计及气网管存效应的综合能源系统分布鲁棒优化调度

易文飞1,卜强生1,路 珊2,秦英明3,李培帅3

(1. 国网江苏省电力有限公司电力科学研究院,江苏 南京 211103;

2. 东南大学 电气工程学院,江苏 南京 210096;3. 南京理工大学 自动化学院,江苏 南京 210094)

摘要:可再生能源接入的综合能源系统具有不确定性特征,然而随机规划与鲁棒优化等求解方法存在鲁棒性 不足或过于保守等问题。气网管存是综合能源系统中重要的灵活性资源,可以有效平抑不确定性的影响。 鉴于此,提出计及气网管存效应的综合能源系统分布鲁棒优化调度方法,通过充分利用系统中的灵活性资 源,促进可再生能源消纳,实现系统安全稳定运行。在分析天然气管道中气体流动特性和管存效应的基础 上,以系统综合成本最低为目标,建立计及气网管存效应的综合能源系统优化调度模型。针对风电出力和电 负荷不确定性特征的差异性,分别采用概率分布集和梯形模糊函数对风电出力和电负荷不确定性进行刻画。 在此基础上,建立综合能源系统分布鲁棒优化调度模型,并采用列约束生成算法进行求解。最后,通过算例 分析验证了所提方法的准确性与有效性,并且结果表明所提方法在应对不确定场景时具有较强的调节能力 和良好的经济性。

0 引言

综合能源系统 IES(Integrated Energy System) 可以有效接入风、光等环境友好型新能源,打破传统 电、气、热、冷等异质能源之间的壁垒,提高能源利用 效率^[1]。发展 IES 是改变我国以煤为主的能源结构、 推动实现碳中和目标、促进经济可持续发展的重要 手段^[2]。可再生能源高比例接入以及多种异质能源 高度耦合等因素导致 IES 呈现强不确定性、调控资 源众多、高复杂度等特点,给系统的运行控制带来了 极大的挑战。因此,为充分发挥和利用可控资源的 潜力,研究 IES 优化调度方法,从而平抑不确定性的 影响,促进可再生能源消纳,具有实际研究意义。

IES中耦合有多种异质能源,相比于传统的能源 系统,其优化调度问题更加复杂^[3]。风电出力与需 求侧用户行为的不确定性导致IES的不确定性特征 显著,极大地影响了IES对风电的消纳。当前已有 针对不确定性平抑开展的研究,如利用气网的管存 等灵活性资源,提出不确定性优化方法等。IES中电 网侧能量往往以光速传输,与之相比天然气传输则 存在着明显的"慢特性",气体可以暂存于管道中,即 为管存^[4]。文献[5]构建了气网管存模型,并且分析 了该灵活性资源对于平抑不确定性的重要作用。文 献[6-7]分别在IES需求响应和优化调度问题中考虑 了管存这种灵活性资源的积极作用,并且取得了良 好的效果。文献[8]利用Weymouth稳态潮流模型来 刻画天然气气流和两端气压的关系,通过气流量差

收稿日期:2021-07-17;修回日期:2022-01-26 在线出版日期:2022-03-16 来求取管存。文献[9]采用偏微分方程来描述天然 气传输的慢动态过程,虽然其可以有效刻画气体的 传输过程,但是基于偏微分方程的调度优化模型往 往复杂难解。作为另外一种重要的灵活性资源,IES 中电力系统侧的储能系统ESS(Energy Storage System)可以通过充放电来实现能源的时空转移,从而 起到平抑不确定性、提升系统灵活性的作用^[10]。文 献[11]构建了包含储能的IES优化调度模型。文献 [12]分析了储能在提高IES运行经济性和灵活性方 面的效果。但是,电力系统侧最常见的储能设备为 电化学储能,充放电的深度、功率均会对其寿命产生 影响^[13]。当前IES优化调度研究中,储能模型构建 往往人为设置电量上下限,而鲜有分析储能充放电 对其寿命影响的,通过对储能充放电进行合理调度, 可以有效提高储能使用寿命,降低IES的维护成本。

上述研究通过 IES 中灵活性资源的调控,降低 不确定性因素的影响,但是均基于传统确定性优化 方法展开,具有一定的局限性。鉴于此,有的学者提 出了针对 IES 的不确定性优化方法,如随机规划 SP (Stochastic Programming)¹⁴¹和鲁棒优化 RO(Robust Optimization)^{115]}方法。SP基于不确定变量的概率密 度函数假设,其鲁棒性较差;而RO虽然具有良好的 鲁棒性,但是其决策为最恶劣场景下的最优解,具有 保守性。分布鲁棒优化DRO(Distributionally Robust Optimization)^{116]}不需要假设不确定性变量的具体概 率分布,相比于 SP具有更高的鲁棒性;DRO可以充 分利用大量历史数据的概率信息,有效解决了 RO 保守度较高的问题。文献[17]构建了一定置信度下 IES的DRO模型,并且对比分析了DRO与SP、RO的优化效果。文献[18]提出基于Wasserstein距离的IES多能流DRO方法。需要注意的是,当前DRO的相关研究中,负荷的不确定性往往和可再生能源出力的不确定性采用同样的表征方法,而且在实际运行中该2类不确定性特征是具有明显差异的。

综上,本文建立了计及气网管存效应的IES优 化调度模型,其目标函数包括风电消纳成本、常规机 组CU(Conventional Unit)启停与运行成本、购气成 本以及储能衰退成本。考虑不确定性因素对具有高 复杂度的IES运行的影响,构建了针对风电出力不 确定性的概率分布集合以及刻画负荷不确定性的梯 形模糊函数,并在此基础上建立了IES的DRO调度 模型。最后,通过算例分析验证了本文所提方法在 利用灵活性资源进行不确定性平抑、降低系统运行 成本、促进风电消纳等方面的积极作用。

1 IES结构及气网管存模型

1.1 IES结构

电-热-气混联 IES 实现了电力系统侧、天然气 系统侧以及热网侧能源子系统间的有效耦合,其包 含 CU、风电机组 WT(Wind Turbine)、电网侧 ESS、电 锅炉 EB(Electrical Boiler)、热电联产 CHP(Combined Heat and Power)机组、电转气 P2G(Power to Gas) 等设备, IES 的结构示意图见附录 A 图 A1。

与电力系统相比,IES中的不确定性因素更加复杂,对系统运行影响更加显著。一方面,IES中各能源子系统的运行决策以及运行工况扰动均会对其他子系统造成影响;同时,由于电、气、热等能源子系统的动态特性不同,不同子系统中的设备控制特性、网络特性等具有明显的差异,相较于传统的电力系统,IES的优化调度问题更为复杂。另一方面,风电、负荷等不确定性因素除了会对电网侧的运行工况造成影响,还会通过多种能源形式的转化而对气、热等网络系统的运行造成影响,合理地处理不确定性问题是制定多个能源网络合理的调度决策、充分发挥多种能源互补带来的高效能源利用优势的基础和前提,这对于提高IES运行的经济性和安全性、促进可再生能源消纳具有重要意义。

气网管存是 IES 中的灵活性资源,合理地对其 进行利用可以平抑不确定性,提升系统运行的灵活 性。针对 SP 和 RO 在处理不确定性方面的不足,引 人 DRO 理论与方法,并分别利用概率分布集合与梯 形模糊函数进行了风电出力与负荷的不确定性表 征。在此基础上,提出计及气网管存效应的 IES DRO 调度方法,以充分发挥气网管存对不确定性的 平抑作用,并通过不确定因素的分类刻画对 DRO 模 型进行了改进,以提高不确定环境下系统运行的鲁 棒性、安全性和经济性。

1.2 天然气网络管存模型

天然气在管道中传输时具有较为明显的慢动态 特性,管道可以对天然气进行存储,表现出管存效 应。天然气网络的管存是一种有效的灵活性资源, 其可以有效缓解IES中不确定性的消极影响。天然 气在管道中的流动状况如附录A图A2所示,天然气 管存模型^[7]具体如下:

$$\frac{f_{\mathrm{T},t} - f_{\mathrm{T},t}}{L} + \frac{\pi D^2}{4CRZ\rho} \frac{\bar{\phi}_{t-1} - \bar{\phi}_t}{\Delta t} = 0 \tag{1}$$

$$\overline{f}_{\iota} \left| \overline{f}_{\iota} \right| + \left(\frac{\pi}{4} \right)^2 \frac{D^5}{C \mu R Z \rho^2} \frac{\phi_{\mathrm{T},\iota}^2 - \phi_{\mathrm{L},\iota}^2}{L} = 0$$
(2)

$$\begin{cases} \overline{f}_{t} = \frac{f_{1,t} + f_{T,t}}{2} \\ \overline{\phi}_{t} = \frac{\phi_{1,t} + \phi_{T,t}}{2} \end{cases}$$
(3)

式中:下标 t 为调度时段的编号; Δt 为一个调度时 段,本文取1h; f_{L_i} 和 f_{T_i} 分别为管道起点和终点的气 流量; ϕ_{L_i} 和 ϕ_{T_i} 分别管道起点和终点的气压; $\overline{f_i}$ 为管 道中气流量平均值; $\overline{\phi_i}$ 为管道中点处的气压值;L为 管道长度;D为管道直径;C为气体温度;R为摩尔气 体常量;Z为气体压缩系数; ρ 为标准气体密度; μ 为 摩擦因子。

分析式(2)可知,管道中流入和流出的气流量并 不相同,该气流量的差值部分留存在了管道内部,即 为天然气网络管存,可以通过如下公式计算求取:

$$Q_{t} = \frac{\pi D^{2}}{4CRZ\rho} \frac{\phi_{\mathrm{I},t} + \phi_{\mathrm{T},t}}{2}$$
(4)

式中:Q,为管道内存储的气体体积。分析式(4)可 知,管道内管存的容量与两端节点的气压相关。当 末端节点的负荷增大时,节点气压降低,此时管存能 力降低,气体需要向外释放,该部分释放的管存恰好 可以直接供应给增大的负荷。同时,考虑到气体传 输具有慢动态特性,管道内存储气体体积还与前一 时段管道内气体体积有关,存在如下关系:

$$Q_{t} = Q_{t-1} + f_{\mathrm{I},t} - f_{\mathrm{T},t} \tag{5}$$

需要注意的是,式(4)与式(5)从不同角度对管 存气体进行了描述,式(4)描述了同一时段下,管存 气体容量与管道两端气压的关系;式(5)描述了同一 管道中,管存气体容量在当前时段的值与上一时段 的值的关系。

由式(2)可知,天然气管道传输流量与节点气压 呈现明显的非线性特征,本文采用文献[8]中的增量 分段线性化逼近法对其进行线性化处理,从而保证 模型易于求解。该线性化方法不是本文的研究重 点,故不再赘述。

2 IES确定性优化调度模型

2.1 电力系统约束条件

2.1.1 网络约束

1)潮流约束。

本文针对IES电力系统侧的潮流特性,采用直流潮流模型对其进行描述,具体如下^[19]:

$$\begin{cases} \boldsymbol{P}_{t}^{\text{line}} = \boldsymbol{B}_{\text{diag}} \boldsymbol{L} \boldsymbol{B}^{-1} \left(\boldsymbol{P}_{t}^{\text{Wind}} + \boldsymbol{P}_{t}^{\text{G}} + \boldsymbol{P}_{t}^{\text{CHP}} - \boldsymbol{P}_{t}^{\text{ESS}} - \boldsymbol{P}_{t}^{\text{Load}} - \boldsymbol{P}_{t}^{\text{EB}} - \boldsymbol{P}_{t}^{\text{P2G}} \right) \\ \boldsymbol{B}_{\text{diag}} = \text{diag} \left\{ \frac{1}{x_{1}}, \frac{1}{x_{2}}, \cdots, \frac{1}{x_{N'}} \right\} \end{cases}$$
(6)

式中: x_l (l=1,2,…,N')为支路l的电抗,N'为系统总 支路数; P_t^{line} 为流过支路的有功功率向量;L为系统 支路节点的连接矩阵;B为系数矩阵; P_t^{Wind} 、 P_t^{C} 、 P_t^{CHP} 、 P_t^{ESS} 、 P_t^{Load} 、 P_t^{EB} 、 P_t^{P2C} 分别为WT、CU、CHP机组、ESS、 负荷、EB、P2G设备的有功功率向量。

2)线路传输功率约束。

系统中的线路潮流应不大于线路所能承载的最 大传输功率,具体如下:

$$\left| P_{l,t}^{\text{line}} \right| \leq P_{l}^{\text{line, max}} \tag{7}$$

式中: $P_{l,i}^{\text{line}}$ 为t时段流过支路l的有功功率; $P_{l}^{\text{line,max}}$ 为 支路l能承载的最大功率。

2.1.2 设备约束

1)风电出力约束。

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{wind}} \leq P_i^{\text{wind, max}} \tag{8}$$

式中: $P_{i,t}^{wind}$ 、 $P_i^{wind, max}$ 分别为t时段WT i的出力和WT i的出力上限。

2)CU运行约束。

$$\begin{cases} b_{i,t}^{G} - b_{i,t-1}^{G} = b_{i,t}^{Gon} - b_{i,t}^{Goff} \\ b_{i,t}^{G} P_{i}^{G,\min} \leq P_{i,t}^{G} \leq b_{i,t}^{G} P_{i}^{G,\max} \\ P_{i,t-1}^{G} - P_{i,t-1}^{G} \leq b_{i,t-1}^{G} P_{i}^{Gup} + b_{i,t}^{Gon} P_{i}^{Gst} \\ P_{i,t-1}^{G} - P_{i,t}^{G} \leq b_{i,t}^{G} P_{i}^{Gdn} + b_{i,t}^{Goff} P_{i}^{Gsd} \end{cases}$$
(9)

式中: $b_{i,i}^{C}$ 为CU *i*的运行标志变量; $b_{i,i}^{Con}$ 分别为 CU *i*的开、停机动作标志变量; $P_{i,i}^{C}$ 为CU *i*发出的有 功功率; $P_{i}^{C,min}$ 、 $P_{i}^{C,min}$ 分别为CU *i*运行的最小、最大 功率; P_{i}^{Cdn} 、 P_{i}^{Cup} 分别为CU *i*的最大下爬坡、上爬坡功 率; P_{i}^{Cst} 、 P_{i}^{Csd} 分别为CU *i*的最大开、停机功率。

3)备用容量约束。

电力系统中通常利用CU提供运行所需正、负备 用^[19],其约束如下:

$$\sum_{i=1}^{N_{c}} (b_{i,t}^{c} P_{i}^{c,\max} - P_{i,t}^{c}) \ge r^{\text{wind}} \sum_{i=1}^{N_{wind}} P_{i,t}^{\text{wind}}$$

$$\sum_{i=1}^{N_{c}} (P_{i,t}^{c} - b_{i,t}^{c} P_{i}^{c,\min}) \ge r^{\text{wind}} \sum_{i=1}^{N_{wind}} P_{i,t}^{\text{wind}}$$
(10)

式中: r^{wind} 为风电的备用系数,取10%; N_{wind} 为接入WT的总数; N_{c} 为CU的总数。

4)EB功率约束。

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{EB}} \leq P_i^{\text{EB, max}} \tag{11}$$

式中: $P_{i,i}^{EB}$ 为EB *i*消耗的电功率; $P_{i}^{EB, max}$ 为EB *i*的额 定功率。

5)考虑寿命衰减的ESS约束。

ESS的衰退成本模型描述了充放电深度对ESS 寿命的影响,在IES调度中引入该模型可以对ESS的 充放电深度进行有效限制,从而提高其使用寿命,具 体模型见附录B^[20]。在该模型的基础上,构建了ESS 的运行约束,具体如下:

$$\begin{cases}
P_{i,t}^{\text{ESS}} = P_{i,t}^{\text{ch}} \eta^{\text{ch}} - P_{i,t}^{\text{dis}} / \eta^{\text{dis}} \\
\beta_{i,t}^{\text{ch}} P_{i}^{\text{ch}, \min} \leqslant P_{i,t}^{\text{ch}} \leqslant \beta_{i,t}^{\text{ch}} P_{i}^{\text{ch}, \max} \\
\beta_{i,t}^{\text{dis}} P_{i}^{\text{dis}} \leqslant P_{i,t}^{\text{dis}} \leqslant \beta_{i,t}^{\text{dis}} P_{i}^{\text{dis}, \max} \\
\beta_{i,t}^{\text{dis}} + \beta_{i,t}^{\text{ch}} \leqslant 1 \\
\begin{cases}
E_{i,t}^{\text{ESS}} = E_{i,t-1}^{\text{ESS}} + P_{i,t}^{\text{ESS}} \\
S_{i}^{\text{ESS}, \min} \leqslant E_{i,t}^{\text{ESS}} / E_{i}^{\text{cap}} \leqslant S_{i}^{\text{ESS}, \max} \\
E_{i,0}^{\text{ESS}} = E_{i,T}^{\text{ESS}}
\end{cases} (13)$$

式中: $\beta_{i,i}^{ch}$ 、 $\beta_{i,i}^{dis}$ 分别为表示电池i充、放电状态的二进 制变量,如 $\beta_{i,i}^{ch}=1$ 、 $\beta_{i,i}^{dis}=0$ 表示电池i处于充电状态; $P_{i,i}^{ch}$ 、 $P_{i,i}^{dis}$ 和 $P_{i,i}^{ESS}$ 分别为电池i的充、放电功率和工作功 率; $P_{i}^{ch,\min}$ 、 $P_{i,i}^{ch,\max}$ 分别为电池i充电功率的下限和上 限; $P_{i}^{dis,\min}$ 、 $P_{i}^{ch,\max}$ 分别为电池i放电功率的下限和上 限; η^{ch} 、 η^{dis} 分别为电池充电和放电效率; $E_{i,i}^{ESS}$ 为电池i的剩余容量, E_{i}^{eop} 为电池i的最大容量, $E_{i,i}^{ESS}$ / $E_{i,i}^{eop}$ 为电池i的动电状态 SOC(State Of Charge); $S_{i}^{ESS,\min}$ 、 $S_{i}^{ESS,\max}$ 分别为电池i的 SOC 下限和上限; $E_{i,0}^{ESS}$ 、 $E_{i,T}^{ESS}$ 分别为电 池i在一个调度周期开始时刻和结束时刻的剩余 容量。

2.2 天然气系统约束条件

1)节点流量平衡约束。

对于气网中的任意节点,应满足如下节点流量 平衡方程:

$$\sum_{g \in i} f_{g,t}^{\text{GAS}} - \sum_{I(m)=i} f_{m,t}^{\text{LI}} + \sum_{T(m)=i} f_{m,t}^{\text{LT}} + \sum_{c \in i} f_{c,t}^{\text{com}} + \sum_{p \in i} f_{p,t}^{\text{P2G}} = \sum_{q \in i} f_{q,t}^{\text{CHP}} + f_{i,t}^{\text{load}}$$
(14)

式中: $f_{g,i}^{\text{CAS}}$ 为气源g的产气量; $f_{m,i}^{\text{LI}}$ 为流入管道m的气流量;I(m)=i表示节点i流量; $f_{m,i}^{\text{LT}}$ 为流出管道m的气流量;I(m)=i表示节点i为管道m的流入节点;T(m)=i表示节点i为管道m的流出节点; $f_{e,i}^{\text{com}}$ 为压缩机c所在支路的气流量; $f_{p,i}^{\text{P2G}}$ 为P2G设备p输出的气流量; $f_{g,i}^{\text{CHP}}$ 为CHP设备q消耗 的气流量; $f_{i,i}^{\text{load}}$ 为节点i处气负荷; $g \in i$ 表示节点g与 节点i相连。

2)管道流量约束。

气网中管道内传输的气流量应在管道所能传输 的最大气流量范围内,具体如下:

$$\left| f_{m,t}^{\mathrm{L}} \right| \leq f_{m}^{\mathrm{L,\,max}} \tag{15}$$

式中: $f_{m,\iota}^{L}$ 为管道m内传输的气流量; $f_{m}^{L,\max}$ 为管道m内可以传输的最大气流量。

3)节点气压约束。

为了保证系统的安全运行,各节点气压不能越限,具体如下:

$$\phi_i^{\min} \leq \phi_{i,i} \leq \phi_i^{\max} \tag{16}$$

式中: $\phi_{i,i}$ 为节点i的气压值; ϕ_i^{\min} 、 ϕ_i^{\max} 分别为节点i的 最小、最大气压值。

4)气源出力约束。

气源应在允许的范围内输出气体,具体如下:

$$f_i^{\text{GS, min}} \leq f_i^{\text{GS}} \leq f_i^{\text{GS, max}} \tag{17}$$

式中: $f_{i,i}^{\text{CS}}$ 为气源i输出的气流量; $f_i^{\text{CS,min}}$ 、 $f_i^{\text{CS,max}}$ 分别 为气源i可以输出的最小、最大气流量。

5)压缩机支路约束。

$$1 \leq \frac{\phi_{\mathrm{T},t}}{\phi_{\mathrm{I},t}} \leq \gamma_{\mathrm{com}} \tag{18}$$

式中:ycom为气体压缩系数。

此外,天然气网络还具有流量-压力约束、管存-压力约束以及管存-流量约束,这3类约束分别 如式(2)、式(4)和式(5)所示。

2.3 热功率平衡及耦合设备约束

本文研究重点考虑了电网侧与气网侧的网络特性,热网侧仅考虑热功率平衡以及能源间的转化关系,相关约束如下。

2.3.1 热功率平衡约束

热网中的设备包括EB、CHP设备和热负荷,在运行中应满足如下热功率平衡方程:

$$\sum_{i} h_{i,t}^{\text{CHP}} + \sum_{j} h_{j,t}^{\text{EB}} = h_t^{\text{load}}$$
(19)

式中: $h_{i,t}^{CHP}$ 为CHP设备i的产热量; $h_{j,t}^{EB}$ 为EBj的产热量; h_{i}^{cHP} 为EBj的产热量; h_{i}^{cHP} 为热负荷。

2.3.2 耦合设备约束

$$h_{i,t}^{\mathrm{EB}} = \eta^{\mathrm{EB}} P_{i,t}^{\mathrm{EB}}$$

$$(20)$$

式中:η^{EB}为EB的转换效率。

2)CHP设备耦合约束。

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{CHP}} = \eta_i^{\text{CHP},e} f_{i,t}^{\text{CHP}} \\ h_{i,t}^{\text{CHP}} = \eta_i^{\text{CHP},h} f_{i,t}^{\text{CHP}} \end{cases}$$
(21)

式中: $P_{i,i}^{CHP}$ 为CHP设备i的发电功率; $\eta_i^{CHP,e}$ 为CHP设备i的发电效率; $\eta_i^{CHP,h}$ 为CHP设备i的产热效率。

3)P2G设备耦合约束。

$$f_{i,t}^{P2G} = \frac{\eta_i^{P2G} P_{i,t}^{P2G}}{H}$$
(22)

式中: $P_{i,i}^{P2G}$ 为P2G设备i消耗的电功率; η_i^{P2G} 为P2G设备i的转换效率;H为天然气热值。

2.4 目标函数

IES中设备众多,多种类型能源密切耦合,考虑因素与指标众多,本文综合考虑风电消纳成本Cwr、

CU启停与运行成本 C_{MT} 、购气成本 C_{CAS} 以及储能衰退成本 C_{BESS} ,建立以综合成本 C_{COST} 最低为目标的目标函数,具体如下:

$$\min C_{\text{COST}} = C_{\text{WT}} + C_{\text{MT}} + C_{\text{GAS}} + C_{\text{BESS}}$$
(23)
$$\begin{cases} C_{\text{WT}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{wind}}} \sum_{t=1}^{T} (P_{i,t}^{\text{wind}, \max} - P_{i,t}^{\text{wind}}) \beta_{\text{wind}} \\\\ C_{\text{MT}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{G}}} \sum_{t=1}^{T} (b_{i,t}^{\text{Gon}} C_{\text{su}}^{\text{G}} + b_{i,t}^{\text{Goff}} C_{\text{sd}}^{\text{G}}) + \\\\ \sum_{i=1}^{N_{\text{G}}} \sum_{t=1}^{T} [a_{i} (P_{i,t}^{\text{G}})^{2} + b_{i} P_{i,t}^{\text{G}} + c_{i} b_{i,t}^{\text{G}}] \\\\ C_{\text{GAS}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{ESS}}} \sum_{t=1}^{T} C_{i}^{\text{CS}} f_{i,t}^{\text{CS}} \\\\ C_{\text{BESS}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{ESS}}} \sum_{t=1}^{T} C_{i,t}^{\text{ESS}} \end{cases}$$

式中:T为总的调度周期; $P_{i,t}^{\text{wind, max}}$ 为WT i的预测出力 值; β_{wind} 为单位弃风成本系数; C_{su}^{c} 和 C_{sd}^{c} 分别为CU 的开机成本和关机成本; $a_i \ b_i$ 和 c_i 为与机组i有关的 发电成本参数; N_{cs} 为天然气源的总数; C_i^{cs} 为天然气 源i的购气单价成本; N_{ESS} 为储能设备的总数; $C_{i,t}^{\text{ESS}}$ 为 储能设备i的衰退成本,具体表达式可以参考附录B 所示的ESS的衰退成本模型。

3 DRO模型及求解算法

3.1 风电及负荷不确定性表征

风电出力具有较强的不确定性,本文基于场景 信息建立风电出力概率分布集合。在M个历史运行 场景中通过聚类挑选出K个参考样本,并获得各自 的初始概率分布值p⁶。使用概率允许偏差值θ₁、θ₂ 来约束概率分布集合的范围,其数值可以根据概率 置信度水平计算得到。实际分布与参考分布之间存 在一个误差允许范围,误差值在允许范围内的概率 即为置信度水平。

设每个场景发生的概率为 p_k ,则以初始概率为中心,综合考虑在1-范数和无穷范数约束下的概率允许偏差值 θ_1 、 θ_a ,可以构建如式(25)所示的概率分布集合。

$$U = \left\{ p_k \middle| p_k \ge 0, \sum_{k=1}^{K} p_k = 1, \sum_{k=1}^{K} \middle| p_k - p_k^0 \middle| \le \theta_1, \\ \max_{1 \le k \le K} \middle| p_k - p_k^0 \middle| \le \theta_\infty \right\}$$
(25)

设2个范数的不确定性概率置信度为 α_1 和 α_x ,则1-范数和无穷范数允许概率偏差值 θ_1 、 θ_x 可分别表示为^[21]:

$$\begin{cases} \theta_1 = \frac{K}{2M} \ln \frac{2K}{1 - \alpha_1} \\ \theta_\infty = \frac{1}{2M} \ln \frac{2K}{1 - \alpha_\infty} \end{cases}$$
(26)

负荷水平是由居民的日常生活需求所决定的, 其预测信息的准确度比较高,波动性没有风电明显, 变化具有一定的规律性。计及负荷的同时性效应, 负荷的不确定性变化仅会影响幅值的变化,而负荷 的波动规律不变^[22]。因此本文选择使用梯形模糊等 价模型来表示负荷的不确定性,梯形模糊等价模型 可以表示为:

$$\chi(x) = \begin{cases} \frac{x - E_1}{E_2 - E_1} & E_1 \leq x \leq E_2 \\ 1 & E_2 \leq x \leq E_3 \\ \frac{E_4 - x}{E_4 - E_3} & E_3 \leq x \leq E_4 \\ 0 & \ddagger \& \end{cases}$$
(27)

式中: $\chi(x)$ 为隶属度函数; $E_1 - E_4$ 为隶属度函数的 参数,可以根据历史数据进行确定,其满足 $E_1 < E_2 < E_3 < E_4$,在x轴上从左到右依次排列,两端的数值 E_1 和 E_4 表示参数的取值范围上下界,中间的数值 E_2 和 E_3 表示出现可能性较大的数值。

该模型直接应用于计算求解比较困难,采用文 献[23]中的方法可以将其转化为如下易处理的等价 模型:

$$\tilde{U} = \frac{1 - \psi}{2} \left(E_1 + E_2 \right) + \frac{\psi}{2} \left(E_3 + E_4 \right)$$
(28)

式中:ψ为置信度水平,且满足0≤ψ≤1。

故考虑不确定性时的负荷模型可以表示如下:

$$\begin{cases} \tilde{P}_{L} = \frac{1 - \psi}{2} \left(P_{L,1} + P_{L,2} \right) + \frac{\psi}{2} \left(P_{L,3} + P_{L,4} \right) \\ P_{L} = K P_{L}^{f} \quad 1 \le i \le 4 \end{cases}$$
(29)

式中: \tilde{P}_{L} 为负荷模糊度函数; $P_{L,1} - P_{L,4}$ 为负荷隶属 度函数的参数, 且 $P_{L,1} \leq P_{L,2} \leq P_{L,3} \leq P_{L,4}$; K_i 为比例系 数; P_{L}^{i} 为负荷的预测值。

由上述分析可知,使用梯形模糊等价模型可以 根据不同的置信水平,将负荷的不确定性转化为不 同水平下的确定性出力,在保持一定准确度的同时 降低了模型的复杂度和计算的难度。

3.2 DRO 模型

基于上述风电出力不确定性以及负荷模糊函数 不确定性表征,本文建立了IES DRO调度模型。第 一阶段变量包括CU的启停变量、EB和CHP设备的 启停变量以及ESS运行的相关变量,其余变量均设 置为第二阶段变量,目标函数如下:

$$\min_{\boldsymbol{x} \in \boldsymbol{X}, \boldsymbol{y}_{0} \in \boldsymbol{Y}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{u}_{0})} \left(\boldsymbol{a}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{x} + \boldsymbol{b}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{y}_{0} + \boldsymbol{c}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{u}_{0}\right) + \\ \max_{\boldsymbol{v}(\boldsymbol{v}) \in \boldsymbol{U}} E_{\boldsymbol{v}} \left[\min\left(\boldsymbol{b}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{y} + \boldsymbol{c}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{u}\right)\right]$$
(30)

式中:x为第一阶段变量; y_0 为预测场景下的第二阶 段变量; u_0 为不确定变量的预测值; $x \in X$ 和 $y_0 \in Y(x, u_0)$ 分别为第一阶段和第二阶段变量的可行域;y为参 考场景下的第二阶段变量;u为参考场景下的不确 定变量;a、b、c分别为第一阶段变量、第二阶段变量 和不确定变量的系数;p(u)为不确定变量u的概率 分布函数; $E_p[\cdot]$ 表示求期望值。

进一步地,基于不确定变量刻画对式(30)中最 小值的期望进行转换,将期望表示为每个场景的目 标函数乘以各自的概率值*p*_k。则两阶段 DRO 模型的 目标函数可以转化为:

$$\min_{\boldsymbol{x} \in \boldsymbol{X}, \boldsymbol{y}_{0} \in \boldsymbol{Y}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{u}_{0})} \left(\boldsymbol{a}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{x} + \boldsymbol{b}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{y}_{0} + \boldsymbol{c}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{u}_{0}\right) + \\ \max_{\{\boldsymbol{p}_{k}\} \in \boldsymbol{U}} p_{k} \sum_{k=1}^{K} \min_{\boldsymbol{y}_{k} \in \boldsymbol{Y}_{k}(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{u}_{k})} \left(\boldsymbol{b}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{y}_{k} + \boldsymbol{c}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{u}_{k}\right) \quad (31)$$

式中: $y_k \pi u_k \beta N \beta k \wedge \delta R$ 下的第二阶段变量和 不确定变量; $y_k \in Y_k(x, u_k)$ 为由第一阶段变量和第k个场景下的不确定变量所确定的第二阶段变量的 约束。

本文针对上述两阶段 DRO 模型采用列约束生 成算法 C&CG(Column-and-Constraint Generation)进 行求解,将原始 DRO 问题分解为1个主问题和1个 子问题,进行主问题和子问题的交替迭代求解。该 算法的详细求解过程见文献[19],此处不再赘述。

4 算例分析

4.1 算例介绍

为充分验证所提模型和方法的有效性,本文基 于MATLAB 2018b软件展开算例分析,所有模型和 算法的编程均基于YALMIP平台,并通过调用Gurobi 求解器进行求解。基于IEEE 39节点电力系统^[19]和 比利时20节点高热值天然气网系统^[24]构建了仿真 系统,系统拓扑见附录C图C1。需要注意的是,本 文测试系统虽然考虑了电、气、热3种能源类型,但 并未考虑热网侧网络系统,仅考虑了热负荷。

该测试系统包含 CU、天然气源、储能、P2G 设备、EB 以及 CHP 机组等多种设备,设备参数见附录 C表 C1—C6;电负荷、气负荷和热负荷的预测值见 附录 C图 C2;天然气分时价格见附录 C图 C3^[17]。此外,气网初始管存为1.3×10⁷ m^{3[25]},电负荷的基准值为5500 MW,气负荷的基准值为300 km³/h,热负荷的基准值为600 MW。本文以风电出力预测值为平均值、预测值的25%为方差,采用正态分布生成了500 组初始场景,通过场景聚类获取了10个典型场景,典型场景下的风电出力见附录 C图 C4。

4.2 结果分析

1) 气网管存特性分析。

为验证气网管存特性、所建天然气管道模型的 准确性,本文针对管道中天然气流动的情况进行了 分析,其中管道11的流量与两端节点压力如图1 所示。



both ends of Pipeline 11

分析图1可知,管道内部气体流动的方向由两 端节点的压力值所决定。当起点的压力值高于终点 时,气体流动方向为正,从起点流向终点,且流量的 大小与压力差值大小有关,两端压力差值越大,流量 越大。该结果与式(4)相对应,验证了模型的准 确性。

为充分验证气网管存作为灵活性资源在提高系统经济性、促进风电消纳方面的作用,本文分别构建 了不考虑气网管存和考虑气网管存2个场景,并通 过对这2个场景下IES优化调度模型进行求解,获取 了气网平衡状态以及2个场景下的运行成本,气网 平衡状态如图2所示。



图2 气网平衡状态



分析图2可知,考虑气网管存特性时,气源购气 均发生在气价最低的凌晨和夜晚,以及气价次低 的空闲时段,可以有效降低购气成本。此外,若不考 虑管存,为实现气网平衡,CHP设备需要在01:00— 06:00时段消耗更多的天然气来发电,造成电压 抬升,影响风电消纳。因此,充分利用天然气管道 管存效应可以有效提高CHP机组运行的灵活性。 在16:00—17:00时段,气源提前进行了购买操作, 节省了成本,同时避免了高峰时段的管道拥挤。在 23:00—24:00时段,气源大幅购买天然气是为了使 管道内的气体水平升高到调度周期最开始的水平, 便于下一个调度周期的运行。由此可见,利用气网 管存可以在气网中实现错峰购气,在电负荷高峰时 段还可以提供额外的能量支撑,在节省购气成本的 同时促进了耦合网络的优化运行。

2个场景下的IES运行成本如表1所示。

表1 不同场景下的运行成本对比

Table 1 Comparison of operation cost

under different scenarios

场景	弃风成 本 / 元	购气成 本 / 元	ESS 衰退 成本 / 元	启停成 本 / 元	运行成 本 / 元	总成 本 / 元
不考虑 管存	2638	596490	35	402	408 1 50	1007618
考虑 管存	2134	470 055	35.68	352	362842	835 408

分析表1可知,考虑气网管存时,弃风成本得到 有效降低,说明弃风现象明显减少,这是由于P2G设 备可以更少地消纳天然气,从而提高风电消纳效率。 此外,购气成本降低了21.196%,运行成本降低了 11.101%,总成本降低了17.091%。这是由于充分利 用了气网管存,可以在风电出力较高时,利用P2G设 备存储更多天然气,安排更为合理的CU启停计划和 运行计划,进行合理的购、售气,从而全面降低运行 成本。

2)DRO结果分析。

设置α_{*}=0.99、α₁=0.99,负荷模糊集合中置信度 水平为0.6,求解本文所建IES DRO优化调度模型, 获取各子系统运行工况,如图3所示。

分析图3可知,IES中天然气购气发生在凌晨以及14:00和16:00,此时均为气价较低时段,进一步证明了气网管存这一灵活性资源在IES优化调度中的积极作用。对比图3(a)—(c)可知,CHP设备通过大量消耗天然气来进行产热,供给电负荷的反而较少,促进了利用风电来进行电负荷的供给,从而减少了弃风现象,说明了DRO决策在平抑不确定性方面的有效性,其可以促进风电的消纳。

3)负荷与风电不确定性参数影响分析。

在本文所建的DRO模型中,建立概率分布集合 时需要设置的参数有实际运行场景数M、参考场景 数K、1-范数置信度 α_1 、无穷范数置信度 α_2 以及负荷 置信度。为了分析各参数在模型中所发挥的作用, 按照运行需求对参数进行合理的设置,构建不同参 数下的案例进行对比分析。

首先,设置风电概率分布集合中 α_{x} =0.99、 α_{1} = 0.99、M=500、K=10,调节负荷模糊集合中的置信度 水平,各运行成本如附录C表C1所示。令 α_{1} 和 α_{x} 分别在0.75、0.99中进行取值,获取风电在不同置信 度下的分布鲁棒模型计算结果如表2所示。



图3 基于DRO的IES各子系统运行工况

Fig.3 Operation condition of sub-systems in IES based on DRO

表2 不同置信度下的优化结果对比

Table 2 Comparison of optimal results under different confidence coefficients

	1.1.4+	ਜ਼ ,
01		朱 / 兀
α ₁	$\alpha_{\infty}=0.75$	$\alpha_{\infty}=0.99$
0.75	1 686 990	1 687 553
0.99	1 691 960	1 694 205

由表2可以看出,随着1-范数置信度α₁和无穷 范数置信度α_{*}的减小,分布鲁棒模型的优化结果都 在降低,其中无穷范数置信度α_{*}减小时对结果的影 响更大。根据相关概率理论,置信度的减小会导致 置信区间变窄,不确定性降低,系统调度难度减小, 因此系统运行成本相应会下降,验证了所提模型计 算结果的准确性。

利用同样的方式分别生成1000和1500个数据, 其余部分的处理方式与上文相同,取α₁=0.99、α_{*}= 0.99,求得场景数为500、1000和1500时的优化结果 分别为1694205元、1687067元和1686631元。可 见随着历史场景数的增加,DRO模型的计算结果逐 渐减小,原因是随着场景数的增加,恶劣场景出现的 频率逐渐减小,正常场景出现的频率逐渐增加,因此 在概率分布集合中恶劣场景出现的概率降低,导致 最终计算结果减小。从概率理论方面进行分析可以 发现,历史场景数的增加与置信度的减小给模型带 来的影响是相同的,也从侧面验证了计算结果的准确性。

5 结论

本文针对耦合电、气、热3种能源的IES,提出计 及气网管存效应的DRO调度方法,从而促进风电消 纳,降低系统运行成本,提高系统运行安全性。考虑 天然气传输中的气体流动的物理特性,构建天然气 网络管存模型,进而构建了IES优化调度模型;在此 基础上,针对风电与负荷不确定性特征的差异性,分 别采用分布概率集合以及模糊函数构建对应的不确 定集,进而构建了DRO调度模型,并通过C&CG算 法进行了求解。

算例分析表明所提方法在不确定性环境下具有 良好的适应能力,合理利用管存效应可以有效提高 系统调度灵活性;合理地进行不确定性刻画,可以进 一步降低优化决策的保守度,同时提高风电消纳能 力。本文所提DRO方法对不确定性优化问题,如微 电网的能量管理具有较强的借鉴意义。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- [1]陈胜,卫志农,孙国强,等. 电-气互联综合能源系统安全分析 与优化控制研究综述[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):3-11.
 CHEN Sheng, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Review on security analysis and optimal control of electricity-gas integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment,2019, 39(8):3-11.
- [2] 崔杨,曾鹏,仲悟之,等.考虑阶梯式碳交易的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J].电力自动化设备,2021,41(3):10-17.
 CUI Yang,ZENG Peng,ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system based on ladder-type carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(3):10-17.
- [3]朱承治,陆帅,周金辉,等.基于电-热分时间尺度平衡的综合 能源系统日前经济调度[J].电力自动化设备,2018,38(6): 138-143,151.

ZHU Chengzhi, LU Shuai, ZHOU Jinhui, et al. Day-ahead economic dispatch of integrated energy system based on electricity and heat balance in different time scales [J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(6):138-143, 151.

- [4] CORREA-POSADA C M,SÁNCHEZ-MARTÍN P. Integrated power and natural gas model for energy adequacy in short-term operation [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30 (6):3347-3355.
- [5] 陈泽兴,赵振东,张勇军,等. 计及动态管存的电-气互联系统 优化调度与高比例风电消纳[J]. 电力系统自动化,2019,43 (9):31-40,49.

CHEN Zexing, ZHAO Zhendong, ZHANG Yongjun, et al. Optimal dispatch of integrated electricity and natural gas system and accommodation of high-penetration wind power considering dynamic line pack[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(9): 31-40, 49.

[6]徐箭,胡佳,廖思阳,等.考虑网络动态特性与综合需求响应的

综合能源系统协同优化[J]. 电力系统自动化,2021,45(12): 40-48.

XU Jian, HU Jia, LIAO Siyang, et al. Coordinated optimization of integrated energy system considering network dynamic characteristics of network and integrated demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(12):40-48.

- [7] ZLOTNIK A, ROALD L, BACKHAUS S, et al. Coordinated scheduling for interdependent electric power and natural gas infrastructures[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(1):600-610.
- [8] 胡源,别朝红,李更丰,等. 天然气网络和电源、电网联合规划的方法研究[J]. 中国电机工程学报,2017,37(1):45-54.
 HU Yuan,BIE Zhaohong,LI Gengfeng, et al. Integrated planning of natural gas network and composite power system[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(1):45-54.
- [9] 顾伟,陆帅,姚帅,等.综合能源系统混合时间尺度运行优化
 [J].电力自动化设备,2019,39(8):203-213.
 GU Wei,LU Shuai,YAO Shuai,et al. Hybrid time-scale operation optimization of integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(8):203-213.
- [10] 黎静华,朱梦姝,陆悦江,等.综合能源系统优化调度综述[J]. 电网技术,2021,45(6):2256-2272.
 LI Jinghua,ZHU Mengshu,LU Yuejiang, et al. Review on optimal scheduling of integrated energy systems[J]. Power System Technology,2021,45(6):2256-2272.
- [11] 刘斌,张玉琼,麻林巍,等.西北地区源端基地综合能源系统的 技术方案设计及优化研究[J].中国电机工程学报,2021,41(2): 568-581.

LIU Bin,ZHANG Yuqiong,MA Linwei,et al. Design and optimization of technical schemes of supply-side base integrated energy systems in northwest China[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2): 568-581.

- [12] 李宏仲,房字娇,肖宝辉.考虑广义储能的区域综合能源系统 优化运行研究[J]. 电网技术,2019,43(9):3130-3138.
 LI Hongzhong,FANG Yujiao,XIAO Baohui. Research on optimized operation of regional integrated energy system considering generalized energy storage[J]. Power System Technology, 2019,43(9):3130-3138.
- [13] 贺鸿杰,张宁,杜尔顺,等. 电网侧大规模电化学储能运行效 率及寿命衰减建模方法综述[J]. 电力系统自动化,2020,44 (12):193-207.

HE Hongjie,ZHANG Ning,DU Ershun,et al. Review on modeling method for operation efficiency and lifespan decay of large-scale electrochemical energy storage on power grid side [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(12): 193-207.

- [14] QADRDAN M, WU J, JENKINS N, et al. Operating strategies for a GB integrated gas and electricity network considering the uncertainty in wind power forecasts[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2013, 5(1): 128-138.
- [15] LI P S, ZHANG C, WU Z J, et al. Distributed adaptive robust voltage / var control with network partition in active distribution networks[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020,11(3):2245-2256.
- [16] CHEN Y, WEI W, LIU F, et al. Distributionally robust hydrothermal-wind economic dispatch[J]. Applied Energy, 2016, 173: 511-519.
- [17] 高晓松,李更丰,肖遥,等. 基于分布鲁棒优化的电-气-热综合 能源系统日前经济调度[J]. 电网技术,2020,44(6):2245-2254.

GAO Xiaosong, LI Gengfeng, XIAO Yao, et al. Day-ahead eco-

nomical dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system based on distributionally robust optimization [J]. Power System Technology, 2020, 44(6): 2245-2254.

- [18] WANG C, GAO R, WEI W, et al. Risk-based distributionally robust optimal gas-power flow with Wasserstein distance[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(3):2190-2204.
- [19] 税月,刘俊勇,高红均,等.考虑风电不确定性的电热综合系统 分布鲁棒协调优化调度模型[J].中国电机工程学报,2018,38 (24):7235-7247,7450.
 SHUI Yue,LIU Junyong,GAO Hongjun, et al. A distributionally robust coordinated dispatch model for integrated electricity and heating systems considering uncertainty of wind power [J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(24):7235-7247,7450.
- [20] 王荔妍,陈启鑫,何冠楠,等.考虑电池储能寿命模型的发电计 划优化[J].电力系统自动化,2019,43(8):93-100.
 WANG Liyan, CHEN Qixin, HE Guannan, et al. Optimization of generation scheduling considering battery energy storage life model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019,43 (8):93-100.
- [21] DING T, YANG Q R, YANG Y H, et al. A data-driven stochastic reactive power optimization considering uncertainties in active distribution networks and decomposition method[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018,9(5):4994-5004.
- [22] 刘文学,梁军, 贠志皓,等. 基于可信理论的多目标模糊机会约 束无功优化[J]. 电工技术学报,2015,30(21):82-89.
 LIU Wenxue, LIANG Jun, YUN Zhihao, et al. Multi-objective fuzzy chance constrained optimal reactive power flow based on credibility theory[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2015,30(21):82-89.
- [23] 李国庆,李欣彤,边竞,等. 计及光伏-负荷预测不确定性的直 流跨省互联电网双级调度策略[J]. 中国电机工程学报,2021, 41(14):4763-4776.

LI Guoqing, LI Xintong, BIAN Jing, et al. Two level scheduling strategy for inter-provincial DC power grid considering the uncertainty of PV-load prediction [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(14):4763-4776.

- [24] DE WOLF D, SMEERS Y. The gas transmission problem solved by an extension of the simplex algorithm [J]. Management Science, 2000, 46(11):1454-1465.
- [25] 董帅,王成福,徐士杰,等. 计及网络动态特性的电-气-热综合 能源系统日前优化调度[J]. 电力系统自动化,2018,42(13): 12-19.

DONG Shuai, WANG Chengfu, XU Shijie, et al. Day-ahead optimal scheduling of electricity-gas-heat integrated energy system considering dynamic characteristics of networks [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13): 12-19.

作者简介:



易文飞(1987—),男,工程师,博士,主 要研究方向为综合能源系统运行与控制、 电网调度自动化等(E-mail:yiwen-fei2006@ 163.com);

卜强生(1983—),男,高级工程师,博 士,主要研究方向为综合能源系统运行、 电力系统保护等(E-mail:tc1600-2315@163. com):

路 珊(1994—),女,硕士研究生,主要

研究方向为综合能源系统优化等(E-mail:lush00@seu.edu.cn)。 (编辑 李玮)

(下转第83页 continued on page 83)

Analysis on harmonic interaction and stability of LCL grid-connected inverter based on harmonic state space theory

LIN Shunfu¹, DAI Yemin¹, YAN Xinyu², LI Dongdong¹, FU Yang¹

(1. College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;

2. State Grid Shanghai North Power Supply Company, Shanghai 200070, China)

Abstract: The electronization of power grid causes harmonic resonance and system instability. In order to obtain the detailed harmonic interaction and instability mode of the system, the mathematical model of three-phase LCL grid-connected inverter under dual current loop control is established based on HSS(Harmonic State Space) theory firstly. Secondly, the influence of grid background harmonic voltage at PCC (Point of Common Coupling) on DC voltage and AC current of the inverter, and the influence of DC voltage disturbance on AC side are deeply studied. At the same time, the coupling coefficient matrix of harmonic oscillation in weak grid is revealed by impedance analysis method based on HSS mathematical model. Finally, the results of experiment and simulation model are compared with the results of mathematical model to verify the effectiveness of the established mathematical model and the correctness of theoretical analysis conclusion.

Key words: harmonic state space; grid-connected inverter; harmonic interaction; weak grid; grid impedance; stability analysis

(上接第60页 continued from page 60)

Distributionally robust optimal dispatching of integrated energy system considering line pack effect of gas network

YI Wenfei¹, BU Qiangsheng¹, LU Shan², QIN Yingming³, LI Peishuai³

(1. Electric Power Research Institute of State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing 211103, China;

2. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China;

3. School of Automation, Nanjing University of Science and Technology, Nanjing 210094, China)

Abstract: The IES(Integrated Energy System) integrated with renewable energy has the feature of uncertainty, while the solution methods such as stochastic programming and robust optimization suffer from insufficient robustness or high conservation. As the important flexible resources for IES, the line pack of gas network is effective in alleviating the influence of uncertainty. For that, the distributionally robust optimal dispatching method of IES considering the line pack of gas network is proposed. The consumption of renewable energy is promoted and the safe and stable operation of system is realized by making full use of the flexible resources of system. On the basis of analyzing gas flow characteristics in natural gas pipeline and line pack effect, the optimal dispatching model of IES considering the line pack effect of gas network is proposed to minimize the integrated cost. In view of the different characteristics of uncertainty for wind power output and electric load, the probability distribution set and trapezoidal fuzzy function are employed respectively to depict these two kinds of uncertainty factors. On this basis, the distributionally robust optimal dispatching model of IES is established and solved by the column-and-constraint generation algorithm. Finally, the case analysis verifies the accuracy and effectiveness of the proposed method, and the results show that the proposed method has stronger regulation ability and excellent economy under uncertain scenarios.

Key words: integrated energy system; line pack of gas network; uncertainty; distributionally robust optimization; column-and-constraint generation algorithm







Fig.B1 Relationship between actual cycle life and discharging depth of ESS

电化学 ESS 的寿命与其放电深度紧密关联,该关联关系可以通过实验数据进行拟合,如附录 B 图 B1 所示。此处给出 ESS 的衰退成本模型:

$$H^{\text{ESS}} = L^{\text{ESS}} D^{\text{ESS}} Q^{\text{ESS}}$$

$$C^{\text{ESS}} = \frac{a \left(1 - bS^{\text{ESS}} + c \left(S^{\text{ESS}}\right)^{2}\right)}{H^{\text{ESS}}} Q^{\text{ESS}}$$

$$S^{\text{ESS}} = \frac{E^{\text{ESS}}}{E^{\text{CAP}}}$$

$$\begin{cases} a = \frac{d^{\text{ESS}}}{\left(D^{\text{ESS}}\right)^{u_{0}}} e^{\left(\frac{1}{D^{\text{ESS}}}-1\right)^{u_{1}}} \\ b = u_{0} + \frac{u_{1}}{D^{\text{ESS}}} \\ c = \frac{u_{0}\left(u_{0}-1\right)}{2} + \frac{u_{0}u_{1}}{D^{\text{ESS}}} + \frac{u_{1}^{2}}{2\left(D^{\text{ESS}}\right)^{2}} \end{cases}$$

式中: H^{ESS} 为额定吞吐量; L^{ESS} 为其额定循环寿命; D^{ESS} 为测定循环寿命时的额定放电深度; Q^{ESS} 为额定场景 下测得的额定容量; C^{ESS} 为单次充放电吞吐量等效的衰退成本; S^{ESS} 为ESS 荷电状态; a, b, c分别为衰退成本 系数; E^{ESS} 为当前电量; E^{CAP} 为额定容量; d^{ESS} 为电池的额定安时数; u_0, u_1 分别为通过图 B1 拟合得到的参数。



表 C1 CU 设备参数 Table C1 Equipment parameters for CU

编号	节点 位置	最大 功率/ MW	最小 功率/MW	a_i	b_i	Ci	爬坡率/ (MW ・ h ⁻¹)	启动 成本/元	关机 成本/元	最小连续 运行时间/h	最小连续 停机时间/h
1	30	50	300	0.02	35.62	85	120	28	28	3	3
2	31	50	300	0.02	32.63	83	120	25	25	3	3
3	33	50	800	0.02	23	166	150	30	30	3	3
4	34	50	800	0.02	24	176	150	40	30	3	3
5	35	50	800	0.02	25	169	120	30	30	3	3
6	38	50	300	0.02	35	27	120	28	28	2	2
7	39	50	300	0.02	40.04	58	120	25	25	2	2

表 C2 天然气源参数

Table C2 Equipment parameters for natural gas source							
编号	节点位置	气源成本/ (元・km ⁻³)	最小 出力	最大出力/ km ³			
1	1	2.8×10^2	0	60			
2	5	3.0×10^{2}	0	60			
3	8	2.8×10^{2}	0	60			
4	14	2.6×10^{2}	0	40			

表 C3 蓄电池设备参数 Table C3 Equipment parameters for battery

编号	节点位置	额定容量 /MW	最大功率 /MW	最大 SOC 值	最小 SOC 值	充电系数	放电系数	初始 容量/ MW
1	36	400	120	0.95	0.2	0.9	0.95	200
2	37	300	100	0.95	0.2	0.9	0.95	150

编号	· 电网节点	点位置 气网节	点位置 最少	小运行 率/ MW	最大运行 功率/ MW	转换系数
1	12	13	3	0	600	0.6
2	17	19)	0	600	0.6
		表	€ C5 EB 设备参	数		
		Table C5 E	quipment parame	eters for EB		
•	编号	电网节点位置	最大运行 功率/MW	转换系数	最大爬坡 功率/MW	
-	1	24	150	0.8	75	
-	2	26	150	0.8	75	
		表 Table C6 Ec	C6 CHP 设备参 juipment parame	≶数 ters for CHP		
编号	气网节点位置	电网节点位置	最大运行 功率/MW	产热系数	发电系数	最大爬坡 功率/ MW
1	3	31	300	0.4	0.5	120
2	7	39	300	0.4	0.5	120





图 C2 负荷预测值 Fig.C2 Load forecasting value

Fig.C3 Time-of-use of natural gas



Fig.C4 Wind power output

表 C1 不同置信度水平下运行成本对比

Table C1 Operation	n cost under	different	confidence	levels
--------------------	--------------	-----------	------------	--------

置信度 水平	弃风成本/元	购气成本/元	启停成本/元	ESS 衰退 成本/元	运行成本/元	总成本/元
0.6	1960	485387	458	41.97	380345	868192
0.7	1786	491804	458	42.91	408220	902311
0.8	1637	500134	452	43.50	435591	937857
0.9	1512	505718	452	43.86	467854	975580