的光伏节点具备相同的气象条件。利用文献[19]提出的 PV 出力区间预测与建模方法获取某地区一天 24h 的 PV 出力日前预测曲线, 如图 6 所示。

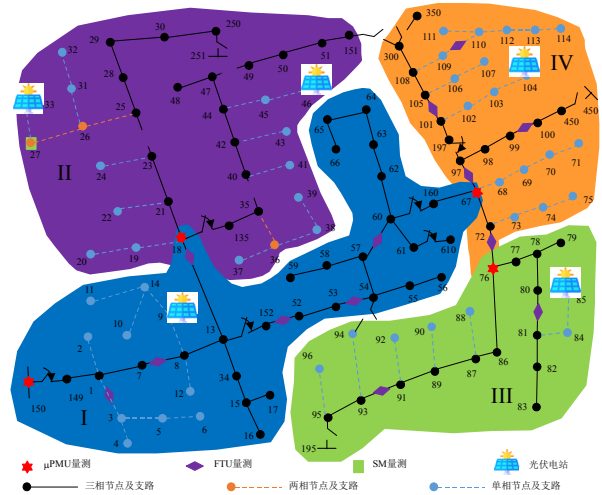


图 5 含 4 个子区域的改进 IEEE 123 节点网络

Fig. 5 Modified IEEE 123-bus with four subnetworks

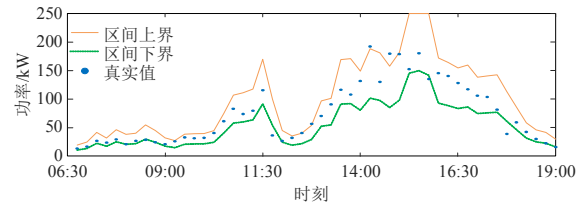


图 6 光伏电站出力区间日前预测曲线

Fig. 6 Day-ahead interval prediction curve of PV outputs

为考察系统量测以及支路阻抗不确定对状态估计结果的影响, 作如下参数设置。

- 1) 考虑到常规负荷日前预测精度较高, 其功率上下波动区间可设为在额定值基础上添加 $\pm 10\%$, 也即 $[0.9\beta_L, 1.1\beta_L]$, 其中 β_L 为负荷功率额定值。
- 2) 实时量测装置的精度较高, 因此其区间值的获取只需在相应量测真值基础上添加一定误差区间即可。本算例分析中 μ PMU 量测区间值设为 $[0.885\beta_{\mu}, 1.005\beta_{\mu}]$, 其中 β_{μ} 为 μ PMU 量测真值; FTU 量测区间值设为 $[0.99\beta_F, 1.01\beta_F]$, 其中 β_F 为 FTU 量测真值; SM 量测区间值设为 $[0.995\beta_S, 1.005\beta_S]$, 其中 β_S 为 SM 量测真值。
- 3) 考虑到环境温度及线路老化等因素对线路参数影响力, 该测试系统中所有线路电阻值和电抗值可分别设定为 $[0.85r, 1.15r]$ 、 $[0.85x, 1.15x]$, 其中 r 和 x 分别为电阻和电抗的额定值。

采用 Matlab 仿真平台对所提基于改进 Krawczyk-Moore 算子的配电网分布式区间状态估计可行性和有效性进行仿真验证, 在主频为 2.5GHz、内存为 16GB 的 PC 上, 内嵌 INTLAB^[19] 运算以及线性规划工具箱。设定 4 个子区域区间状态估计算法的收敛判据都为 $\sigma = 10^{-5}$, 两两相邻子区域信息交互达到收敛的判据都为 $\mathcal{G} = 10^{-4}$ 。

5.2 分布式区间状态估计结果对比与分析

为了对配电网分布式区间状态估计结果直观分析,将上述改进 IEEE 123 节点测试网络划分的 4 个子区域中节点按照序号从小到大重新进行编号,也即子区域 I 中含 38 个节点、子区域 II 中含 33 个节点、子区域 III 中含 21 个节点、子区域 IV 中含 31 个节点。同时选取图 6 所示 PV 日功率曲线在上午 11:00 时刻各子区域 PV 有功出力区间值 [67, 119]kW 为研究对象,并设定 PV 功率因数数值均为 0.85,由此可获取其相应无功出力区间值。

基于前述系统参数设置,分别采用本文所提改进 Krawczyk-Moore 分析算法(proposed Krawczyk-Moore algorithm, PKMA)以及传统 Krawczyk-Moore 分析算法(traditional Krawczyk-Moore algorithm, TKMA)分别对各子区域区间状态估计模型进行求解与对比分析,其中 TKMA 详细算法设置参见文献[22]。需要提及的是,由于配电网状态估计真值事先无法获取,本文借鉴电力系统区间潮流思想^[20],以基于 1000 次确定的蒙特卡洛抽样仿真方法(Monte Carlo simulation, MCS)所获取的分布式区间状态估计结果看作真值进行参考。限于篇幅,节选了部分基于 3 种求解方法的配电网分布式区间状态估计结果,如图 7、8 所示,其中纵坐标均为电压实部或虚部的标么值。

由图给出的各子区域估计结果可知相比于配电网传统的确定性状态估计而言,系统量测以及线路参数的不确定性造成了节点电压实部与虚部也在一定范围内发生波动。具体而言,基于 PKMA 以及 TKMA 这 2 种方法所求解得到的区间状态估

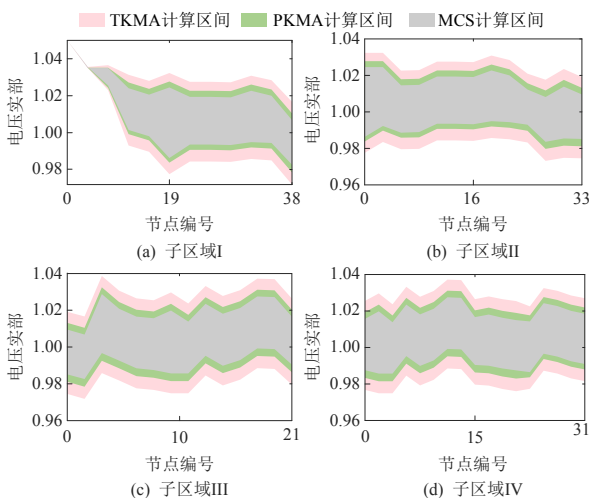


图 7 各子区域节点电压实部估计结果(a 相)
Fig. 7 Estimated results of buses voltage real part in all subareas (phase_a)

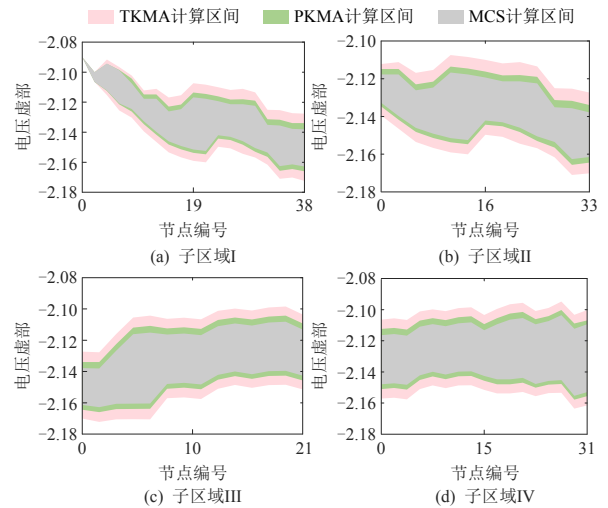


图 8 各子区域节点电压虚部估计结果(b 相)
Fig. 8 Estimated results of buses voltage imaginary part in all subareas (phase_b)

计结果均完整的包含 1000 次 MCS 抽样仿真方法所获得的状态估计结果,证明通过上述 2 种区间求解方法所求得的区间状态估计结果均能包含所有可能存在的系统运行状态情况。

进一步可知,在任一子区域中的任一节点处,基于本文所提 PKMA 求解方法所获取的状态估计区间范围均窄于基于 TKMA 求解算法所得状态估计区间范围,证明了改进 Krawczyk-Moore 算子中通过优化选取初始迭代区间向量能够有效缓解不确定状态估计解的保守性,在迭代初始阶段就尽可能剔除了实际不可能存在的状态估计解,而传统 Krawczyk-Moore 算子由于初始区间值选取过大,加剧了迭代过程中的区间扩张效应,从而增大区间状态估计解的保守性,这不利于提升复杂配电网状态估计结果精确性。

5.3 不确定度对分布式区间结果的影响分析

为进一步分析多源量测以及线路参数不确定程度对所提配电网分布式区间状态估计结果的影响,基于上述 3.1 节给定的测试系统设计如下多场景测试集。

场景 1: 在其他测试参数不变的情况下,网络所有区域中的线路电阻值和电抗值均设定为其额定值,也即不考虑线路参数波动特征。

场景 2: 在其他测试参数不变的情况下,所有线路电阻值和电抗值分别设定为 $[0.75r, 1.25r]$ 、 $[0.75x, 1.25x]$,也即扩大线路参数波动范围。

场景 3: 在其他测试参数不变的情况下,设定 μ PMU 量测区间值为 $[0.99\beta_{\mu}, 1.01\beta_{\mu}]$, FTU 量测区

间值为 $[0.97\beta_u, 1.03\beta_u]$ ，SM 量测区间值设为 $[0.99\beta_u, 1.01\beta_u]$ ，也即实时量测误差变大。

场景 4：在其他测试参数不变的情况下，选取图 6 所示日功率曲线在 16:00 时间断面的 PV 有功出力区间值 $[96, 172]$ kW，考察区间状态估计方法对 PV 出力时变特性的追踪能力。

图 9 节选出了 4 种修改测试场景与原始场景的部分区间状态估计对比结果(纵坐标均为电压实部或虚部的标么值)，其中：通过子区域 I 给出的场景 1、子区域 II 给出的场景 2 与各自区域的原始场景对比结果可知，线路参数的不确定性对配电网区间状态估计结果精度存在一定影响，且随着线路参数波动区间的进一步扩大，区间状态估计结果的保守性也会随之增大，因此在配电网状态估计计算过程中对线路参数的不确定性及刻画方法值得引起关注；通过子区域 III 给出的场景 3、子区域 IV 给出的场景 4 与各自区域的原始场景对比结果可以明显看出，系统实时量测误差与 PV 出力的进一步增大会直接导致网络任一节点处的电压实部和虚部区间宽度变大，这也证明所提配电网分布式区间状态估计能够有效跟踪系统量测误差的不确定性。

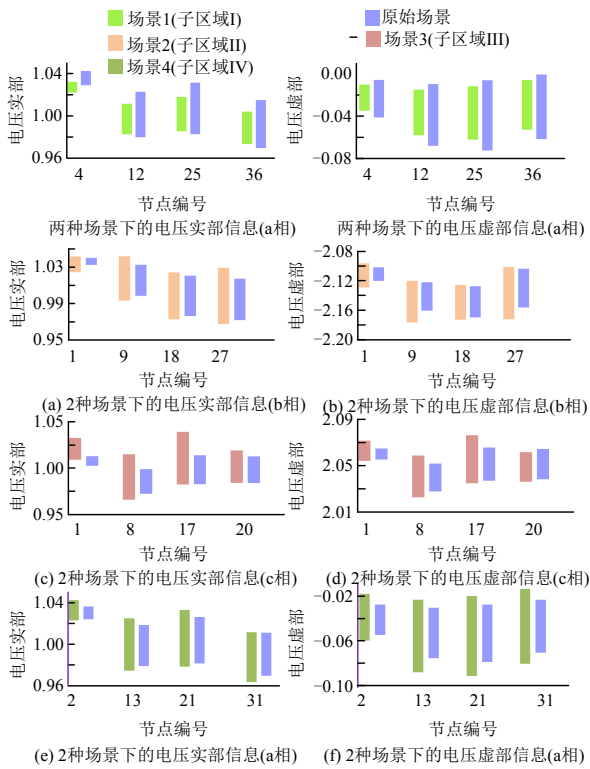


图 9 多测试场景下配电网部分区间状态估计结果对比

Fig. 9 Partial comparisons of interval state estimation under multiple scenarios

5.4 分布式区间状态估计算法计算效率分析

除考察区间状态估计结果精度，所提算法的计

算效率也是另外一个关注重点，尤其针对含高渗透率 DG 的大规模配电网而言。为便于分析，仅将本文所提分布式区间状态估计算法与现有集中式求解框架进行对比。其中，融入多源量测数据的配电网集中式区间状态估计模型与求解方法是将本地区间状态估计模型与求解方法的思想简单拓展至针对整个配电网而言。基于上述 3.1 节给定测试系统对 2 种求解算法的计算效率进行对比分析，统计结果如表 1 所示。

表 1 集中式与分布式区间状态估计求解效率对比
Table 1 Comparison results of the efficiency among centralized and distributed interval SE algorithms

对比项目	总耗时/s	迭代次数			相邻区域交互次数
		4(子区域 I)	3(子区域 II)	3(子区域 III)	
分布式框架	30.96	4	3	3	1
集中式框架	35.68	11	—	—	—

由表 1 中给出的分布式与集中式 2 种区间状态估计求解算法在相同测试算例情况下的迭代次数和计算时间对比结果可知，在本文所给定配电网分区结果、子区域区间状态估计算法的收敛判据等前提下，通过分布式计算方式获取全局三相区间状态估计结果需要花费 30.96s，其中子区域 I 状态估计算法需要迭代 4 次、子区域 II/III/IV 状态估计算法均需要迭代 3 次，且所有相邻子区域之间都仅产生了 1 次数据交互。而通过集中式计算方式输出全局三相区间状态估计结果需要花费 35.68s，算法迭代次数为 11 次。虽然分布式计算所有区域总的迭代次数相比于集中式而言有所增加，但由于各子区域规模较小，意味着各子区域的雅可比矩阵行列数比集中式要少得多，且各子区域状态估计程序是并行计算完成，因此分布式的状态估计架构相对比集中式而言计算复杂度会更小，算法总体耗时也会更少，这与文献[7-8]所得结论一致。

6 结论

配电网状态估计是保障系统安全、可靠与稳定运行的基础环节。本文聚焦于考虑复杂环境下大规模配电网分布式状态估计涉及的不确定性因素，提出了 1 种融入多源量测数据的配电网三相分布式区间状态估计方法。通过理论分析与仿真对比验证，可得以下结论。

1) 利用社区发现方法可以将大规模配电网合理划分为若干重叠/非重叠的子区域，避免了人为设

定分区方案或简单基于地理位置给出分区方案造成的分区结果不佳、分区结果不合理等问题。

2) 采用区间数对配电子区域内系统量测数据以及线路阻抗值等不确定变量均给出了定量分析与刻画, 并基于区间量测变换技术建立了本地三相区间状态估计数学模型。

3) 设计了面向本地区区间估计结果精确性提升的 Krawczyk-Moore 算子改进方法, 对各子区域区间状态估计模型进行精确求解, 并完成了相邻子区域边界信息的有效交互。算例分析验证了所提方法能够保证多重不确定性扰动下状态估计结果精度的同时, 进一步提高状态估计算法的计算效率。

参考文献

- [1] 田书欣, 李昆鹏, 魏书荣, 等. 基于同步相量测量装置的配电网安全态势感知方法[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(2): 617-631.
TIAN Shuxin, LI Kunpeng, WEI Shurong, et al. Security situation awareness approach for distribution network based on synchronous phasor measurement unit [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2): 617-631(in Chinese).
- [2] HUANG Manyun, WEI Zhinong, LIN Yuzhang. Forecasting-aided state estimation based on deep learning for hybrid AC/DC distribution systems [J]. Applied Energy, 2022, 306: 118119.
- [3] 吴在军, 徐俊俊, 余星火, 等. 主动配电网状态估计技术评述[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(13): 182-191.
WU Zaijun, XU Junjun, YU Xinghuo, et al. Review on state estimation technique of active distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(13): 182-191(in Chinese).
- [4] 徐俊俊, 吴在军, 胡秦然, 等. 考虑多类型分布式电源和负荷不确定性的主动配电网区间状态估计[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(11): 3255-3266.
XU Junjun, WU Zaijun, HU Qinran, et al. Interval state estimation for active distribution networks considering uncertainties of multiple types of DGs and loads [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(11): 3255-3266(in Chinese).
- [5] 刘喆林, 王成山, 李鹏, 等. 多源量测数据融合的配电网状态估计及应用[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(8): 2605-2614.
LIU Zhelin, WANG Chengshan, LI Peng, et al. State estimation of distribution networks based on multi-source measurement data and its applications[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(8): 2605-2614(in Chinese).
- [6] 茅明明. 含分布式电源的配电网分布式状态估计研究[D]. 南京: 东南大学, 2020.
MAO Mingming. Research on distributed state estimation in distribution systems with distributed generation [D]. Nanjing: Southeast University, 2020(in Chinese).
- [7] CHEN Sheng, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Multi-area distributed three-phase state estimation for unbalanced active distribution networks[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2017, 5(5): 767-776.
- [8] 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(in Chinese).
- [9] BRINKMANN B, NEGNEVITSKY M. A probabilistic approach to observability of distribution networks [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2): 1169-1178.
- [10] SARIC A T, CIRIC R M. Integrated fuzzy state estimation and load flow analysis in distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2003, 18(2): 571-578.
- [11] ZHANG Ying, WANG Jianhui, LI Zhengshuo. Interval state estimation with uncertainty of distributed generation and line parameters in unbalanced distribution systems [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(1): 762-772.
- [12] NGO V, WU Wenchuan, LOU Yining. Revised constraint-propagation method for distribution interval state estimation[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2020, 14(7): 1329-1336.
- [13] 巨云涛, 于燕玲, 吴文传, 等. 三阶段式交直流混合主动配电网三相区间状态估计[J]. 高电压技术, 2021, 47(7): 2330-2341.
JU Yuntao, YU Yanling, WU Wenchuan, et al. Three-phase interval state estimation for three-stage AC-DC hybrid active distribution network[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(7): 2330-2341(in Chinese).
- [14] 费有蝶, 黄蔓云, 卫志农, 等. 深度学习辅助的区域交直流配电网区间状态估计[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(1): 101-109.
FEI Youdie, HUANG Manyun, WEI Zhinong, et al. Interval state estimation of regional AC/DC distribution network assisted by deep learning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(1): 101-109(in Chinese).
- [15] 王玲, 邓志, 马明, 等. 基于状态估计残差比较的配电网故障区段定位方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021,

- 49(14): 132-139.
WANG Ling, DENG Zhi, MA Ming, et al. A method for locating fault sections in distribution networks based on the comparison of state estimation residual errors[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(14): 132-139(in Chinese).
- [16] XU Junjun, WU Zaijun, YU Xinghuo, et al. Robust faulted line identification in power distribution networks via hybrid state estimator[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2019, 15(9): 5365-5377.
- [17] 宁家鑫, 刘羽霄, 章家维, 等. 数据驱动的三相配电网网络拓扑与线路参数辨识[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(8): 2615-2627.
NING Jiaxin, LIU Yuxiao, ZHANG Jiawei, et al. Data-driven topology and line parameter identification of three-phase distribution grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(8): 2615-2627(in Chinese).
- [18] EVANS T S, LAMBIOTTE R. Line graphs, link partitions, and overlapping communities[J]. Physical Review E, 2009, 80(1): 016105.
- [19] 徐俊俊. 有源配电网状态感知与故障恢复方法研究[D]. 南京: 东南大学, 2019.
XU Junjun. Research on state awareness and fault restoration methods for active distribution networks [D]. Nanjing: Southeast University, 2019(in Chinese).
- [20] 鲍海波, 郭小璇. 求解含风电相关性区间潮流的仿射变换最优场景法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(18): 114-122.
BAO Haibo, GUO Xiaoxuan. Optimal scenario algorithm based on affine transformation applied to interval power flow considering correlated wind power[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(18): 114-122(in Chinese).
- [21] 陈艳波, 于尔铿. 电力系统状态估计[M]. 北京: 科学出版社, 2021.
CHEN Yanbo, YU Erkeng. Power system state estimation [M]. Beijing: Science Press, 2021(in Chinese).
- [22] KONG Min, LIU Qi, SHEN Zuhe. On the componentwise Krawczyk-Moore iteration[J]. Reliable Computing, 1999, 5(4): 359-370.
- [23] 卫志农, 颜全椿, 孙国强, 等. 考虑参数不确定性的电力系统区间线性状态估计[J]. 电网技术, 2015, 39(10): 2862-2868.
WEI Zhinong, YAN Quanchun, SUN Quoqiang, et al. Power system interval linear state estimation considering network parameter uncertainty[J]. Power System Technology, 2015, 39(10): 2862-2868(in Chinese).
- [24] NEUMAIER A. Interval methods for systems of equations[D]. Cambridge: Cambridge University Press, 1990.
- [25] 徐俊俊, 戴桂木, 吴在军, 等. 计及电动汽车和光伏不确定性的主动配电网量测优化配置[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(1): 57-64.
XU Junjun, DAI Guimu, WU Zaijun, et al. Optimal meter placement for active distribution network considering uncertainties of plug-in electric vehicles and photovoltaic systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(1): 57-64(in Chinese).



徐俊俊

在线出版日期: 2022-11-29。

收稿日期: 2022-02-15。

作者简介:

徐俊俊(1990), 男, 博士, 讲师, 主要研究方向为配电网态势感知、信息物理系统, jjxu@njupt.edu.cn;

*通信作者: 吴在军(1975), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为分布式发电与微网、变电站自动化、电能质量分析与控制等, zjwu@seu.edu.cn;

张腾飞(1980), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为智能电网信息处理、电力大数据分析等, tfzhang@126.com;

茅明明(1995), 女, 硕士, 主要研究方向为配电网状态估计、电力系统分布式优化, maomingming_chn@163.com;

胡秦然(1988), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向为分布式资源的聚合控制, qhu@seu.edu.cn。

(责任编辑 乔宝榆)

A Distributed Interval State Estimation Framework of Distribution Networks Based on Multi-source Measurements

XU Junjun¹, WU Zaijun^{2*}, ZHANG Tengfei¹, MAO Mingming³, HU Qinran²

(1. College of Automation & College of Artificial Intelligence, Nanjing University of Posts and Telecommunications; 2. School of Electrical Engineering, Southeast University; 3. State Grid Shanghai Pudong Electric Power Supply Company)

KEY WORDS: distribution network; state estimation; distributed optimization; distributed generation; multi-source data fusion; uncertainty

Due to the stochastic power injections of the distributed generation (DG), the processing of state estimation (SE) in the large-scale distribution network needs to consider more uncertainties and complexities, and the compatibility of multiple types of measurements also affects the state estimation results.

This paper proposes a distributed interval SE framework of distribution networks based on multi-source measurements, as shown in Fig. 1. Firstly, the large-scale distribution network is divided into several subareas based on the community discovery algorithm. Then, the interval number of local multi-source measurements are obtained. Using interval measurement transformation technology, a local interval SE model for the local distribution network

considering the bi-level uncertainty of measurements and line parameters is established:

$$\begin{bmatrix} [H] & -I \\ \mathbf{0} & [H]^T W \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [x] \\ [v] \end{bmatrix} := \begin{bmatrix} [z] \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (1)$$

where $[H]$ is the interval Jacobian matrix; $[x]$ and $[z]$ are the interval system state vector and the interval system measurement vector, respectively; $[v]$ is a dummy interval vector; W is the weighted matrix; I is an identity matrix. Finally, a modified interval optimization method named proposed Krawczyk-Moore algorithm (PKMA) is used to solve the local interval SE, and the interaction of boundary state between adjacent sub-areas is completed to output the global interval state results of the distribution network.

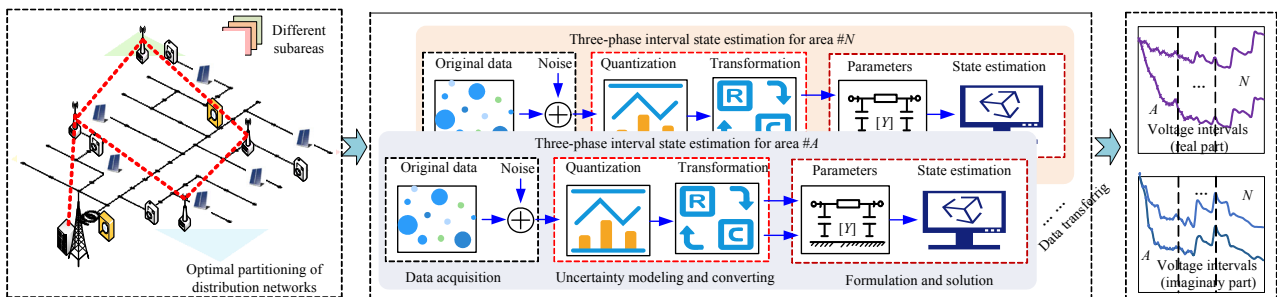


Fig. 1 Framework of the proposed distributed interval state estimation of distribution networks

A modified IEEE 123-bus consisting of four subareas is used as the test system to validate the feasibility and effectiveness of the proposed approach. Meanwhile, two other algorithms, traditional Krawczyk-Moore algorithm (TKMA) and MCS, are used to solve this interval problem. The partial SE results of buses voltage real part in two subareas are outlined as shown in Fig. 2. Obviously, the bounds of solutions obtained by both the TKMA and PKMA integrally contain the bounds obtained by the MCS. It can also be noticed that the bounds of the PKMA are a little narrower than that of TKMA, which demonstrates that the PKMA has the ability to reduce the overestimation of bounds compared with the existing approach. Moreover, the computing time of the distributed approach to obtaining the global interval

estimated results is 30.96s, while it takes 35.68s to obtain these results through the centralized one.

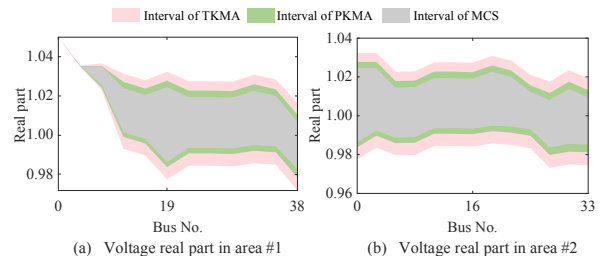


Fig. 2 Partial estimated results of buses voltage in two subareas

All in all, the proposed distributed interval SE method has the advantages in terms of better computational performance for tracking uncertainty tolerances and could be more suitable for the online application.