

基于L-ATC算法和综合需求响应的电-气双侧输配协同优化调度

张玉敏¹, 齐昂¹, 吉兴全¹, 张少梅², 叶平峰³, 孟祥剑¹

(1. 山东科技大学 电气与自动化工程学院, 山东 青岛 266590;

2. 山东科技大学 电子信息工程学院, 山东 青岛 266590; 3. 山东科技大学 储能技术学院, 山东 青岛 266590)

摘要:针对光伏出力具有不确定性、输配系统运行灵活性不足的问题,提出一种基于L形算法-目标级联分析(L-ATC)算法和综合需求响应的电-气双侧输配协同优化调度方法。基于分级调节思想构建电-气双侧输配协同优化框架,基于模糊理论构建梯形隶属度函数以刻画光伏出力的不确定性,并考虑以多元价格为引导信号,建立计及综合需求响应的电-气双侧输配协同优化调度模型。采用目标级联分析算法与L形算法对优化问题进行嵌套求解,实现分级决策与全局收敛。通过算例仿真验证所提模型和方法的有效性。

关键词:输配协同;综合能源系统;综合需求响应;L-ATC算法;优化调度

中图分类号:TM761

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202508003

0 引言

可再生能源以集中和分散的方式接入各级电网,其出力固有的间歇性和波动性特征加剧了输、配电系统协同运行调控的难度^[1-2]。随着主动配电网(active distribution network, ADN)的迅速发展,综合能源系统(integrated energy system, IES)的占比逐渐提升,但是IES、输电网和配电网的独立运行方式使系统的能源利用效率较低^[3-4]。如何充分发挥IES在输配协同过程中的耦合协同能力,优化系统能流分布,提高系统应对可再生能源出力不确定性的能力,使输配系统经济高效运行,成为亟待解决的问题。

目前,国内外学者已针对IES与输配系统的耦合协同机理展开了相关的研究工作。文献[5]提出了一种输-配-天然气系统的优化调度模型,充分整合了全网的多能耦合资源,实现了系统经济运行;文献[6]构建了计及IES动态特性的输配协同优化调度模型,实现了系统灵活运行,提升了可再生能源的消纳能力;针对系统灵活性刻画不充分的问题,文献[7]精准量化了IES的运行灵活性,提出了考虑IES运行灵活性的输配协同优化调度模型,有效提高了系统运行经济性;文献[8]提出了一种考虑区域电-热综合能源的输配市场出清模型,以多元价格为激

励信号,增强了ADN中多元灵活性资源参与能源交易的竞争力。上述研究主要针对输电网或配电网中的IES对输配协同过程的影响效果进行研究,对于不同层级IES的协同过程描述尚不全面。因此,有必要针对区域IES多元多级耦合协同机理展开研究,以便实现全局角度的多能流优化。

输配协同调度模型具有较强的耦合特性,IES的发展加深了输、配系统之间的耦合程度,其求解方法主要包括集中式方法和分布式方法^[9-10]。集中式求解方法需要收集全局信息,这会加剧系统的通信负担,同时无法实现对不同系统隐私信息的保护。为此,近年来诸多学者主要针对分布式求解方法进行研究。针对配电网中可再生能源高渗透率带来的输配电网间能源调度失配的问题,文献[11]提出了一种考虑负荷注入敏感度的输配协同异构分解方法,有效缓解了分布式电源的高渗透性带来的消纳困难、能源失配问题,但是异构分解方法的收敛性较差。文献[12]提出了一种具有鲁棒特性的联合机会约束输配一体化调度模型,采用交替方向乘子算法(alternating direction method of multipliers, ADMM)进行分布式求解,实现了系统资源的高效利用,但是ADMM在非凸问题求解中的收敛性较差。目标级联分析(analytical target cascading, ATC)算法具有结构简单、易扩展、收敛性优等特点,文献[13]综合考虑机组组合和配电网重构,提出了一种输配电网双向协同的优化模型,并基于ATC算法进行分布式求解,实现了输配电网的经济安全运行。L形算法具有较好的全局收敛性和求解效率,文献[14]提出了一种三阶段机组组合的输配协同框架,基于L形算法求解输配协同优化模型,有效解决了输配系统的边界功率失配问题。但是,目前主要针对一对一或一对多输配系统的分布式求解方法进行研究,关于多对

收稿日期:2024-12-26;修回日期:2025-04-06

在线出版日期:2025-08-08

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52107111,62403288);中国博士后面上资助项目(2023M734092);山东省自然科学基金资助项目(ZR2022ME219,ZR2023QE181,ZR2024ME029) Project supported by the National Natural Science Foundation of China(52107111,62403288), China Postdoctoral Science Foundation(2023M734092) and the Natural Science Foundation of Shandong Province(ZR2022ME219, ZR2023QE181, ZR2024ME029)

多输配系统分布式求解方法的研究有待进一步深入。

鉴于此,本文提出一种基于L形算法-ATC算法(L-ATC算法)和综合需求响应的电-气双侧输配协同优化调度模型,主要工作如下。

1)提出电-气双侧输配协同优化模型。剖析输气网和配气网的协同过程以及电-气-热耦合机理,在气热分离模式下研究电-气双侧输配协同过程,即在解耦输配电网后求解输配气网联络管道的传输流量,在解耦输配气网后求解输配电网联络线的传输功率。

2)提出计及综合需求响应的电-气双侧输配协同优化调度模型。考虑模糊理论具备直观、准确、非保守的特点,采用模糊集量化光伏出力的不确定性,同时以多元柔性负荷为手段,考虑系统可削减负荷和可转移负荷,充分利用系统多能源多层次之间的可调资源应对可再生能源出力的不确定性,显著提高系统应对可再生能源出力不确定性的能力,实现多能源系统间的动态协调和资源优化配置。

3)提出基于L-ATC算法的求解方法。L-ATC算法结合L形算法处理不确定性以及ATC算法处理大规模跨区域问题的优势,有效克服了传统求解方法在处理大规模复杂系统问题时的局限性,不仅能保证求解的准确性,还显著提高了计算效率和算法的可扩展性。该方法可为多区域、多能源系统的优化调度提供一种更加高效的求解路径。

1 电-气双侧输配协同优化框架

电-气双侧输配协同是指在电力系统和天然气

系统之间建立紧密的耦合关系,通过优化调度实现能源的高效利用和系统的稳定运行。具体而言,电力侧通过输配电网的协同调度,优化联络线传输功率、节点电压分布等关键参数,实现电力供需平衡;天然气侧通过输配气网的协同调度,优化联络管道气压和流量分布,确保天然气的稳定供应。同时,借助电转气(power-to-gas, P2G)等技术手段,实现电力系统与天然气系统之间的能量转换和互补,从而提升整体能源系统的运行效率和灵活性。

在分布式能源广泛接入的背景下,电力系统和天然气系统的运行耦合日益加深,输配协同成为提升IES效率的重要手段。通过协同优化,不仅能够缓解单一系统的供需矛盾,还能增强系统的稳定性,降低运行成本,并在市场机制的引导下促进能源的高效利用。特别是在光伏等分布式能源出力存在不确定性的情况下,协同优化可基于模糊隶属度函数刻画不确定性,并结合分时电价、分时气价等价格信号动态调整调度方案,从而实现能源的时空分布优化。

此外,电-气耦合设备(如燃气轮机、热电联产(combined heat and power, CHP)机组)和市场机制的引入,为协同优化提供了技术和经济支撑。在此基础上,协同优化可进一步推动传输级和分配级能源系统的深度融合,实现电-气双侧输配系统的高效联动。

本文聚焦传输级电-气 IES 和分配级电-气-热 IES 之间的能源市场交易过程,为了实现多元输配系统中能流分布合理化、能源利用高效化,提出一种电-气双侧输配协同优化框架,如图1所示。

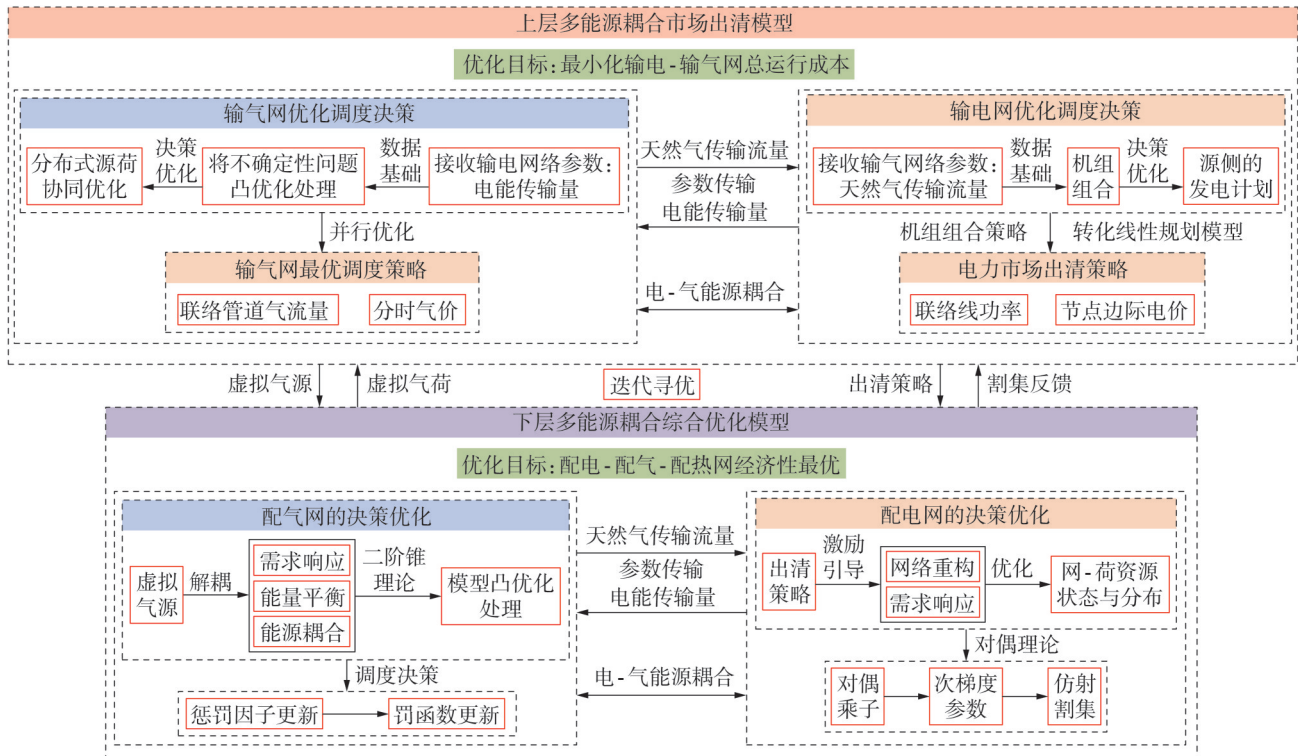


图1 电-气双侧输配协同优化框架

Fig.1 Framework of electricity-gas bilateral transmission and distribution collaborative optimization

电-气双侧输配协同优化调度包含上、下2层优化模型:上层为多能源耦合市场出清模型,下层为多能源耦合综合优化模型。

1)上层模型以最小化输电-输气网总运行成本为优化目标,通过2个并行优化过程实现:一方面,基于输气-输电联合调度决策的数据基础(输、配电网之间的电能传输量),开展分布式源荷协同并行优化;另一方面,基于输电-输气联合调度策略框架下的数据基础(输、配气网之间的天然气传输流量)进行机组组合优化,形成源侧的发电计划。2个优化过程分别得到输气网最优调度策略和电力市场出清策略,并通过虚拟气源和虚拟气负荷实现迭代寻优。

2)下层模型以配电-配气-配热网经济性最优为优化目标,包含2个优化过程:第1个优化过程针对配气网的决策优化,考虑需求响应、能量平衡、能源耦合机制;第2个优化过程针对配电网的决策优化,基于上层模型的出清策略激励引导实现网-荷资源状态与分布的优化。通过罚函数更新和惩罚因子更新实现调度决策的迭代优化。

上层将联络管道天然气流量、联络线电功率和价格信号传递给下层,下层反馈网络约束和运行状态给上层。通过上、下层模型的迭代交互,实现多能源网络的解耦与协同优化,实现源-网-荷-储系统的高效协调运行。

2 基于模糊理论的光伏出力不确定性建模

光伏出力的不确定性主要源于其模糊性,通过模糊参数可以有效地刻画这种特性^[15-17],进而表征光伏出力的不确定性。相较于传统的预测技术,基于模糊隶属度函数的方法具有计算简便、无需大量历史数据、易于解释且适用于实时调度的优势,能够全面量化不确定性,并提高优化结果的鲁棒性。本文采用隶属度函数表示光伏出力的不确定性,对应的隶属度函数 $\mu(\tilde{P}_{pv,t})$ 如式(1)和附录A图A1所示^[18]。

$$\mu(\tilde{P}_{pv,t}) = \begin{cases} \frac{P_{pv4,t} - P_{pv,t}}{P_{pv4,t} - P_{pv3,t}} & P_{pv3,t} \leq P_{pv,t} \leq P_{pv4,t} \\ 1 & P_{pv2,t} \leq P_{pv,t} \leq P_{pv3,t} \\ \frac{P_{pv,t} - P_{pv1,t}}{P_{pv2,t} - P_{pv1,t}} & P_{pv1,t} \leq P_{pv,t} \leq P_{pv2,t} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{pv,t}$ 为时段 t 光伏电源的实际出力; $\tilde{P}_{pv,t}$ 为时段 t 光伏电源出力的模糊参数; $P_{pv1,t}$ 、 $P_{pv2,t}$ 、 $P_{pv3,t}$ 、 $P_{pv4,t}$ 为梯形隶属度参数。

隶属度参数根据光伏出力的预测值确定,如式(2)所示。

$$P_{pvk,t} = w_k P_{pv,t} \quad k=1, 2, 3, 4 \quad (2)$$

式中: w_k 为比例系数,取值范围为 $[0, 1]$ 。

模糊机会约束条件 $g(x, \xi)$ 可表示为:

$$g(x, \xi) = h_1(x)\bar{\xi}_1 + h_2(x)\bar{\xi}_2 + \dots + h_n(x)\bar{\xi}_n + h_0(x) \quad (3)$$

式中: x 为决策变量; ξ 为模糊参数; n 为约束条件数量; $h_0(x)$ 为目标函数; $h_\kappa(x)$ ($\kappa=1, 2, \dots, n$)为第 κ 个约束函数; $\bar{\xi}_\kappa$ 为梯形模糊参数($r_{\kappa1}, r_{\kappa2}, r_{\kappa3}, r_{\kappa4}$),其中 $r_{\kappa1}$ 、 $r_{\kappa2}$ 、 $r_{\kappa3}$ 、 $r_{\kappa4}$ 为隶属度参数,对应式(1)中的 $P_{pv1,t}$ 、 $P_{pv2,t}$ 、 $P_{pv3,t}$ 、 $P_{pv4,t}$ 。

定义函数 $h_\kappa^+(x)$ 、 $h_\kappa^-(x)$,分别如式(4)和式(5)所示。

$$h_\kappa^+(x) = \begin{cases} h_\kappa(x) & h_\kappa(x) > 0 \\ 0 & h_\kappa(x) \leq 0 \end{cases} \quad \kappa=1, 2, \dots, n \quad (4)$$

$$h_\kappa^-(x) = \begin{cases} 0 & h_\kappa(x) \geq 0 \\ -h_\kappa(x) & h_\kappa(x) < 0 \end{cases} \quad \kappa=1, 2, \dots, n \quad (5)$$

当 $h_\kappa(x)=1$ 时, $h_\kappa^+(x)=1$ 、 $h_\kappa^-(x)=0$;当 $h_\kappa(x)=-1$ 时, $h_\kappa^+(x)=0$ 、 $h_\kappa^-(x)=1$ 。

当约束的置信水平 $\alpha \geq 0.5$ 时,对应的清晰等价类可转化为:

$$(2-2\alpha) \sum_{\kappa=1}^n (r_{\kappa3} h_\kappa^+(x) - r_{\kappa2} h_\kappa^-(x)) + (2\alpha-1) \sum_{\kappa=1}^n (r_{\kappa4} h_\kappa^+(x) - r_{\kappa1} h_\kappa^-(x)) + h_0(x) \leq 0 \quad (6)$$

3 计及综合需求响应的电-气双侧输配协同模型

3.1 综合需求响应模型

IES中包含电、气、热等多类型负荷,为了充分挖掘用户侧可调度资源对输配市场交易过程的影响作用,本文依据各类柔性负荷特性,建立综合需求响应模型,包含可削减负荷和可转移负荷^[19-20]。

1)可削减负荷。

输配系统能够承受一定程度的负荷中断或在在线时间减少。根据实际用能情况,通过调控部分或全部可削减负荷功率,能够在满足全系统用能供需的同时,缓解系统紧张的用能状态。可削减负荷量需要满足:

$$0 \leq F_{i,d,t}^{\text{decut}} \leq F_{i,d,t}^{\text{decut,max}} \quad (7)$$

式中: $F_{i,d,t}^{\text{decut}}$ 为时段 t 第 i 个配网中负荷 d 的可削减量; $F_{i,d,t}^{\text{decut,max}}$ 为时段 t 第 i 个配网中负荷 d 的最大可削减量。

当负荷削减后,需要对相关用户进行削减补偿,削减补偿成本可表示为:

$$C_i^{\text{ecut}} = \sum_{t=1}^T \sum_{e \in \Omega_{e,t}} c_e^{\text{ecut}} P_{e,t}^{\text{ecut}} \quad (8)$$

$$C_i^{\text{qcut}} = \sum_{t=1}^T \sum_{q \in \Omega_{q,t}} c_q^{\text{qcut}} G_{q,t}^{\text{qcut}} \quad (9)$$

$$C_i^{\text{hecut}} = \sum_{t=1}^T \sum_{h \in \Omega_{h,t}} c_h^{\text{hecut}} H_{h,t}^{\text{hecut}} \quad (10)$$

式中: C_i^{ecut} 、 C_i^{qcut} 、 C_i^{hecut} 分别为第 i 个配网中可削减电、

气、热负荷的补偿成本; $\Omega_{i,e}$ 、 $\Omega_{i,q}$ 、 $\Omega_{i,h}$ 分别为第 i 个配网中的电、气、热负荷集合; c_i^{cut} 、 c_i^{qcut} 、 c_i^{hcut} 分别为第 i 个配网中电、气、热负荷的削减补偿价格; $P_{e,t}^{\text{cut}}$ 、 $G_{q,t}^{\text{qcut}}$ 、 $H_{h,t}^{\text{hcut}}$ 分别为时段 t 电负荷 e 的削减功率、气负荷 q 的削减气流量、热负荷 h 的削减功率; T 为时段总数。

2) 可转移负荷。

可转移负荷为输配系统中的灵活性负荷,可以在相应的时间区间内,根据实际运行状态灵活调控,以满足系统整体的用能供需平衡需求。可转移负荷量需要满足:

$$\begin{cases} 0 \leq F_{i,d,t}^{\text{in}} \leq F_{i,d,t}^{\text{in,max}} \\ 0 \leq F_{i,d,t}^{\text{out}} \leq F_{i,d,t}^{\text{out,max}} \\ F_{i,d,t}^{\text{out}} = 0, F_{i,d,t}^{\text{in}} = 0 \quad t \notin [t^-, t^+] \end{cases} \quad (11)$$

$$\sum_{t=1}^T F_{i,d,t}^{\text{out}} = \sum_{t=1}^T F_{i,d,t}^{\text{in}} \quad (12)$$

式中: $F_{i,d,t}^{\text{in}}$ 、 $F_{i,d,t}^{\text{out}}$ 分别为时段 t 第 i 个配网中负荷 d 的转入量、转出量; $F_{i,d,t}^{\text{in,max}}$ 、 $F_{i,d,t}^{\text{out,max}}$ 分别为时段 t 第 i 个配网中负荷 d 转入量、转出量的最大值; t^+ 、 t^- 分别为可转移负荷可调控时段的上、下限。

当负荷转移后,需要对相关用户进行补偿,转移补偿成本可表示为:

$$C_i^{\text{eout}} = \sum_{t=1}^T \sum_{e \in \Omega_{i,e}} c_i^{\text{eout}} P_{e,t}^{\text{eout}} \quad (13)$$

$$C_i^{\text{qout}} = \sum_{t=1}^T \sum_{q \in \Omega_{i,q}} c_i^{\text{qout}} G_{q,t}^{\text{qout}} \quad (14)$$

$$C_i^{\text{hout}} = \sum_{t=1}^T \sum_{h \in \Omega_{i,h}} c_i^{\text{hout}} H_{h,t}^{\text{hout}} \quad (15)$$

式中: C_i^{eout} 、 C_i^{qout} 、 C_i^{hout} 分别为第 i 个配网中可转移电、气、热负荷的补偿成本; c_i^{eout} 、 c_i^{qout} 、 c_i^{hout} 分别为第 i 个配网中电、气、热负荷的转移补偿价格; $P_{e,t}^{\text{eout}}$ 、 $G_{q,t}^{\text{qout}}$ 、 $H_{h,t}^{\text{hout}}$ 分别为时段 t 电负荷 e 的转移功率、气负荷 q 的转移气流量、热负荷 h 的转移功率。

3.2 输电-输气网模型

输电-输气网的优化目标为最小化总运行成本 F^T , F^T 包括火电机组组合成本 C^{Euc} 、火电机组运行成本 C^{Eop} 、失电负荷惩罚成本 C^{Eloss} 、气源出气成本 C^{Qgs} 、失气负荷惩罚成本 C^{Qgloss} , 此外本文将燃气轮机的燃料成本计入气源供气成本中^[21]。目标函数可以表示为:

$$\min F^T = C^{\text{Eop}} + C^{\text{Euc}} + C^{\text{Eloss}} + C^{\text{Qgs}} + C^{\text{Qgloss}} \quad (16)$$

$$C^{\text{Eop}} = \sum_{t=1}^T \sum_{g \in \Omega_g} c_g^{\text{op}} P_{g,t}^T \quad (17)$$

$$C^{\text{Euc}} = \sum_{t=1}^T \sum_{g \in \Omega_g} c_g^{\text{uc}} u_{g,t}^T \quad (18)$$

$$C^{\text{Eloss}} = \sum_{t=1}^T \sum_{f \in \Omega_{f,t}} c_f^{\text{loss}} s_{f,t}^T \quad (19)$$

$$C^{\text{Qgs}} = \sum_{t=1}^T \sum_{s \in \Omega_s} c_s G_{s,t}^T \quad (20)$$

$$C^{\text{Qgloss}} = \sum_{t=1}^T \sum_{m \in \Omega_m} c_m G_{m,t}^{\text{Tloss}} \quad (21)$$

式中: Ω_f 、 Ω_g 分别为输电网中的电负荷、火电机组集合; Ω_s 、 Ω_m 分别为输气网中的气源、气负荷集合; c_g^{op} 、 c_g^{uc} 分别为火电机组 g 的出力成本系数、组合成本系数; c_f^{loss} 为失电负荷惩罚成本系数; c_s 为气源 s 的出气成本系数; c_m 为失气负荷惩罚成本系数; $P_{g,t}^T$ 为时段 t 火电机组 g 的发电功率; $u_{g,t}^T$ 为时段 t 火电机组 g 的状态变量,若处于运行状态则取值为 1, 否则取值为 0; $G_{s,t}^T$ 为时段 t 气源 s 的出气量; $G_{m,t}^{\text{Tloss}}$ 为时段 t 气负荷 m 的失负荷量; $s_{f,t}^T$ 为时段 t 电负荷 f 的失负荷量。

需要满足的约束条件包括输电网约束条件和输气网约束条件,具体如附录 A 式(A1)~(A15)所示。其中,式(A13)为天然气网络的潮流稳态 Weymouth 方程,是一个非凸非线性模型,其求解复杂且计算速度缓慢,难以保证模型的收敛性。为了降低模型的求解难度,提高求解效率,本文采用二阶锥松弛对天然气管道的流量方程进行处理,将模型转化为具有凸可行域的二阶锥规划模型进行求解,如式(22)所示。

$$\left\| \begin{matrix} G_{lp,t} \\ C_{2,lp} P_{p,t} \end{matrix} \right\|_2 \leq C_{2,lp} P_{l,t} \quad (22)$$

式中: $C_{2,lp}$ 为天然气管道 lp 的管道常数,由管道的几何参数和流体特性决定; $p_{l,t}$ 、 $p_{p,t}$ 分别为时段 t 管道 lp 起始节点 l 、末端节点 p 的压力; $G_{lp,t}$ 为时段 t 管道 lp 的气流量。

3.3 配电-配气-配热网模型

配网以经济性最优(即总运行成本最小化)为优化目标,第 i 个配网的总运行成本 F_i 包括从输电网购电的成本 C_i^{buy} 、失电负荷惩罚成本 C_i^{loss} 、电负荷响应补偿成本 C_i^{ct} 、弃光惩罚成本 C_i^{cut} 、气源供气成本 C_i^{gs} 、失气负荷惩罚成本 C_i^{qloss} 、向输气网购气的成本 C_i^{qbuy} 、气负荷响应补偿成本 C_i^{qct} 、失热负荷惩罚成本 C_i^{hloss} 、热负荷响应补偿成本 C_i^{hct} , 如式(23)所示。

$$F_i = C_i^{\text{loss}} + C_i^{\text{ct}} + C_i^{\text{cut}} + C_i^{\text{qbuy}} + C_i^{\text{gs}} + C_i^{\text{qloss}} + C_i^{\text{qbuy}} + C_i^{\text{qct}} + C_i^{\text{hloss}} + C_i^{\text{hct}} \quad (23)$$

$$C_i^{\text{loss}} = \sum_{t=1}^T \sum_{e \in \Omega_{i,e}} c_{i,e}^{\text{loss}} s_{e,t}^{\text{loss}} \quad (24)$$

$$C_i^{\text{cut}} = \sum_{t=1}^T \sum_{v \in \Omega_{i,pv}} c_{i,pv}^{\text{cut}} P_{v,t}^{\text{cut}} \quad (25)$$

$$C_i^{\text{ct}} = \sum_{t=1}^T \sum_{e \in \Omega_{i,e}} (c_{i,e}^{\text{eout}} P_{e,t}^{\text{eout}} + c_{i,e}^{\text{ecut}} P_{e,t}^{\text{ecut}}) \quad (26)$$

$$C_i^{\text{qbuy}} = \sum_{t=1}^T \sum_{j \in \Omega_{i,mdc}} c_{i,j,t}^{\text{LMP}} P_{i,j,t}^{\text{T} \rightarrow \text{D}} \quad (27)$$

$$C_i^{gs} = \sum_{t=1}^T \sum_{s \in \Omega_{i,s}^D} c_{i,s}^D G_{s,t}^D \quad (28)$$

$$C_i^{qloss} = \sum_{t=1}^T \sum_{q \in \Omega_{i,q}} c_{i,q}^D G_{q,t}^{Dloss} \quad (29)$$

$$C_i^{qbuy} = \sum_{t=1}^T c_i^D G_{i,t}^{T \rightarrow D} \quad (30)$$

$$C_i^{qcut} = \sum_{t=1}^T \sum_{q \in \Omega_{i,q}} (c_i^{qout} G_{q,t}^{qout} + c_i^{qcut} G_{q,t}^{qcut}) \quad (31)$$

$$C_i^{hloss} = \sum_{t=1}^T \sum_{h \in \Omega_{i,h}} c_{i,h}^D H_{h,t}^{hloss} \quad (32)$$

$$C_i^{hcut} = \sum_{t=1}^T \sum_{h \in \Omega_{i,h}} (c_i^{hout} H_{h,t}^{hout} + c_i^{hcut} H_{h,t}^{hcut}) \quad (33)$$

式中: $\Omega_{i,node}$ 、 $\Omega_{i,pv}$ 分别为第 i 个配网中的联络节点、光伏电源集合; $s_{e,t}$ 为时段 t 电负荷 e 的失电量; $c_{i,e}^{loss}$ 为第 i 个配网的失电负荷单位惩罚成本; $P_{v,t}^{cut}$ 为时段 t 光伏电源 v 的弃光功率; $c_{i,pv}^{cut}$ 为第 i 个配网的单位弃光惩罚成本; $c_{i,j,t}^{LMP}$ 为时段 t 第 i 个配网中节点 j 的边际电价; $P_{i,j,t}^{T \rightarrow D}$ 为时段 t 输电网向第 i 个配网中节点 j 传输的电功率; $\Omega_{i,s}^D$ 为第 i 个配网中的气源集合; $G_{s,t}^D$ 为时段 t 气源 s 的供气量; $c_{i,s}^D$ 为第 i 个配网中气源的供气成本系数; $c_{i,q}^D$ 为第 i 个配网的失气负荷单位惩罚成本; $G_{q,t}^{Dloss}$ 为时段 t 气负荷 q 的失负荷量; c_i^D 为第 i 个配气网向输气网购气的天然气价格; $G_{i,t}^{T \rightarrow D}$ 为时段 t 第 i 个配气网向输气网购气的天然气量; $c_{i,h}^D$ 为第 i 个配网的失热负荷惩罚成本系数; $H_{h,t}^{hloss}$ 为时段 t 热负荷 h 的失负荷量。

需要满足的约束条件包括配电网约束、配气网约束和配热网约束,具体如附录 A 式(A16)—(A28)所示。

基于模糊理论,可以将配电网的电功率平衡约束转化为相应的清晰等价类约束,如式(34)所示。

$$\begin{aligned} & \sum_{x \in N_{i,gt}} P_{gx,t} + \sum_{a \in N_i(:,b)} P_{ab,t} - \sum_{b \in N_i(a,:)} P_{ab,t} + \sum_{e \in \Omega_{i,e}} S_{e,t}^{loss} + \\ & (2-2\alpha) \sum_{v \in \Omega_{i,pv}} P_{v,pv2,t} + (2\alpha-1) \sum_{v \in \Omega_{i,pv}} P_{v,pv1,t} + \\ & \sum_{j \in \Omega_{i,node}} P_{i,j,t}^{T \rightarrow D} - \sum_{e \in \Omega_{i,e}} P_{e,t}^{in} + \sum_{e \in \Omega_{i,e}} P_{e,t}^{out} + \sum_{e \in \Omega_{i,e}} P_{e,t}^{ecut} = \sum_{e \in \Omega_{i,e}} D_{e,t} \quad (34) \end{aligned}$$

式中: $N_{i,gt}$ 为第 i 个配电网中的燃气轮机集合; $N_i(:,b)$ 、 $N_i(a,:)$ 分别为第 i 个配电网中线路 ab 的首、末端节点集合; $P_{gx,t}$ 为时段 t 燃气轮机 x 的出力; $P_{ab,t}$ 为时段 t 线路 ab 传输的功率; $P_{e,t}^{in}$ 、 $P_{e,t}^{out}$ 分别为时段 t 电负荷 e 的转入量、转出量; $D_{e,t}$ 为时段 t 电负荷 e 的需求量。

4 基于L-ATC算法的模型求解

为了求解市场环境下电-气双侧输配协同优化调度模型,本文提出了一种基于L-ATC算法的分布式求解方法。L-ATC算法有机融合了L形算法与ATC

算法的核心优势,其中L形算法作为基于Benders分解的两阶段随机优化算法,擅长处理含随机变量的优化问题;ATC算法则是基于目标分解的分布式优化算法,适用于大规模分层系统设计。L-ATC算法通过目标函数线性化技术显著降低了计算复杂度,并通过引入协调变量和惩罚项构建子问题间的耦合关系,实现了对复杂多层结构优化问题的高效求解。此外,L-ATC算法确保各子问题的优化方向与全局目标保持一致,并依靠迭代更新机制逐步收敛至全局最优解,为电-气双侧协同优化提供了有力的数学支撑。

根据修正乘子和割集集合的迭代更新,使传输级系统和分配级系统间的协同优化过程趋于最优。算法求解流程图如附录 B 图 B1 所示,求解过程主要分为以下 3 个阶段。

1) 阶段 1: 输、配电网之间的联络线电功率决策及可行性判断。

步骤 1: 初始化。令目标函数的下界值 $L_B = -\infty$, 上界值 $U_B = +\infty$, 并初始化迭代次数 $o=0$ 。

步骤 2: 基于输、配气网之间的联络管道流量 $G_{i,t}^{T \rightarrow D}$ 对输、配气网进行分层解耦,采用商业求解器 Gurobi 可直接求解输电-输气网耦合模型,获得输、配电网之间的联络线电功率 $P_{i,j,t}^{T \rightarrow D}$ 和联络节点的边际电价,仅将有限信息传递给配电网。

步骤 3: 判断输、配电网之间联络线传输变量的可行性。比较求解主问题得到的电功率、天然气传输流量与求解配电网经济调度子问题得到的实际可行传输量之间的差值 V^{fe} , 若 $V^{fe} < \varepsilon'$ (ε' 为收敛精度), 则该联络线变量为可行解,进行阶段 2 的求解; 否则,生成可行割集,并返回步骤 2 重新求解。

2) 阶段 2: 输、配气网之间的联络管道天然气传输流量优化决策。

步骤 1: 初始化。设定罚函数乘子 $\lambda_{s,t}^{p+1}$ 和 $\mu_{s,t,\omega}^{p+1}$ 、虚拟气负荷 σ_s^* 、虚拟气源 φ_s^* 等的初始值,初始化内循环迭代次数 $\omega=0$ 、外循环迭代次数 $\nu=0$ 。

步骤 2: 配电-配气-配热网层并行优化。开始内循环迭代,设置 $\omega=\omega+1$, 配气网并行优化得到虚拟气源 φ_s^* 并传递给上层输电-输气网,作为输电-输气网优化的已知量。

步骤 3: 输电-输气网层优化决策。输电-输气网基于步骤 2 得到的已知信息,决策优化得到虚拟气负荷 σ_s^* 并传递给下层配气网,作为配气网层并行优化的已知量。

步骤 4: 判断内循环是否收敛。内循环收敛判据为: 若联络管道交换天然气流量 $G_{i,t}^{T \rightarrow D}$ 或 $G_{i,t}^{D \rightarrow T}$ 在相邻 2 次迭代中的差值足够小,即满足式(35),则转步骤 5; 否则,返回步骤 2,继续执行内循环。

$$\begin{cases} |\varphi_{s,t,\omega}^* - \varphi_{s,t,\omega-1}^*| \leq \varepsilon_1 \\ |\sigma_{s,t,\omega}^* - \sigma_{s,t,\omega-1}^*| \leq \varepsilon_1 \end{cases} \quad (35)$$

式中： $\varphi_{s,t,\omega}^*$ 为第 ω 次内循环迭代的时段 t 第 s 个联络管道的虚拟气源量； $\sigma_{s,t,\omega}^*$ 为第 ω 次内循环迭代的时段 t 第 s 个联络管道的虚拟气负荷量； ε_1 为内循环的收敛精度。

步骤5:判断外循环是否收敛。外循环收敛判据为:若联络管道交换天然气流量 $G_{i,t}^{T \rightarrow D}$ 与 $G_{i,t}^{D \rightarrow T}$ 在第 ω 次迭代中的差值足够小,即满足式(36),且输电-输气网和配电-配气-配热网的总运行成本在相邻2次迭代中的差值也足够小,即满足式(37),则优化结束,输出最优值,并开始阶段3的求解;否则,转步骤6,更新罚函数乘子。

$$|\varphi_{s,t,\omega}^* - \sigma_{s,t,\omega}^*| \leq \varepsilon_2 \quad (36)$$

$$\left| \frac{(F_{\nu}^{\text{Tall}} + F_{\nu}^{\text{Dall}}) - (F_{\nu-1}^{\text{Tall}} + F_{\nu-1}^{\text{Dall}})}{F_{\nu}^{\text{Tall}} + F_{\nu}^{\text{Dall}}} \right| \leq \varepsilon_3 \quad (37)$$

式中： ε_2 为外循环的流量收敛精度； ε_3 为外循环的成本收敛精度； F_{ν}^{Tall} 、 F_{ν}^{Dall} 分别为第 ν 次迭代中输电-输气网、配电-配气-配热网的总运行成本。

步骤6:更新罚函数乘子。设置 $\nu = \nu + 1, \omega = 0$,根据式(38)更新罚函数乘子,然后转步骤2,重新开始内循环。

$$\begin{cases} \lambda_{s,t}^{\nu+1} = \lambda_{s,t}^{\nu} + 2\mu_{s,t}^{\nu} \odot \mu_{s,t}^{\nu} \odot (\varphi_{s,t,\omega}^* - \sigma_{s,t,\omega}^*) \\ \mu_{s,t,\omega}^{\nu+1} = \delta \mu_{s,t,\omega}^{\nu} \quad 2 \leq \delta \leq 3 \end{cases} \quad (38)$$

式中： \odot 为Hadamard积； δ 为乘子更新因子。

3)阶段3:输电、配电网之间的最优联络线电功率决策。

步骤1:求解配电-配气-配热网层模型。根据阶段2得到的最优联络管道天然气流量 $G_{i,t}^{T \rightarrow D}$ 将输电、配气网解耦,基于阶段1得到的节点边际电价和 $P_{i,j,t}^{T \rightarrow D}$ 求解各配网的优化调度模型,同时获得配网中对应的对偶乘子。

步骤2:判断模型是否收敛。更新 $L_{Bo} = \varpi$ 和 $U_{Bo} = \min \{U_{Bo-1}, c_1^T x + \alpha_o - \beta_o z_o^*\}$,其中 c_1 为输电网的成本系数向量, x 为输电网的决策变量向量, α_o 为第 o 次迭代的最优割系数, β_o 为第 o 次迭代的最优割常数, z_o^* 为第 o 次迭代的目标函数最优值; ϖ 为迭代辅助变量。判断是否满足收敛条件 $|(U_{Bo} - L_{Bo})/U_{Bo}| \leq \varepsilon$ (ε 为收敛判据),如果不满足收敛条件,则计算最优割系数 α_o 、最优割常数 β_o ,生成最优割集,并更新仿射割集集合 O 和迭代次数 $o = o + 1$,然后返回阶段1重新求解;若满足收敛条件,则输出系统的最优调度结果。

5 算例分析

为了验证本文所提计及综合需求响应的电-气

双侧输配协同优化调度模型的有效性,参考文献[22-24]中的系统拓扑结构,以6节点输电网-6节点输气网+7节点配电网-6节点配气网-8节点配热网系统(小规模系统)和118节点输电网-12节点输气网+2个33节点配电网-10节点配气网-16节点配热网系统(大规模系统)作为测试算例进行分析验证。6节点输电网-6节点输气网+7节点配电网-6节点配气网-8节点配热网系统的拓扑结构图见附录C图C1,其中输电网、配电网、天然气网、配热网的参数参考文献[22-24]设置,输-配电网和输-配气网之间分别通过节点边际电价和分时气价实现能源交易过程,分时气价见附录C图C2。系统运行过程中光伏出力的模糊隶属度参数参考文献[25-26]设置,光伏出力预测曲线见附录C图C3。编程环境为MATLAB,调用Gurobi求解器进行求解,求解环境为Intel i9 13900HX的CPU,主频为5.4 GHz,内存为16 GB。调度周期为24 h,调度时间尺度为1 h。

5.1 小规模系统算例

为了验证本文所提模型的有效性,本节从输配协同效果和综合需求响应影响2个维度展开分析,并设置如下3种场景进行对比:①场景1,计及需求响应的各子系统独立运行场景,在该场景下,输电网、配电网、输气网、配气网和配热网各自独立决策,不考虑系统间的能量耦合与协同优化;②场景2,不计及综合需求响应的输配协同运行场景,该场景虽然考虑了多能源系统间的协同运行,但未引入需求响应机制;③场景3,计及电-气-热综合需求响应的输配协同运行场景,该场景充分考虑了多能源系统间的能量互补特性,实现输电网、配电网、输气网、配气网、配热网的协同优化运行。

5.1.1 梯形隶属度函数的有效性分析

为了分析可再生能源出力不确定程度对系统调度结果的影响,对光伏出力的梯形模糊数模型选取不同的置信水平,考察其对配电网购电成本的影响,设置置信度取值范围为 $[0.7, 1]$,单次步长为0.05,计算结果如附录C图C4所示。

由图C4可知,基于梯形模糊参数对光伏出力不确定性进行建模,配电网的购电成本随着置信水平的增大而增大,随着置信水平增大,配电网以牺牲经济性为代价获取更高的供电可靠性;置信水平越低,配电网的购电成本越小,即利用高风险获得高经济收益。置信水平反映了调度中心对光伏出力不确定性所带来风险的把控能力,光伏出力不确定性会使系统出现供需不平衡问题,但是将这种风险控制一定的置信水平内,可以在忍受可承担风险的同时获取较好的经济效益。当置信水平 $\alpha \in [0.7, 1]$ 时,随着风险降低,配电网的购电成本逐渐增大,系统经济性降低,所以为了保证较好的经济性且不丧失高可

可靠性,本文设置置信水平 $\alpha=0.9$,并在该置信水平下进行系统调度决策分析。

5.1.2 计及综合需求响应的电-气双侧输配协同有效性分析

为了验证计及综合需求响应的电-气双侧输配协同模型在多区域多能源系统协同优化调度中的优势,对比场景1—3的运行成本,结果如表1所示。

由表1可知,相较于场景1、2,场景3的总运行成本分别降低了6.89%、2.43%,这是因为输电-配电网、输气-配气网、配热网协同运行能够充分利用多能源互补和多层级互济的优势特性,优化全系统的运行状态,综合提高系统的经济性;综合需求响应机制能够引导用户在不同的时段调整用能行为,通过价格信号引导负荷从高峰时段转移到低谷时段,提高了能源利用的整体经济性。同时,相较于场景1、2,场景3的配气网运行成本分别降低了52.32%、13.27%,气网总成本分别降低了7.33%、2.89%,这是因为电-气双侧输配协同模型中考虑了分时气价与气源出气成本之间的博弈,实现了输气网和配气网在源侧的协同运行,同时配气网基于分时气价的需求响应优化了气网的运行成本,有效提高了输气-配气网的运行经济性。相较于场景1,场景3的电网运行成本增加了0.4%,这是因为场景3中的电-气双侧输配协同优化了电网用户侧的用能习惯,减少了负荷削减量,基本满足各时段的电负荷需求,这也使配电网向输电网的购电电量增加,则购电成本增大,进而使得电网运行成本略有增加,以相对较小的运行经济性为代价,有效地保证了系统的供电可靠性。

5.1.3 综合需求响应有效性分析

为了体现综合需求响应对输配系统运行的影响,从系统经济性、输电-配电网联络线电功率、输气-配气网联络管道天然气流量、需求响应程度、系统运行状态等多个角度对场景2和场景3进行对比分析。

1) 系统经济性分析。

由表1可知,相较于场景2,场景3中的用户侧响应成本增大,但是系统总体运行成本降低,这是因为气负荷响应分时气价和配气网气源出气成本,当气网支撑气负荷成本较高时,将部分可控气负荷转移至成本较低的时段,实现气负荷的“削峰填谷”;热负荷受分时气价和节点边际电价的联合影响,并结

合CHP机组“以热定电”的运行方式,在供给热负荷和电负荷成本较高的时段,将部分可控热负荷转移至成本较低的时段,实现了热负荷的“削峰填谷”。同时,在热负荷低谷时段,CHP机组输出的电能减少,这会激励电网中电负荷的需求响应过程。在热网“削峰填谷”和节点边际电价的共同影响下,调控电网中的可控电负荷,减少高峰时段的用户用电量,将这部分电负荷转移至电负荷低谷时段,实现电负荷的“削峰填谷”。综上所述,考虑电-气-热综合需求响应能够有效优化全系统的负荷分布状态,提升系统资源利用效率,进而提升全系统的运行经济性。

2) 输电-配电网联络线电功率分析。

不同场景下的输电-配电网联络线电功率如图2所示。由图可知:相较于场景2,由于分时气价和节点边阶电价的双重影响,场景3在时段1—3、22—24的热负荷转入量增加,CHP机组在“以热定电”运行方式下增加热出力以满足热负荷需求,同时电出力也相应增加,这使得配电网向输电网的购电功率减小,联络线传输的电功率降低;在时段15、16,因分时气价低于节点边际电价,天然气网通过燃气轮机向电负荷供电的经济效益优于电网中火电机组的供电效益,所以燃气轮机的出力增加,配电网向输电网的购电功率减小。综上所述,考虑电-气-热综合需求响应能够有效提高输网和配网之间源-荷资源的协同潜力,提升全系统的运行经济性。

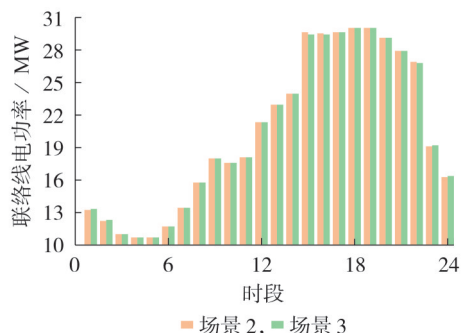


图2 不同场景下的联络线电功率

Fig.2 Electric power of tie line under different scenarios

3) 输气-配气网联络管道天然气流量分析。

场景2和场景3下的输气-配气网联络管道天然气流量对比如图3所示。由图可知,受分时气价和配气网气源出气成本的影响,在气负荷高峰时段,通过调控可控气负荷将部分气负荷转移至低谷时段,

表1 不同场景下系统的运行成本

Table 1 System operation cost under different scenarios

场景	输电-配电网运行成本/元	输气网运行成本/元	配气网运行成本/元	配热网运行成本/元	配电网购电成本/元	需求响应成本/元	总运行成本/元
1	2518222.95	11884334.15	6755293.35	133943.63	257682.03	6005.98	21555482.09
2	2529134.25	14072753.22	3713671.58	0	256349.34	0	20571908.39
3	2528512.09	14051722.29	3220948.26	0	269069.92	450.95	20070703.51

实现了“削峰填谷”。在时段9—14,由于配气网的气源出气成本低于分时气价,天然气由配气网中的气源提供,但是在气负荷低谷时段采用分时气价向输气网购气的经济性更高,所以在该时段内调控柔性气负荷,将部分气负荷转移至低谷时段(时段1—4,22—24);在时段17,受热负荷需求响应过程的影响,CHP机组的耗气量降低,配气网向输气网的购气量减小。综上所述,考虑综合需求响应能够合理改变用户侧的用能行为,实现输气-配气网的协同供能,优化系统的运行状态。

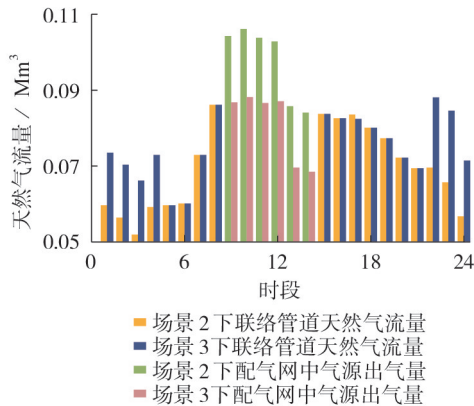


图3 不同场景下的联络管道天然气流量

Fig.3 Natural gas flow of pipelines under different scenarios

4)需求响应水平对系统经济性的影响。

为了说明综合需求响应中负荷削减量、转移量对系统调度结果的影响,通过改变可转移量上限、可削减量上限、负荷转移成本、失负荷惩罚成本,对场景3下电网成本、配气网成本进行对比。需求响应过程中以调节比例100%为基准,该基准的相关设定如下:电网中负荷可削减量上限为 $0.3D_{e,t}$,负荷可转移量上限为 $0.5D_{e,t}$,负荷转移单位补偿价格为50元/MW,负荷削减单位补偿价格为300元/MW;气网中负荷可削减量上限为 $0.3G_{q,t}^D$ ($G_{q,t}^D$ 为时段 t 气负荷 q 的需求量),负荷可转移量上限为 $0.15G_{q,t}^D$,负荷转移单位补偿价格为50元/MW,负荷削减单位补偿价格为600元/MW。需求响应调节比例对电网、气网成本的影响结果分别如附录C图C5和图C6所示。

由图C5和图C6可知,不同成本因素对系统的影响程度不同。负荷转移成本对系统经济性的影响相对更为敏感,而其他成本因素的变化对系统成本的影响较小。当负荷转移成本发生变化时,系统会更直接地调整负荷转移策略,从而直接影响电网成本。负荷可转移量上限、可削减量上限的变化对系统经济性的影响较弱,但当增大这2个上限时,系统可获得更大的负荷调节空间,能更灵活地实现“削峰

填谷”,具备降低系统成本的能力。负荷可转移量上限、可削减量上限调整导致系统成本仅略微降低的主要原因是,在确保电网和气网稳定性的前提下,负荷的增/减需要保持在合理的范围内,以平衡经济性与灵活性,避免过度调节带来的操作复杂性和额外成本。值得关注的是,当调节比例超过100%后,系统的调节潜力已得到充分释放,因此成本变化较小。同时,负荷削减成本在特定的阈值附近呈现突增特征,这反映了系统在成本临界点处调节机制的非连续性,这是因为高成本导致原有需求响应策略的经济性急剧下降。

5)综合需求响应状态分析。

为了说明综合需求响应在电-气双侧输配协同过程中的作用,图4—6分别展示了场景3下配电网、配气网、配热网的需求响应决策结果。

由图4可知:在时段17—19,由于节点边际电价较高,电源的供电成本较高,配电系统运营商通过调控配电网中的柔性电负荷,使用电用户改变高峰时段的用电行为,将电负荷转移至低谷时段1—4、20—24;但是,由于受到电负荷可转移量上限的限制,时段17—19内少量的电负荷被削减;此外,在时

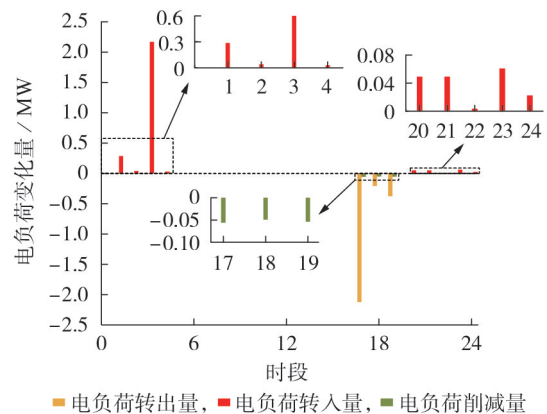


图4 场景3下配电网的需求响应决策结果

Fig.4 Demand response decision-making results of power distribution network under Scenario 3

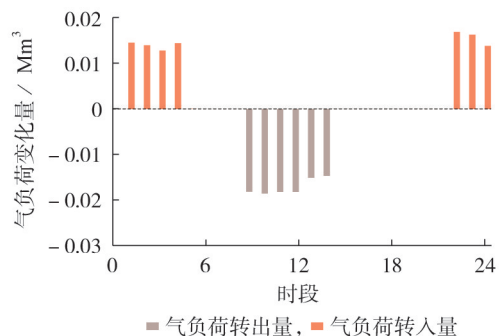


图5 场景3下配气网的需求响应决策结果

Fig.5 Demand response decision-making results of gas distribution network under Scenario 3

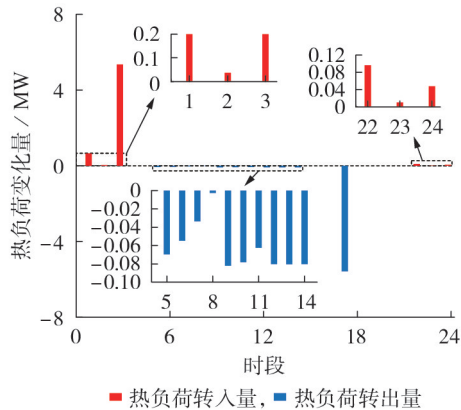


图6 场景3下配热网的需求响应决策结果

Fig.6 Demand response decision-making results of heat distribution network under Scenario 3

段1、3,电负荷转入量受热网需求响应决策的影响,随着转入的热负荷总量增加,CHP机组的热出力和电出力均增大,使得该时段内可承担的电负荷总量增加,因此在该时段内电负荷转入量较大。

由图5和图6可知,气负荷和热负荷在负荷高峰时段的用能需求降低,在负荷低谷时段的用能需求增加。气负荷的需求响应决策主要受分时气价和配气网中气源出气成本的影响,在时段9—14,由配气网中的气源向气负荷提供天然气,且为了提高系统的运行经济性,将时段9—14的部分柔性气负荷转移至分时气价较低的时段1—4、22—24。热负荷的需求响应决策受分时气价和节点边际电价的双重影响,因为CHP机组在“以热定电”运行方式下能够供给部分电负荷,为了不增加输电网对配电网的供电压力,避免节点边际电价增大,在时段5—14内热负荷转出量较少;在时段17转出较多的可控热负荷至时段1—3、22—24,这使得热网的运行经济性得到提升的同时,增强了时段1—3、22—24承担可转移电负荷的能力,可以接受更多的电负荷转入,同时优化了电负荷的需求响应过程。

5.2 大规模系统算例

为了进一步验证本文所提模型和求解方法在大规模系统中的适用性,本节沿用5.1节中的场景设置,以118节点输电网-12节点输气网+2个33节点配电网-10节点配气网-16节点配热网系统为测试系统进行分析验证。

5.2.1 不同算法下输配系统的运行成本对比分析

为了验证本文所提L-ATC算法在大规模系统中的适用性,将其与传统ATC算法、ADMM进行对比,结果如表2所示。

由表2可知,L-ATC算法、传统ATC算法、ADMM的计算结果非常接近,3种算法总运行成本的最大相对偏差不超过1%,相较于ATC算法、ADMM,L-ATC算法的计算效率分别提升了31.5%、45.95%,

表2 场景3下不同算法求得的系统运行成本

Table 2 System operation cost obtained by different algorithms under Scenario 3

算法	总运行成本/元	计算时间/s
ADMM	42 837 650.45	17 012.134 625
ATC算法	42 816 322.45	13 422.567 542
L-ATC算法	43 210 325.87	9 194.915 817

可见L-ATC算法能在保证计算精度的前提下,显著提高计算效率,这验证了在较大规模系统中L-ATC算法的准确性和适用性。

5.2.2 不同场景下输配系统的运行成本对比分析

为了分析在大规模系统中综合需求响应以及协同优化运行对输配系统运行成本的影响,对比不同场景下的系统运行成本,如表3所示。

表3 不同场景下系统的运行成本

Table 3 System operation cost under different scenarios

场景	总运行成本/万元	输电-输气网成本/万元	配网成本/万元	节点边际电价/[元·(MW·h) ⁻¹]
1	5 082	3 469	1 613	499.60
2	4 843	3 455	1 387	500.00
3	4 321	3 466	855	497.92

由表3可以看出,场景1下各子系统独立运行,系统的总运行成本最大;场景2考虑了系统间的协同,实现了多能源系统的基本耦合,系统总运行成本相比于场景1有所减小;场景3进一步考虑了电-气-热综合需求响应,充分挖掘了多能源系统的互补潜力,系统总运行成本明显减小,节点边际电价降低至497.92元/(MW·h),这是因为多元用户在分时气价和节点边际电价的双重激励下,主动调整用能行为,通过将负荷从高峰时段转移至低谷时段,实现了资源在调度周期内的更合理分布。同时,电负荷和热负荷的“削峰填谷”过程降低了火电机组的出力水平,使得系统边际机组发生改变,进一步优化了系统的运行经济性。值得注意的是,气负荷的响应过程对电、热负荷的响应具有一定的约束效果,这种多能源系统间的深度耦合不仅提高了系统能源利用率,还增强了系统运行的灵活性和经济性。

上述仿真结果验证了本文所提模型和L-ATC算法的有效性、优越性。L-ATC算法通过分布式求解方式显著提升了计算效率,同时结合线性化技术与分布式协调机制,实现了全局目标的精准逼近和子问题间的高效协同。L-ATC算法可为电-气双侧输配协同优化调度提供一种高效可靠的解决方案,具有重要的理论价值和实际应用潜力。

6 结论

本文提出了计及综合需求响应的电-气双侧输配协同优化调度方法,采用L-ATC算法对模型进行

循环迭代求解,并对小规模系统和大规模系统进行算例分析验证,所得结论如下:

1)本文所提电-气双侧输配协同优化模型通过分别对输电-配电网和输气-配气网进行解耦,简化了天然气输、配网络的交易过程,有效促进了考虑IES的输配系统中多类型资源间的高效协同,提高了输配协同整体的经济性;

2)本文所提计及综合需求响应的电-气双侧输配协同优化调度模型综合考虑了电、气、热3类能源的需求响应过程,促进了多能源主体参与输配市场的能源交易过程,合理调度全系统源-网-荷资源,实现了系统多能源多层级的互补共赢;

3)在求解分布式优化问题时,本文采用的L-ATC算法能够有效保护不同系统间的信息隐私。L-ATC算法通过分层解耦和有限信息交互的方式,仅在必要时传递联络线交换功率和价格信号,避免了传统集中式方法需要收集全部系统信息的问题,具有较高的求解准确性,且能够较好地适用于大规模系统。

为了进一步拓展模型的研究深度和应用广度,本文在现有创新成果的基础上,针对尚未充分考虑的因素提出了未来的研究方向。本文通过光伏出力不确定性建模和综合需求响应机制有效提升了输配系统的经济性和灵活性,但负荷侧需求响应的不确定性在实际应用中同样具有重要的影响,其来源包括用户行为的随机性、价格信号的响应延迟、不同能源形式需求的动态变化等。在未来的研究中,笔者将进一步完善现有模型,充分考虑负荷侧需求响应的不确定性,通过引入例如随机规划、鲁棒优化、分布式不确定性建模等方法,提升模型在复杂实际场景中的适用性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 成龙,李国庆,王振浩,等. 高比例分布式可再生能源交直流混合配电网运行调控:科学问题与技术框架[J]. 电力自动化设备,2024,44(8):77-91.
CHENG Long, LI Guoqing, WANG Zhenhao, et al. Operation regulation for high proportion of distributed renewable energy integrated hybrid AC & DC distribution network: scientific issues and technology framework[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(8): 77-91.
- [2] ZHANG Y M, SUN P K, JI X Q, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy systems considering full-process carbon emission tracking and low carbon demand response[J]. IEEE Transactions on Network Science and Engineering, 2024, 11(6): 5417-5431.
- [3] 殷晨旭,孙永辉,谢东亮,等. 博弈视角下电-气互联综合能源系统多目标协同优化[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(11): 173-183.
YIN Chenxu, SUN Yonghui, XIE Dongliang, et al. Multi-objective cooperative optimization of electricity-gas interconnected integrated energy system from game perspective[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(11): 173-183.
- [4] 赵琛,叶金池,和萍,等. 考虑源荷多重不确定性的园区综合能源系统优化策略[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(4): 148-164.
ZHAO Chen, YE Jinchi, HE Ping, et al. A PIES optimization strategy considering multiple uncertainties in source and load[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(4): 148-164.
- [5] 兰鹏,沈晓东,吴刚,等. 基于交替方向乘子法的输-配-天然气系统分布式优化调度[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(23): 21-30.
LAN Peng, SHEN Xiaodong, WU Gang, et al. Distributed optimal scheduling for transmission-distribution-natural-gas system based on alternating direction method of multipliers[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(23): 21-30.
- [6] 张玉敏,张旋,吉兴全,等. 计及电-气-热 IES 动态特性的输配协同机组组合[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(23): 8576-8592.
ZHANG Yumin, ZHANG Xuan, JI Xingquan, et al. Synergetic unit commitment of transmission and distribution network considering dynamic characteristics of electricity-gas-heat integrated energy system[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(23): 8576-8592.
- [7] 吉兴全,张旋,于一潇,等. 考虑综合能源系统运行灵活性的输配协同优化调度[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(23): 29-40.
JI Xingquan, ZHANG Xuan, YU Yixiao, et al. Coordinated optimal dispatch of transmission and distribution power systems considering operation flexibility of integrated energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(23): 29-40.
- [8] CHEN H H, FU L B, ZHANG R F, et al. Local energy market clearing of integrated ADN and district heating network coordinated with transmission system[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 125: 106522.
- [9] 程杉,程颖,贺彩,等. 考虑不确定性的配电网-多综合能源系统分布式协同规划[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(11): 24-32.
CHENG Shan, CHENG Ying, HE Cai, et al. Distributed collaborative planning of distribution network-multiple integrated energy system considering uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(11): 24-32.
- [10] 王晓刚,刘创,吴彬彬,等. 考虑有限理性的能源社区多时间尺度运行优化策略[J]. 智慧电力, 2025, 53(10): 106-114.
WANG Xiaotian, LIU Chuang, WU Binbin, et al. Multi-timescale operation optimization strategy for energy communities considering bounded rationality[J]. Smart Power, 2025, 53(10): 106-114.
- [11] LI Z S, GUO Q L, SUN H B, et al. A new LMP-sensitivity-based heterogeneous decomposition for transmission and distribution coordinated economic dispatch[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(2): 931-941.
- [12] ZHAI J Y, JIANG Y N, SHI Y M, et al. Distributionally robust joint chance-constrained dispatch for integrated transmission-distribution systems via distributed optimization[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(3): 2132-2147.
- [13] LI Z M, XU Y, WANG P, et al. Restoration of a multi-energy distribution system with joint district network reconfiguration via distributed stochastic programming[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2024, 15(3): 2667-2680.
- [14] YIN S F, WANG J H, GANGAMMANAVAR H. Stochastic market operation for coordinated transmission and distribution systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 12(4): 1996-2007.
- [15] ZHENG Z Q, CHEN G, SHEN Z X. Interval-partitioned and correlated uncertainty set based robust optimization of micro-grid[J]. IEEE Systems Journal, 2024, 18(3): 1516-1527.

- [16] LIANG B M, YANG J J, HOU B P, et al. A pricing method for distribution system aggregators considering differentiated load types and price uncertainty[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(3):1973-1983.
- [17] 杜刚, 赵冬梅, 刘鑫. 计及风电不确定性优化调度研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(7):2608-2627.
DU Gang, ZHAO Dongmei, LIU Xin. Research review on optimal scheduling considering wind power uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(7):2608-2627.
- [18] WANG X Y, WANG J, TIAN B Y, et al. Economic dispatch of the low-carbon green certificate with wind farms based on fuzzy chance constraints[J]. Energies, 2018, 11(4):943.
- [19] ZHANG Y M, LI J R, JI X Q, et al. Optimal dispatching of electric-heat-hydrogen integrated energy system based on Stackelberg game[J]. Energy Conversion and Economics, 2023, 4(4):267-275.
- [20] ZHANG R F, CHEN Y, LI Z M, et al. Two-stage robust operation of electricity-gas-heat integrated multi-energy microgrids considering heterogeneous uncertainties[J]. Applied Energy, 2024, 371:123690.
- [21] 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.
- [22] 刘帅东, 韩松, 荣娜, 等. 计及烟效率的电-气-热综合能源系统多目标优化调度方法[J]. 电网技术, 2024, 48(7):2715-2722.
LIU Shuaidong, HAN Song, RONG Na, et al. A multi-objective optimal scheduling method for integrated electricity-gas-heat energy system taking into account the exergy efficiency of the integrated energy system[J]. Power System Technology, 2024, 48(7):2715-2722.
- [23] THAKAR S, VITTAL V, AYYANAR R, et al. The impact of detailed distribution system representation in dynamic sub-transmission-distribution co-simulation[J]. IEEE Open Access Journal of Power and Energy, 2023, 10:490-502.
- [24] 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 Wenyue, 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.
- [25] 陈瑞捷, 鲁宗相, 乔颖. 基于多场景模糊集和改进二阶锥方法的配电网优化调度[J]. 电网技术, 2021, 45(12):4621-4629.
CHEN Ruijie, LU Zongxiang, QIAO Ying. Optimal dispatch based on multi-scene ambiguity set and modified second-order cone algorithm for distribution network[J]. Power System Technology, 2021, 45(12):4621-4629.
- [26] 罗纯坚, 李姚旺, 许汉平, 等. 需求响应不确定性对日前优化调度影响分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(5):22-29.
LUO Chunjian, LI Yaowang, XU Hanping, et al. Influence of demand response uncertainty on day-ahead optimization dispatching[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(5):22-29.

作者简介:

张玉敏(1986—),女,副教授,博士,主要研究方向为电力系统运行与控制(**E-mail**:yuminzhang2019@sdu.edu.cn);
齐昂(1999—),男,硕士研究生,主要研究方向为电力系统运行与控制(**E-mail**:202482080015@sdu.edu.cn);
张少梅(1982—),女,副教授,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统输配协同调度(**E-mail**:zsmphys@sdu.edu.cn)。

(编辑 陆丹)

Collaborative optimal scheduling of electricity-gas bilateral transmission and distribution systems based on L-ATC algorithm and integrated demand response

ZHANG Yumin¹, QI Ang¹, JI Xingquan¹, ZHANG Shaomei², YE Pingfeng³, MENG Xiangjian¹

(1. College of Electrical Engineering and Automation, Shandong University of Science and Technology, Qingdao 266590, China; 2. College of Electronic and Information Engineering, Shandong University of Science and Technology, Qingdao 266590, China;

3. College of Energy Storage Technology, Shandong University of Science and Technology, Qingdao 266590, China)

Abstract: Aiming at the uncertainty of photovoltaic output and the insufficient operational flexibility of transmission and distribution systems, a collaborative optimal scheduling of electricity-gas bilateral transmission and distribution systems based on the L-shaped algorithm-analytical target cascading(L-ATC) algorithm and integrated demand response is proposed. Based on the idea of hierarchical regulation, a collaborative optimization framework of electricity-gas bilateral transmission and distribution systems is constructed. A trapezoidal membership function based on fuzzy theory is established to describe the uncertainty of photovoltaic output. Considering the guidance of multi-price signals, a collaborative optimal scheduling model of electricity-gas bilateral transmission and distribution systems considering integrated demand response is established. The analytical target cascading algorithm and L-shaped algorithm are adopted to solve the optimization problem in a nested manner, so as to achieve hierarchical decision-making and global convergence. The validity of the proposed model and method is verified through case simulation.

Key words: collaboration of transmission and distribution systems; integrated energy system; integrated demand response; L-ATC algorithm; optimal scheduling