

面向电—热综合能源系统的 混合状态估计方法

张新鹤, 何桂雄, 李克成, 钟 鸣, 刘铠诚

(中国电力科学研究院有限公司, 北京 100192)

摘 要:综合能源系统(IES)涵盖电、热、气等多种能源类型,运行状态复杂、设备动态特性多样,为了保证 IES 安全可靠运行需要进行状态估计(SE)。在此背景下,针对 IES 状态估计时效性和准确性较差的问题,提出一种面向 IES 的混合状态估计方法。首先,分析耦合量测模型对 IES 量测冗余度的影响,以及量测冗余度增加对热网状态估计效果的影响;其次,在 IES 中引入分布式状态估计,构建 2 种不同区域划分场景并进行对比分析;最后,选取 30 节点电力网络与 17 节点热网耦合 IES 进行仿真分析,算例结果验证所提方法的有效性与实用性。

关 键 词:综合能源系统;混合状态估计;耦合设备;分布式估计;加权最小二乘

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2022.05.004 中图分类号:TM73 文章编号:1673-9140(2022)05-0035-09

Hybrid state estimation method for electric-thermal integrated energy systems

ZHANG Xinhe, HE Guixiong, LI Kecheng, ZHONG Ming, LIU Kaicheng

(China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: Integrated Energy System (IES) covers a variety of energy such as electricity, heat and gas, which have complex operating states and diverse dynamic characteristics of the equipment. Accurate state estimation (SE) helps IES operate safely and reliably. In this case, a method is proposed for IES mixed state estimation regarding to the poor timeliness and accuracy of IES estimation. Firstly, the influence of the coupling measurement model on the redundancy of IES measurement is analyzed, and the effect of heat network state estimation is improved according to the variation of redundancy. Then, the distributed state estimation is introduced into IES to construct two regional partitioning scenarios on the shared node type and shared line type. Finally, the simulation analysis of IES coupling between a 30-node power network and a 17-node heat network is investigated to verify the effectiveness and practicality of the proposed method.

Key words: integrated energy system; mixed state estimation; coupling device; distributed estimation; weighted least squares

收稿日期:2021-06-15;修回日期:2021-09-02

基金项目:国家电网公司总部科技项目(yd71-19-027)

通信作者:张新鹤(1990—),女,硕士,工程师,主要从事综合能源系统运行优化技术研究;E-mail:zhangxinhe10@126.com

综合能源系统(integrated energy system, IES)作为一种多能耦合的系统,包含了能源的生产、输送、存储、消费等多个环节^[1-2]。建设综合能源系统不仅可以增加社会供能系统的灵活性,还可以降低能源消耗所带来的环境污染。综合能源系统的安全稳定运行离不开状态估计(state estimation, SE),状态估计结果可以为后续综合能源系统优化调度、态势感知提供可靠数据^[3-4]。

目前,在 SE 模型改进方面,文献^[5-6]对 SE 模型中的目标函数进行了修改,采用指数型目标函数代替加权最小二乘算法,所提的 SE 模型可以自动消除异常数据,无需额外的不良数据辨识工作;文献^[7]提出了一种面向 IES 的加权最小绝对值双线性抗差状态估计方法并给出对应的解法,该方法有效地解决了天然气初值选择的难题;文献^[8]提出了一种半联合静态模型并应用到热网状态估计,考虑了热网和电网之间的耦合关系,完成了热电联合网络的状态估计;文献^[9]在考虑电—热—气多能耦合的前提下提出了基于多时间尺度的网络顺序状态估计方法,构建了兼顾多场景的状态估计全局一致性算法。上述文献均在 SE 模型上进行了创新,但较少考虑状态估计精度与周期的共同影响,当面临规模较大的能源系统时,传统状态估计算法的估计精度与时长很难保证在理想范围内,可能出现计算复杂、估计速度慢、各能源系统信息传递不及时等问题。若将 IES 划分为若干个小区域进行分布式状态估计,不仅可以保证状态估计的高效性,还能提升状态估计精度。

分布式状态估计^[10-11]概念最早在电力系统中被提出,现在分布式状态估计技术在电力系统中应用已较为成熟,但在热网与天然气管网中应用较少。分布式状态估计是将系统分为多个相互联系的子系统,这些子系统相互重叠,状态估计算法由各子系统状态估计与系统统一协调完成^[12-14]。文献^[15]在传统状态估计算法的基础上,考虑了等式约束优化问题,提出了一种分布式并行算法,但没有考虑在大节点系统中的适用性;文献^[16]提出了一种基于交替方向乘子法的分布式状态估计方法,在子系统冗余度低的情况下获得与集中式状态估计相近的结果,但忽略了子系统之间信息交互量大的问题。

针对上述问题,本文提出了一种面向电—热 IES 的混合状态估计方法。首先,根据不同能源特征描述了 IES 量测模型以及耦合设备模型,构建了一种基于耦合设备的 IES-SE 模型。其次,在 IES 中引入了分布式状态,并设置了不同区域划分场景进行对比分析。最后,通过对 30 节点电力网络与 17 节点热网耦合的 IES 进行仿真分析,验证了所提方法可有效降低状态估计误差与时长。

1 综合能源系统量测模型

IES 量测模型分为暂态模型与动态模型,动态量测模型可以较好地反映综合能源系统实时运行状态,但是动态量测模型的计算时间较长,计算效率低下,且针对规模较小的系统,暂态量测模型也有较好的适用性。IES 中电—热耦合关系如图 1 所示。



图 1 电—热耦合关系

Figure 1 Electrothermal coupling diagram

1.1 热网量测模型

热网系统主要由供水管道与回水管道组成,且能量传递方式通常为水蒸气或热水介质。根据热网系统特性可将热网分为水力模型和热力模型^[17-18]。

1) 水力模型。

水力模型作为一个水管网络,其流量连续方程、压强环路方程、水头损失方程分别对应电力系统中基尔霍夫电流、基尔霍夫电压、欧姆定律。水力模型的量测方程如下:

$$Am = m_q \quad (1)$$

$$h_f = Km | m | \quad (2)$$

$$Bh_f = 0 \quad (3)$$

式(1)~(3)中 m 为管道水流量; m_q 为节点水流量; A 为节点一支路关联矩阵; h_f 为水压降向量; K 为管道阻力系数向量; B 为水力模型回路关联矩阵。

2) 热力模型。

热网中供热管道与供水管道同时存在,每个热负荷节点对应 2 种温度,即供应温度 T_s 与返回温度 T_r ,热力模型的量测方程如下:

$$\Phi = c_p m_q (T_s - T_r) \quad (4)$$

$$T_{\text{end}} = (T_{\text{start}} - T_a e^{-\frac{\lambda L}{c_p m}} + T_a) \quad (5)$$

$$\sum (m_{\text{out}}) T_{\text{out}} = \sum (m_{\text{in}}) T_{\text{in}} \quad (6)$$

式(4)~(6)中 c_p 为水的比热容; Φ 为热负荷节点功率; T_{start} 、 T_{end} 为管道两端温度; m_{in} 、 m_{out} 为管道输入与输出流量; T_{out} 、 T_{in} 为节点混合温度与注入管道末端温度。

3) 热网量测方程。

热网量测量包括节点压强 p_{hi} 、管道流量 m_{ij} 、节点流量 L_i 、节点热负荷 Φ_i 、节点供应温度 T_{si} 、节点返回温度 T_{ri} 。选取热网节点压强 p_{hi} 、节点供应温度 T_{si} 、节点返回温度 T_{ri} 作为状态量。

$$\begin{cases} p_{hi} = p_{hi} \\ m_{ij} = \frac{1}{\sqrt{K_{ij}}} \frac{p_{hi} - p_{hj}}{\sqrt{|p_{hi} - p_{hj}|}} \\ L_i = \sum_{j \in i} \frac{1}{\sqrt{K_{ij}}} \frac{p_{hi} - p_{hj}}{\sqrt{|p_{hi} - p_{hj}|}} \\ \Phi_i = C_p L_i (T_{si} - T_{ri}) \\ T_{si} = T_{si} \\ T_{ri} = T_{ri} \end{cases} \quad (7)$$

式中 K_{ij} 为管道阻力系数; $j \in i$ 为所有与节点 i 相连的节点 j 。

1.2 耦合元件模型

耦合设备能实现不同能源的相互作用,热电联产机组(combined heat and power, CHP)可实现电—热—气之间的耦合,在此处只作为电—热耦合设备进行分析。

CHP 机组一般分为背压与抽凝 2 种工作模式,背压式 CHP 机组热电比恒定,抽凝式 CHP 机组热电比是变化的,其出力的大小与消耗天然气速率有关。本文采用背压式 CHP 机组作为电—热耦合设备,CHP 输出热电比可表示为

$$D_{\text{CHP}} = \frac{d_{\text{CHP},r}}{d_{\text{CHP},d}} \quad (8)$$

式中 $d_{\text{CHP},r}$ 为输出热功率; $d_{\text{CHP},d}$ 为输出电能功率; D_{CHP} 为产热产电比。

2 综合能源系统混合状态估计模型

IES 混合状态估计模型主要包括耦合设备状态

估计模型与分布式状态估计模型两部分。耦合状态估计模型主要通过耦合设备减少热网系统状态量,增加热网系统量测冗余度,实现状态估计精度的提升。分布式状态估计模型通过对综合能源系统进行区域划分,实现状态估计精度的提升,估计时长的降低。

2.1 基于耦合设备的综合能源系统状态估计模型

1) 电—热 IES-SE 模型。

本文所提 IES-SE 模型在基于电力系统加权最小二乘算法的基础上,对目标函数以及量测量函数进行修改,最小化各能源系统估计值与量测值之间的误差加权平方和,目标函数如下:

$$\begin{cases} \min J(x) = [\mathbf{z}_e - h_e(\mathbf{x}_e)]^T \mathbf{R}_e^{-1} [\mathbf{z}_e - h_e(\mathbf{x}_e)] + \\ \quad [\mathbf{z}_h - h_h(\mathbf{x}_h)]^T \mathbf{R}_h^{-1} [\mathbf{z}_h - h_h(\mathbf{x}_h)] \\ \text{s.t. } c([\mathbf{x}_e^T, \mathbf{x}_h^T]^T) = 0 \\ \mathbf{z}_e = [\bar{U}_g, \bar{P}_g, \bar{Q}_g, \bar{P}_{i,g}, \bar{Q}_{i,g}]^T \\ \mathbf{z}_h = [\bar{p}_{h,i}, \bar{m}_{ij}, \bar{L}_i, \bar{\Phi}, \bar{T}_{ri}, \bar{T}_{si}]^T \end{cases} \quad (9)$$

式中 \mathbf{z}_e 、 \mathbf{z}_h 为电网、热网量测列向量; \mathbf{x}_e 、 \mathbf{x}_h 为电网、热网状态估计列向量; \bar{U}_g 、 \bar{P}_g 、 \bar{Q}_g 、 $\bar{P}_{i,g}$ 、 $\bar{Q}_{i,g}$ 分别为电网节点电压幅值、线路有功功率、线路无功功率、节点注入有功功率、节点注入无功功率; $\bar{p}_{h,i}$ 、 \bar{m}_{ij} 、 \bar{L}_i 、 $\bar{\Phi}$ 、 \bar{T}_{ri} 、 \bar{T}_{si} 分别为热网节点压强、管道流量、节点流量、热负荷、节点供应温度、节点返回温度; h 为量测方程; \mathbf{R}_e^{-1} 、 \mathbf{R}_h^{-1} 为电网与热网的协方差矩阵; $c([\mathbf{x}_e^T, \mathbf{x}_h^T]^T)$ 为电—热耦合能源系统中耦合元件等式约束。针对零等式约束条件的处理方式,本文选择将所有的零约束条件转化为误差极小的伪量测量。

2) 耦合设备对冗余度影响分析。

耦合元件可以实现不同能源间量测量的转化,但前提必须符合基尔霍夫定律。假设已知某能源系统的部分状态量,通过耦合方程、潮流计算以及量测量方程计算出需要消去的状态量,在状态估计过程中不需要估计该状态量,同时由于降低了状态量数量和系统冗余度,增加了状态估计精度^[8]。以热网状态量中节点返回温度为例,通过热网节点负荷与热网节点供应温度计算出热网节点返回温度,具体计算过程如图 2 所示。

$$\Delta\theta_{B-A} = \frac{\Delta\theta'_{B-A} + \Delta\theta''_{B-A}}{2} \quad (15)$$

子系统 B 中节点电压相角相对于子系统 B 参考点的值可表示为

$$\Delta\theta_{B(A)} = \theta_{B(B)} + \Delta\theta_{B-A} \quad (16)$$

式中 $\Delta\theta'_{B-A}$ 为联络线 mp 上子系统 B 中参考节点相对于子系统 A 中参考节点的相角差; $\Delta\theta''_{B-A}$ 为联络线 nq 上子系统 B 中参考节点相对于子系统 A 中参考节点的相角差。

3 混合状态估计模型求解

3.1 状态估计模型的求解步骤分析

混合状态估计模型求解在 Matlab 环境下主要分为耦合设备状态估计与分布式状态估计 2 个阶段。第 1 阶段主要根据 CHP 电—热耦合设备计算出热网系统中耦合节点的节点返回温度,并实现 IES-SE,第 2 阶段在上一阶段的基础上对各子系统同时进行分布式状态估计,最后对状态估计结果进行归并。混合状态估计模型求解如图 5 所示。

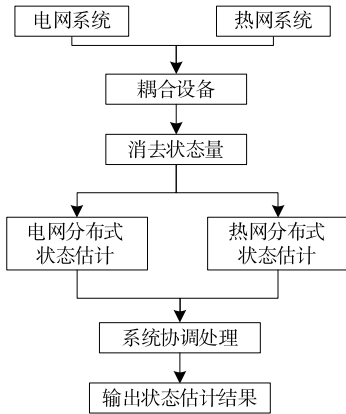


图 5 混合状态估计求解步骤

Figure 5 Steps for mixed state estimation solution

3.2 混合状态估计模型的求解算法

在实际 IES-SE 中,最小二乘算法作为常用算法,具有估计质量高、计算简洁的特性,而牛顿迭代求解法常被用来求解最小二乘算法,具有收敛速度快的特点,因此本文采用牛顿拉夫逊法^[19]对混合模型求解。

根据牛顿法的求解步骤,对各子系统的目标函数 $J(x_i)$ 在某一点 x_0 出展开处理,即

$$J(x_i) = [\mathbf{z}_i - h(x_i)]^T \mathbf{R}_i^{-1} [\mathbf{z}_i - h(x_i)] \quad (17)$$

$$h(x_i) \approx h(x_{i0}) + \mathbf{H}(x_{i0}) \Delta x_i \quad (18)$$

$$\Delta x_i = x_i - x_{i0} \quad (19)$$

$$\mathbf{H}(x_{i0}) = \left. \frac{\partial h(x_i)}{\partial x_i} \right|_{x=x_{i0}} \quad (20)$$

$$\mathbf{H}(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1}{\partial x_1} & \frac{\partial h_2}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial h_m}{\partial x_1} \\ \frac{\partial h_1}{\partial x_2} & \frac{\partial h_2}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial h_m}{\partial x_2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial h_1}{\partial x_n} & \frac{\partial h_2}{\partial x_n} & \cdots & \frac{\partial h_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (21)$$

式中 $H(x)$ 为量测矢量的雅可比矩阵,其为 $m \times n$ 阶矩阵; m 为量测量的数量; n 为状态量数量。将式 (18) 代入至目标函数 $J(x)$ 中并配方可得

$$J(x_i) = \Delta \mathbf{z}_i^T [\mathbf{R}_i^{-1} - \mathbf{R}_i^{-1} \mathbf{H}(x_{i0}) \sum (x_{i0}) \cdot \mathbf{H}_i^T(x_{i0}) \mathbf{R}_i^{-1}] \Delta \mathbf{z}_i + [\Delta x_i - \sum (x_{i0}) \cdot \mathbf{H}_i^T(x_{i0}) \mathbf{R}_i^{-1} \Delta \mathbf{z}_i] \sum^{-1}(x_{i0}) [\Delta x_i - \sum (x_{i0}) \mathbf{H}_i^T(x_{i0}) \mathbf{R}_i^{-1} \Delta \mathbf{z}_i] \quad (22)$$

根据式 (22) 可知,要使得 $J(x)$ 最小,忽略掉常数项,即

$$\Delta x_i = \sum (x_{i0}) \mathbf{H}_i^T(x_{i0}) \mathbf{R}_i^{-1} \Delta \mathbf{z}_i \quad (23)$$

$$x_i = x_{i0} + \Delta x_i = x_{i0} + \sum (x_{i0}) \mathbf{H}_i^T(x_{i0}) \mathbf{R}_i^{-1} \Delta \mathbf{z}_i \quad (24)$$

采用迭代法使得 x_i 趋向于 x_{i0} ,忽略掉泰勒展开式中的非线性项,选择一个初值,进行迭代处理,逐次求取 x_i ,初值的选定直接关系到状态估计是否能收敛,迭代过程中第 $l+1$ 次 x_i 的值为

$$x_i^{l+1} = x_i^l + [\mathbf{H}_i^T(x_i^l) \mathbf{R}_i^{-1} \mathbf{H}_i(x_i^l)]^{-1} \mathbf{H}_i^T(x_i^l) \mathbf{R}_i^{-1} [\mathbf{z}_i - h(x_i^l)] \quad (25)$$

设置迭代收敛判据,当迭代达到收敛条件时,循环结束,输出状态估计结果。

4 仿真分析

本文搭建 IES 包括 30 节点电力网络与 17 节点热网网络,共包含 41 条输电线路与 16 条热网管道。电网中节点 2 与热网节点 2 通过 CHP 机组相连,系统拓扑结构及参数如图 6 所示。仿真算例包括单独

系统分布式算例与电—热耦合系统混合状态估计算例。

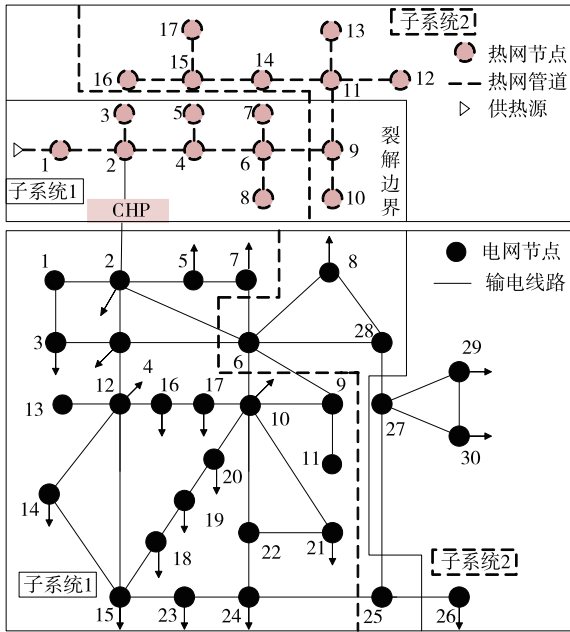


图6 综合能源系统拓扑

Figure 6 Integrated energy system topology

4.1 单独系统分布式状态估计算例分析

单独系统分布式状态估计算例中的量测量是通过潮流计算结果添加高斯噪声得到的,在热网系统中,以热网系统9节点与10节点相连的连接线为裂解边界,将热网系统拆分为2个并行运行的热网子系统,分别为热网9节点系统与10节点系统。在电网系统中,以节点6、8、24、25、28相连的连接线为裂解边界,将电力系统拆分为2个并行运行的电网子系统,分别为电网26节点系统与9节点系统,具体划分如图6所示。

为验证分布式系统状态估计方法的有效性,采用平均估计误差公式进行评判,平均估计误差的计算公式如下:

$$s = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{y_i - y_{\text{real}}}{y_{\text{real}}} \right) \quad (26)$$

式中 n 为系统节点数量; y_i 为估计值; y_{real} 为真实值。

IEEE 30 节点系统分区结果如表 1 所示。由表 1 可知,传统最小二乘法做电力系统状态估计,节点电压幅值平均估计误差为 0.051 6, 相比而言,分布式状态估计误差为 0.028 1, 可看出分布式状态估计算法具有较高的估计精度。

表 1 IEEE 30 节点系统分区结果

Table 1 Analysis of voltage amplitude estimation results of power system nodes

网络类别	平均估计误差	
	分布式状态估计	传统状态估计
电力系统(30 节点)	0.028 1	0.051 6
子系统(9 节点)	0.027 5	—
子系统(26 节点)	0.029 6	—

热网系统节点压强估计结果分析如表 2 所示。由表 2 可知,将热网系统划分为 2 个子系统后,各子系统的估计精度得到了提升,整个系统的估计精度随之增加;热网系统经过分布式处理后,联络线上的量测量得到了利用,增加了各子系统的量测冗余度,从而增加了状态估计效果;热网状态估计精度相比于电网系统有所下降,考虑到热网系统对负荷的响应速度较慢,传统加权最小二乘算法的局限性,会导致状态估计精度有所下降。

传统集中式状态估计方法的估计周期较长,在大节点系统中适用性较差,为验证分布式算法对估计时长的影响,在单独系统状态估计算例中统计分布式状态估计算例收敛所用时间与传统状态估计算例收敛所用时间。

表 2 热网系统节点压强估计结果分析

Table 2 Analysis of pressure estimation results of heat network system nodes

网络类别	平均估计误差	
	分布式状态估计	传统状态估计
热网系统(17 节点)	0.035 6	0.071 6
子系统(10 节点)	0.034 4	—
子系统(9 节点)	0.037 3	—

电力估计时长分析如表 3、4 所示。根据表 3、4 中仿真结果可知,不做分布式处理时,30 节点电力系统状态估计周期为 1.346 ms, 17 节点热网系统状态估计周期为 14.478 ms。当采用分布式状态估计

表 3 电力系统节点电压幅值估计时长分析

Table 3 Analysis of voltage amplitude estimation duration of power system nodes

网络类别	估计时长/ms	
	分布式状态估计	传统状态估计
电力系统(30 节点)	0.621	1.346
子系统(9 节点)	0.376	—
子系统(26 节点)	0.621	—

表 4 热网系统节点压强估计时长分析

Table 4 Analysis of estimated length of pressure at nodes of the heat network system

网络类别	估计时长/ms	
	分布式状态估计	传统状态估计
热网系统(17 节点)	4.143	14.478
子系统(10 节点)	4.143	—
子系统(9 节点)	3.183	—

时,电网各子系统状态估计周期最长为 0.376 ms,热网各子系统状态估计周期最长为 4.143 ms,由此可知,分布式状态估计相比于传统状态估计具有更短的状态估计周期。

4.2 分布式系统区域划分场景分析

对比 IES 在不同的分布式场景下状态估计效果,将热网系统划分为共用节点式与共用线路式,对比 2 种不同场景下状态估计效果。

针对共用节点场景,将热网系统在节点 9 处裂解,此时系统被分解为 2 个子系统,每次子系统中均包含 9 个节点,具体划分如图 7 所示。

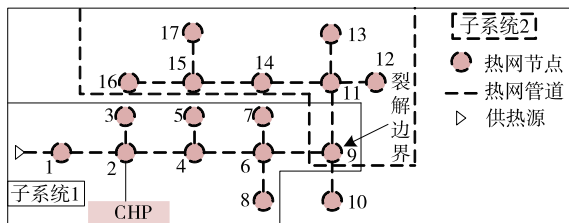


图 7 共用节点式划分方式

Figure 7 Common node partitioning mode

针对分布式系统共用线路的场景,将热网系统在节点 9 与节点 10 的联络线处裂解,此时系统也被分解为 2 个子系统,分别为 10 节点系统与 9 节点系统。具体划分方式如图 8 所示。估计值对比分别如图 9、10 所示。

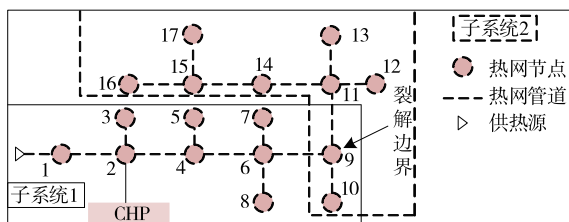


图 8 共用线路式划分方式

Figure 8 Common line type division

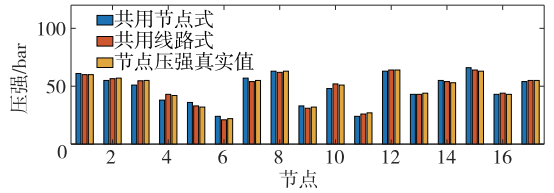


图 9 热网节点压强估计值对比

Figure 9 Comparison diagram of estimated supply temperature of heat network nodes

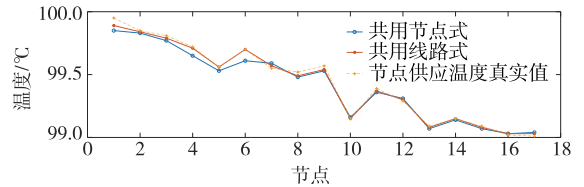


图 10 热网节点供应温度估计值对比

Figure 10 Comparison diagram of estimated supply temperature of heat network nodes

根据图 9、10 中仿真结果可以看出,在节点 1、4、5、6 处,共用节点式场景节点供应温度与真实值相差较大,相比而言共用线路式场景具有更好的估计精度,节点压强与节点供应温度均与真实值有较高的拟合度。

4.3 混合状态估计算例分析

对比做混合状态估计前的效果,选择热网节点压强、节点供应温度、节点电压幅值作为研究对象。估计结果如图 11~13 所示,估计误差如图 14、15 所示。估计误差计算公式^[20-21]为

$$r_i = \frac{|y_i - y_{real}|}{y_{real}} \quad (27)$$

式中 y_i 为估计值; y_{real} 为真实值。

由图 14、15 中可知,在 IES 中采用混合状态估计算法后,热网节点压强估计误差下降最大值达到了 0.02,电网节点压强估计误差在 25~30 节点处下

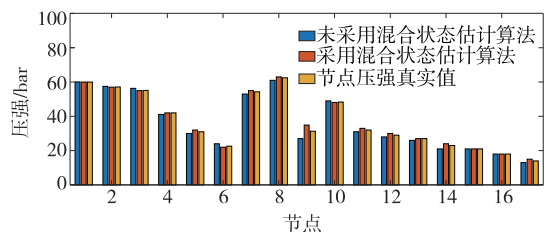


图 11 热网节点压强估计值对比

Figure 11 Comparison diagram of estimated pressure of heat network nodes

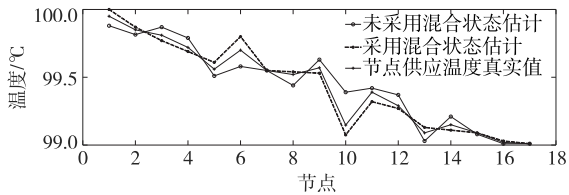


图 12 热网节点压强估计值对比

Figure 12 Comparison diagram of estimated supply temperature of heat network nodes

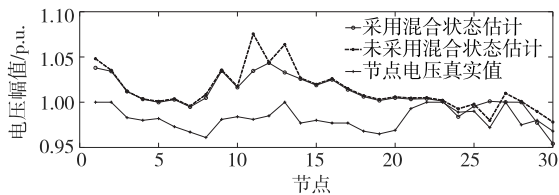


图 13 电网节点电压幅值估计值对比

Figure 13 Comparison diagram of estimated voltage amplitude of grid nodes

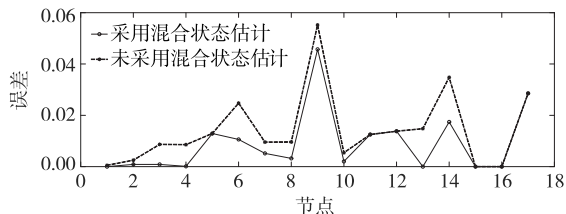


图 14 热网节点压强估计误差对比

Figure 14 Comparison diagram of pressure estimation error of heat network nodes

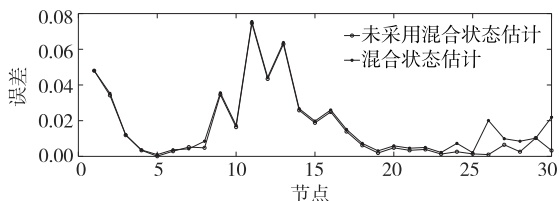


图 15 电网节点电压幅值估计误差对比

Figure 15 Comparison diagram of voltage amplitude estimation error of grid nodes

降明显,下降最大值可达 0.02,考虑到热网节点 2 与电网节点 2 为耦合节点,状态量可直接通过耦合模型计算得出,所以在此处状态估计误差无较大变化^[22]。

5 结语

本文针对 IES-SE 准确性差、估计周期长的问题,提出了一种电—热综合能源系统混合状态估计方法,主要结论如下:

1)与传统最小二乘算法相比,保证了状态估计的时效性,降低了状态估计误差,具有较高的状态估计精度;

2)在单独热网系统中实现了分布式状态估计,构建了共用节点式与共用线路式 2 种塔接式分布式场景,在热网系统中共用线路式的塔接式分布式场景具有较高的状态估计精度。

本文仅所考虑综合能源系统中各子系统节点数相对较少,未考虑大节点综合能源的情况,同时还未考虑在综合能源系统耦合设备数量增加的情况下,所提混合状态估计方法的适用性,下一步将以此为研究方向。

参考文献:

- [1] 王伟亮,王丹,贾宏杰,等.能源互联网背景下的典型区域综合能源系统稳态分析研究综述[J].中国电机工程学报,2016,36(12):3292-3306.
WANG Weiliang, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Review of steady-state analysis of typical regional integrated energy system under the background of energy internet[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(12): 3292-3306.
- [2] 邓杰,姜飞,王文焯,等.考虑电热柔性负荷与氢能精细化建模的综合能源系统低碳运行[J].电网技术,2022,46(5):1692-1704.
DENG Jie, JIANG Fei, WANG Wenye, et al. Low-carbon optimized operation of integrated energy system considering electric-heat flexible load and hydrogen energy refined modeling[J]. Power System Technology, 2022, 46(5): 1692-1704.
- [3] 朱罡,王茂春.含新能源发电的电力系统状态估计研究[J].电网与清洁能源,2020,36(4):32-40+47.
ZHU Gang, WANG Maochun. Research on state estimation of power system with new energy generation[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(4): 32-40+47.
- [4] 高强,刘畅,金道杰,等.考虑综合需求响应的园区综合能源系统优化配置[J].高压电器,2021,57(8):159-168.
GAO Qiang, LIU Chang, JIN Daojie, et al. Optimal configuration of park-level integrated energy system considering integrated demand response[J]. High Voltage Apparatus, 2021, 57(8): 159-168.

- [5] 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.
- [6] 付艳兰,陈艳波,姚锐,等.基于最大指数绝对值目标函数的抗差状态估计方法[J].电网技术,2013,37(11):3166-3171.
FU Yanlan,CHEN Yanbo,YAO Rui,et al.A robust state estimation approach based on objective function of maximum exponential absolute value[J].Power System Technology,2013,37(11):3166-3171.
- [7] 郑顺林,刘进,陈艳波,等.基于加权最小绝对值的电—气综合能源系统双线性抗差状态估计[J].电网技术,2019,43(10):3733-3744.
ZHENG Shunlin,LIU Jin,CHEN Yanbo,et al.Bilinear robust state estimation based on weighted least absolute value for integrated electricity-gas system[J].Power System Technology,2019,43(10):3733-3744.
- [8] 董今妮,孙宏斌,郭庆来,等.热电联合网络状态估计[J].电网技术,2016,40(6):1635-1641.
DONG Jinni,SUN Hongbin,GUO Qinglai,et al.State estimation for combined electricity and heat networks [J].Power System Technology,2016,40(6):1635-1641.
- [9] 刘鑫蕊,李垚,孙秋野,等.基于多时间尺度的电—气—热耦合网络动态状态估计[J].电网技术,2021,45(2):479-490.
LIU Xinrui,LI Yao,SUN Qiuye,et al.Interaction and joint state estimation of electric-gas-thermal coupling network[J].Power System Technology,2021,45(2):479-490.
- [10] 郑锐邦.基于加权最小二乘分布式电源电力系统状态估计[J].云南电力技术,2019,47(6):83-87+92.
ZHENG Ruibang.The weighted least squares state estimation of the power system with distributed generation [J].Yunnan Electric Power,2019,47(6):83-87+92.
- [11] 夏世威,张茜,余璟,等.基于一致性理论的多区域电力系统分布式状态估计[J].电力自动化设备,2019,39(12):140-147.
XIA Shiwei,ZHANG Qian,YU Jing,et al.Distributed state estimation of multi-area power systems based on consensus algorithm[J].Electric Power Automation Equipment,2019,39(12):140-147.
- [12] 潘本仁,王和春,张妍,等.含分布式电源的主动配电网重构策略研究[J].电力系统保护与控制,2020,48(15):102-107.
PAN Benren,WANG Hechun,ZHANG Yan,et al.Study on an active distribution network reconstruction strategy with distributed power supply[J].Power System Protection and Control,2020,48(15):102-107.
- [13] 汪洋,陈风云,肖文,等.考虑不确定性和含换电站的直流微电网优化研究[J].智慧电力,2020,48(7):46-51.
WANG Yang,CHEN Fengyun,XIAO Wen,et al.Optimization of DC microgrid considering uncertainty and battery swap station[J].Smart Power,2020,48(7):46-51.
- [14] 朱溪,曾博,徐豪,等.一种面向配电网负荷恢复力提升的多能源供需资源综合配置优化方法[J].中国电力,2021,54(7):46-55.
ZHU Xi,ZENG Bo,XU Hao,et al.An integrated optimal allocation method of multi-energy supply and demand side resources for load resilience enhancement of distribution system[J].Electric Power,2021,54(7):46-55.
- [15] 韩富春,任先成.电力系统状态估计的分布式并行处理[J].太原理工大学学报,2003,34(6):664-667.
HAN Fuchun,REN Xiancheng.Pvm power system state estimation based on distributed and parallel processing [J].Journal of Taiyuan University of Technology,2003,34(6):664-667.
- [16] KEKATOS V,GIANNAKIS G B.Distributed robust power system state estimation[J].IEEE Transactions on Power Systems,2013,28(2):1617-1626.
- [17] 陈艳波,姚远,杨晓楠,等.面向电—热综合能源系统的双线性抗差状态估计方法[J].电力自动化设备,2019,39(8):47-54.
CHEN Yanbo,YAO Yuan,YANG Xiaonan,et al.Bilinear robust state estimation method for integrated electricity-heat energy systems[J].Electric Power Automation Equipment,2019,39(8):47-54.